



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN EN YACIMIENTOS DE GAS CON BAJA PERMEABILIDAD”

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

JOSÉ DAVID GUZMÁN ARÉVALO

DIRECTOR DE TESIS:

DR. VÍCTOR HUGO ARANA ORTIZ

CODIRECTOR DE TESIS:

DR. JORGE ALBERTO ARÉVALO VILLAGRÁN

MÉXICO, D.F., CIUDAD UNIVERSITARIA,
SEPTIEMBRE 2009.





UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

SR. JOSÉ DAVID GUZMÁN ARÉVALO
Presente

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-666

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Dr. Víctor Hugo Arana Ortiz y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN EN YACIMIENTOS DE GAS CON BAJA PERMEABILIDAD

- RESUMEN
- LISTA DE FIGURAS
- LISTA DE TABLAS
- I INTRODUCCIÓN**
- II FUNDAMENTOS DE LA INGENIERÍA DE YACIMIENTOS DE GAS**
- III DERIVACIÓN DE LAS ECUACIONES DE INTERPRETACIÓN PARA LOS DIFERENTES REGÍMENES DE FLUJO DETECTADOS EN YACIMIENTOS DE GAS CON BAJA PERMEABILIDAD**
- IV METODOLOGÍAS DE ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN DE POZOS EN YACIMIENTOS DE GAS CON BAJA PERMEABILIDAD**
- V ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN PARA CASOS DE CAMPO**
- VI DISCUSIÓN DE RESULTADOS**
- VII CONCLUSIONES**
- NOMENCLATURA
- REFERENCIAS
- APÉNDICES

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

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 27 de Mayo de 2009

EL DIRECTOR

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA

JGGZ*RJPYS*srs

**FACULTAD DE INGENIERIA
DIVISION DE INGENIERÍA EN CIENCIAS
DE LA TIERRA**

ASUNTO: Solicitud de Jurado para Examen
Profesional

**MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA
DIRECTOR DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA
DE LA U.N.A.M.
Presente**

Por medio del presente, se informa a usted que el (la) alumno (a):

NOMBRE	NÚMERO DE CUENTA	CARRERA
JOSÉ DAVID GUZMÁN ARÉVALO	400002453	ING. PETROLERO

Inscrito(a) en la modalidad de titulación denominada:

"TITULACIÓN POR TESIS"

ha cubierto los requisitos académicos necesarios para realizar su examen profesional, habiendo presentado como trabajo escrito la(el) (tesis, tesina, artículo académico, informe) con el siguiente título:

"ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN EN YACIMIENTOS DE GAS CON BAJA PERMEABILIDAD"

Por lo anterior se solicita la realización del examen profesional correspondiente, para lo cual se designó el siguiente Jurado:

ASIGNACION	NOMBRE	RFC CON HOMOCLAVE
PRESIDENTE	ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS	VIVM3501017W7
VOCAL	DR. VÍCTOR HUGO ARANA ORTIZ	AAOV641109LF5
SECRETARIO	ING. MA. ISABEL VILLEGAS JAVIER	VIJI630425T27
1ER. SUPLENTE	M. I. TOMÁS EDUARDO PÉREZ GARCÍA	PEGT650210678
2DO. SUPLENTE	ING. OCTAVIO STEFFANI VARGAS	SEVO6510199Q5

Se anexa en tres tantos la autorización correspondiente del trabajo escrito por parte de los sinodales.

Atentamente.

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

CD. Universitaria, D.F. a 28 de Mayo de 2009

EL JEFE DE LA DIVISIÓN


DR. RICARDO J. PADILLA Y SÁNCHEZ

ENTERADO


SR. JOSÉ DAVID GUZMÁN ARÉVALO



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCIÓN

Aceptación de Trabajo Escrito

Mtro. José Gonzalo Guerrero Zepeda
Director de la Facultad de
Ingeniería de la U.N.A.M.
Presente.

En atención a su oficio en el que nos informa que hemos sido designados sinodales del Examen Profesional del señor GUZMAN AREVALO JOSE DAVID registrado con número de cuenta 40000245-3 en la carrera de INGENIERÍA PETROLERA, nos permitimos manifestarle la aceptación del trabajo desarrollado por el citado alumno.

Atentamente,

ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS

FECHA DE ACEPTACIÓN: Ago 24, 09.

DR. VICTOR HUGO ARANA ORTIZ

FECHA DE ACEPTACION: Aug 11, 09.

ING. MARIA ISABEL VILLEGAS JAVIER

FECHA DE ACEPTACION: 26/agosto/09

M.I. TOMAS EDUARDO PEREZ GARCIA

FECHA DE ACEPTACION: 26 Ago 09.

ING. OCTAVIO STEFFANI VARGAS

FECHA DE ACEPTACION: 24/Ago/09.

FECHA DE EMISIÓN: 10 de Agosto de 2009.

RESUMEN

Análisis de la Producción en Yacimientos de Gas con Baja Permeabilidad
(Septiembre 2009)

José David Guzmán Arévalo

Éste trabajo presenta los fundamentos de la ingeniería de yacimientos de gas, así como también, un catálogo para el análisis de la producción en cuanto al estudio e interpretación del comportamiento de la producción de largo plazo en yacimientos homogéneos de gas con baja permeabilidad. La literatura técnica del petróleo necesita, metodologías sencillas y de forma gradual para analizar y predecir el comportamiento de la producción en yacimientos de gas no convencionales (por ejemplo, yacimientos de gas con baja permeabilidad). Estas metodologías tienen aplicaciones en el análisis para datos de presión-producción para pozos de gas y flujos dominados por la frontera externa en yacimientos de gas con baja permeabilidad. En la aplicación de campo, éste análisis tiene una ventaja sobre los métodos de pruebas de pozo en términos de costos ya que con estos análisis se induce a que no se pierda la producción, en el caso contrario, en los períodos de cierre (a menudo largos) requeridos para pruebas de pozo en yacimientos de gas con baja permeabilidad (YGBP).

Los principales objetivos de éste trabajo son: (1) presentar los fundamentos teóricos concernientes a la ingeniería de yacimientos de gas, (2) presentar la derivación de las ecuaciones de interpretación las cuales fueron desarrolladas y adaptadas para flujo de gas real a partir de soluciones analíticas, semi-analíticas y numéricas para los diferentes regímenes de flujo detectados en yacimientos de gas con baja permeabilidad bajo las consideraciones de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g y/o a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} , así como también, presentar la técnica de superposición del tiempo y describir los diferentes escenarios físicos que causan flujo lineal de larga duración en éste tipo de yacimientos, (3) mostrar el desarrollo de un catálogo confiable, sencillo y paso a paso de las metodologías gráficas y analíticas para el análisis de datos

de presión-producción obtenidos de pozos en yacimientos de gas con baja permeabilidad con el fin de proporcionar estimaciones de algunos valores del yacimiento, tales como, el volumen original de gas, G , las reservas probadas o recuperables de gas, la conductividad de la formación, kh , la permeabilidad de la formación, k , el área de sección transversal, A_c , el daño a la formación, s , el efecto temprano del régimen de flujo, el área de drene del pozo, A , el volumen de poro asociado al área de drene, V_p , etc., (4) aplicar las metodologías gráficas y analíticas de análisis de la producción en pozos productores reales en yacimientos de gas con baja permeabilidad, (5) validar los resultados estimados en estos pozos productores de gas mediante el uso de la simulación numérica y (6) la utilización de ésta tesis como material didáctico tanto para el programa de estudio de la carrera de ingeniería petrolera que se imparte en la UNAM en su materia obligatoria “Ingeniería de Yacimientos de Gas” y de su materia optativa dentro del bloque denominado “Yacimientos de Gas” de nombre “Yacimientos de Gas de Baja Permeabilidad” y como material de consulta para la persona que se interese en éste tipo de yacimientos.

Se presentan algunos conceptos básicos referentes a la ingeniería de yacimientos de gas aplicables a éste trabajo.

Se muestran los diferentes regímenes de flujo detectados en yacimientos de gas con baja permeabilidad y se desarrolla la derivación de las ecuaciones de interpretación para cada régimen de flujo en éste tipo de yacimientos, asimismo, se presenta la técnica de superposición del tiempo, así como también, se presentan tres diferentes escenarios físicos que causan régimen de flujo lineal de largo plazo en yacimientos de gas con baja permeabilidad. Estos escenarios son radios grandes de anisotropía debidos a fracturas naturales paralelas ubicadas en la matriz de la formación de baja permeabilidad, un régimen de flujo lineal perpendicular a la fractura hidráulica en pozos productores verticalmente fracturados en yacimientos de gas con baja permeabilidad y un flujo vertical lineal dentro de una veta de alta permeabilidad.

El catálogo incluye modelos, soluciones, gráficas de diagnóstico de flujo, gráficas especializadas y ecuaciones de interpretación para estimar algunos valores del yacimiento, tales como, la conductividad de la formación, kh , la permeabilidad de la formación, k , el área de sección transversal, A_c , el daño a la formación, s , el efecto

temprano del régimen de flujo, el área de drene del pozo, A , el volumen de poro asociado al área de drene, V_p , etc, y el volumen original de gas, G . Se examina una serie de modelos: analíticos, semi-analíticos y soluciones numéricas para diferentes geometrías de flujo bajo una variedad de condiciones de frontera. Las soluciones para líquidos son adaptadas para el flujo de gas mediante el uso de la función de pseudo-presión para el gas real.

Se describen las metodologías gráficas y analíticas para el análisis de la producción con diferentes regímenes de flujo para yacimientos homogéneos bajo cualesquiera de las constantes de explotación: a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y a gasto de flujo constante de gas, q_g .

Se aplica la técnica de superposición del tiempo para graficar e interpretar datos de presión-producción.

Se examinan las gráficas de diagnóstico de flujo con ejes log-log de la caída de la pseudo-presión/gasto de flujo de gas, $\Delta m(p)/q_g$ contra el tiempo para detectar una o más geometrías de flujo. Se presentan las gráficas especializadas de la caída de la pseudo-presión, $\Delta m(p)/q_g$ contra funciones específicas del tiempo, las cuales dependen de la geometría de flujo detectada en las gráficas de diagnóstico de flujo.

Se estiman mediante las metodologías desarrolladas, algunos parámetros del yacimiento, el volumen original de gas, G , y las reservas para los pozos productores en yacimientos de gas con baja permeabilidad que se exponen en éste trabajo.

Se realiza simulación numérica a los casos de campo para confirmar o modificar el análisis hecho con base en las metodologías gráficas y analíticas presentadas para el análisis de la producción.

Por último, se discuten diversos temas y resultados de éste trabajo, así como también, se presentan conclusiones, recomendaciones y trabajos futuros por realizar.

DEDICATORIA

Esta tesis la dedico profundamente para:

Mi abuelo **Francisco Guzmán Cisneros** † por sus sacrificios, por su amor, por guiar mi camino, por ser mi inspiración y el pilar de la familia Guzmán.

Mi abuela **Romana Pérez Pérez** (Alita) por su cuidado, soporte, apoyo y comprensión.

Mis abuelos **Martha Villagrán** † y **Antonio Arévalo** por sus consejos, cariño y apoyo.

Mis padres **José Carlos Guzmán Pérez** y **María Guadalupe Arévalo Villagrán** por todo lo que han hecho en mi vida.

Mis hermanos **José Benjamín** y **José Francisco** por su apoyo, confianza, por ser parte fundamental en el logro de esta meta, a quienes me gustaría dejarles un buen ejemplo y para que sepan que deseo lo mejor para ellos.

Mi padrino **Jorge Alberto Arévalo Villagrán** (George) por haber impulsado a modificar mi vida, por su fe y comprensión, por ser un ejemplo a seguir y por su apoyo.

A mis **tías, tíos y a sus familias** derivadas de las partes materna y paterna por su ayuda, preocupación y comprensión cuando los he necesitado.

A mis **primos y primas, sobrinos y sobrinas** porque quiero motivarlos y expresarles que cada logro que tengan y cada meta que cubran dará una gran satisfacción para sí mismos y para toda la familia.

A mis **bisabuelos** † por mostrarme el buen ejemplo de vida en mi niñez.

AGRADECIMIENTOS

Deseo expresar mi más sincera gratitud y aprecio a las siguientes personas porque sin sus contribuciones, apoyo y aliento no hubiera sido capaz de llegar a esta meta.

Al **Dr. Jorge Alberto Arévalo Villagrán** por su apoyo incondicional, entusiasmo, devoción, orientación, liderazgo, visión, experiencia, por su valioso tiempo, por su incansable trabajo, por sus buenas enseñanzas, facilidades, recomendaciones y motivaciones para el alcance de esta esperada meta.

Al **Dr. Víctor Hugo Arana Ortiz**, un digno ejemplo a seguir, le agradezco todas sus atenciones y quien ha sido un amigo. Gracias por su visión y experiencia que me motivaron a tomar diversos juicios para la finalización de la licenciatura y caminos posteriores.

Un fuerte agradecimiento a mi **jurado de examen**, por sus consejos y observaciones hechas tanto de mi tesis como a mi persona: Ing. Manuel Villamar Vigueras, Ing. María Isabel Villegas Javier, M.I. Tomas Eduardo Pérez García, Ing. Octavio Steffani Vargas.

Quiero dar las gracias a **mis profesores** por haber aportado cada uno su grano de arena para llegar y formar hoy a un profesionalista y por su amistad: Ing. Guillermo Trejo Reyes, Ing. Martín Carlos Velásquez Franco, M.I. Martín Terrazas Romero, a los doctores Rodolfo G. Camacho Velázquez, Luis Macías Chapa, Fernando Samaniego Verduzco, Fernando Rodríguez de la Garza, Néstor Martínez Romero, Rafael Rodríguez Nieto, Juana Cruz Hernández, Ricardo Padilla y Sánchez, Raúl León Ventura, a los ingenieros Antonio Zamarrón Galván, Mario Becerra Zepeda, Jaime Ortiz, Manuel Reyes Aguirre, Sergio López, Justino, Mario Vázquez, Eva Sánchez Olea, Javier Arellano Gil, Alberto Arias Paz, Solange Ferreira, Blanca Arroyo, Edgar Meza, Jorge Huescani, Manuel Silva, Iván Santamaría, Ulises Neri Flores, José Luis Hernández Ramírez.

A mis **amigos y amigas**, incluyendo en algunos casos a sus familias, por las increíbles experiencias y lecciones que hemos pasado a lo largo de nuestra amistad, por los buenos y malos tiempos, por compartir, departir y demás...; **de la UNAM**: Myrna Morones, Nancy Peregrino, Deborah Ingrid, Ana Souto, Rocío León, Esther Rosado, Gabriela Meneses, Angélica Saldaña, Elena Cuatli, Vanessa Cárcamo, Andrea Turrubiates, Laura Chávez, Fabiola Galindo, Martha Eloisa, Marlene Rodríguez, Sharen Monserrat, Paolita, Paola Torres, Elsa, Yarely, Orquídea, Jasendy, Ana Huerta, Yarisol, Rubén Rodríguez, Jesús Gutiérrez, Omar Rubio, Oscar Candia, Othoniel, Mario Gil, Jaime García, Charlie, Marco Silva, Memo Vences, David Lugo, Gilberto Castillo, Rodrigo Orantes, Arturo (Tiburón), Lastiri, Víctor Madrigal, Chapitas, Oscar Dimas, Noe Maldonado (Güero), Moises (Geólogo), Antonio Torres, Gregorio Flores, Daniel Molina, Edgar Osornio, Ángel Morín, Ricardo Posadas, Alejandro Cortes, Agustín, Pablo González, Luis (Zague), Eduardo González, Germán Escobedo, Cristian Pérez, Alejandro Vistrain, Alejandro Aranda, Roberto Zúñiga, Juan Emanuel (Oldie), Osiris Bernal, Fabián (Petro), Joel Rodríguez, Orlando Tak, Erick Tetelco, Francisco (Traficante), Alfonso (Wagner), Félix Ixpango, Humberto Correa, Juan Carlos Soria, Edgard Sex, Enrique Rodríguez Bautista, Javier Lino, David Carrillo, Obed Sánchez, Julio Gutiérrez, Cuauhtémoc García, Pedro Zapatero, Pedro Cruz, Daniel Herrera, Hugo Avilés, Rafael Sánchez, Hugo Telésforo, Iván Gastelum, Walter Scott, Miguel Ángel Cortes, Jonathan (Calambres), Ricardo Chagoya, Juan Carlos Sabido, Gerardo Bravo, David Trujillo, Erick Martínez Antúnez, Sahel García, Marcos Ávalos, Juan Estrella, Carlos Valdés, Omar Nenin, Rogelio Álvarez, Arcadio Bahena, Hosue, Monterrubio, Daniel Hernández, Jacobo Medina, Diego Rebollar, Pedro Romero, Oscar Peña, Roberto Parra Olguín, **de León Guanajuato y de otras partes**: Carolina, Hilda, Adalia, Denisse, Jeniffer, Daleth, Gema, Chuy, Francisco Isnardo, Tierno, Caico, Chávez, Cholín, Daniel, Fabián, Francisco Arguea, Juan Carlos (chofer Dr. Camacho), Elizabeth Domínguez, Roxette, Mónica Ancona, Samantha Gamma, Julia Sánchez, Virginia Cueto, Lic. Figueroa, Myrna y José, Lic. Aida, Ing. Margarita Salomón, Gil (Willie), Edgar (Conejo CIPM), Fernando Pinheiro, Josué (Panda), Finalmente expreso mi gratitud a todos mis amigos de la Society of Petroleum Engineers-Sección México (SPE), del Instituto Politécnico Nacional (IPN), de Halliburton Reynosa y de la Plataforma PRIDE Wisconsin.

A los **conocidos** y **conocidas** con los cuales compartí momentos y situaciones malas y buenas, sobre todo porque de alguna forma contribuyeron a ser parte fundamental de un logro más.

A mi **Alma Mater** por haberme dado la oportunidad de ser parte de la máxima casa de estudios y especialmente a la **Facultad de Ingeniería** por todos los conocimientos, valores adquiridos y experiencias adquiridas dentro y fuera de sus instalaciones.

¡México! ¡Pumas! ¡Universidad!

¡Gooooya! ¡Gooooya!

Cachún Cachún Ra Ra

Cachún Cachún Ra Ra

¡Gooooya! ¡Universidad!

Cito las siguientes palabras:

Por muy bueno que seas
nunca dejes que te vean venir
ese es el error
tienes que mantenerte pequeño
inocuo, ser el chiquito
ya sabes, el torpe, el leproso
el pelele de provincia
tenemos que ser una sorpresa
que no nos vean venir

ZEITGUEST

“...La simple compañía del otro, en las situaciones adversas, es tan necesaria como la propia vida...”

Hay hombres que luchan un día y son buenos, hay hombres que luchan una semana y son más buenos, hay hombres que luchan un año y son mejores, hay hombres que luchan toda la vida, ellos son los imprescindibles. B. Brech.

En el largo plazo, la gente logra sólo aquello que realmente le interesa.....G. Molina.

¡Muchas Gracias!

ÍNDICE

	Página
RESUMEN	v
DEDICATORIA	viii
AGRADECIMIENTOS	xi
ÍNDICE	xii
LISTA DE FIGURAS	xxix
LISTA DE TABLAS	xlvi
CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN	1
1.1 Resumen	1
1.2 Yacimientos de gas con baja permeabilidad	2
1.3 Respaldo y motivación de éste trabajo	4
1.4 Objetivos y resultados de éste trabajo.....	9
1.5 Organización de éste trabajo.....	10
CAPÍTULO II FUNDAMENTOS DE LA INGENIERÍA DE YACIMIENTOS DE GAS	12
2.1 Introducción	12
2.2 Gas natural.....	13
2.2.1 Propiedades del gas natural	13
2.2.2 Clasificación del gas natural	14
2.2.3 Propiedades físicas del gas natural	14
2.2.4 Propiedades químicas del gas natural.....	15
2.2.5 Origen de las fuentes del gas natural	15
2.2.6 Fuentes de combustibles gaseosos.....	15
2.2.6.1 Arenas compactas	15
2.2.6.2 Lutitas	16
2.2.6.3 Acuíferos geopresionados	16
2.2.6.4 Carbón.....	16
2.2.6.5 Yacimientos de gas natural	16
2.2.7 Reservas mundiales de gas natural.....	18

2.2.8	Sistemas de proceso para gas natural	18
2.2.9	Yacimientos de gas húmedo y de gas seco	19
2.2.9.1	Yacimientos de gas húmedo	19
2.2.9.2	Yacimientos de gas seco	21
2.2.10	Necesidad del estudio independiente de los yacimientos de gas natural.....	22
2.3	Yacimientos de gas en formaciones de baja permeabilidad.....	22
2.4	Fracturamiento hidráulico	24
2.4.1	Presión de fractura.....	26
2.4.2	Fractura vertical	27
2.4.3	Conductividad de la fractura	28
2.4.4	Apuntalantes de la fractura	28
2.5	Volumen original de gas, G	29
2.6	Flujo transitorio	29
2.6.1	Radio de investigación, r_{inv}	30
2.6.2	Gráfica de regiones del tiempo	32
2.7	Flujo de fluidos en medios porosos	32
2.7.1	Ecuación de difusión	33
2.7.2	Pseudo-presión del gas real	33
2.7.2.1	Dependencia de las propiedades del gas por efecto de la presión	35
2.7.3	Variables adimensionales en yacimientos lineales homogéneos para las condiciones de explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y a gasto de flujo constante de gas, q_g (A)	38
2.7.4	Modelos de tipo de curva para los diferentes regímenes de flujo detectados en yacimientos de gas con baja permeabilidad.....	44
2.7.5	Soluciones analíticas que modelan el comportamiento de la caída de la presión adimensional durante los períodos o regímenes de flujo transitorio y dominado por la frontera externa para el caso de líquidos con las condiciones de explotación a gasto de flujo constante de liquido, q_L y/o a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} en un yacimiento lineal u homogéneo, infinito o finito según sea el caso.....	45

2.7.6	Soluciones analíticas que modelan el comportamiento de la caída de la presión adimensional durante los períodos o regímenes de flujo transitorio y dominado por la frontera externa para el caso de gases con las condiciones de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g y/o a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} en un yacimiento lineal u homogéneo, infinito o finito según sea el caso	46
2.7.7	Factor de forma de Dietz's	48
2.8	Yacimientos naturalmente fracturados	51
2.9	Resumen	55
CAPÍTULO III	DERIVACIÓN DE LAS ECUACIONES DE INTERPRETACIÓN PARA LOS DIFERENTES REGÍMENES DE FLUJO DETECTADOS EN YACIMIENTOS DE GAS CON BAJA PERMEABILIDAD	56
3.1	Introducción	56
3.2	Soluciones analíticas para los distintos regímenes o geometrías de flujo que modelan el comportamiento de los datos de presión-producción en un yacimiento homogéneo para las condiciones de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g y a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf}	58
3.3	Régimen de flujo lineal (L)	58
3.3.1	Ecuaciones de interpretación para régimen de flujo lineal en un modelo de yacimiento homogéneo e infinito para las condiciones de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g y a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} (L)	62
3.3.1.1	Ecuaciones de interpretación para régimen de flujo lineal en un modelo de yacimiento homogéneo e infinito con la condición de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g	67
3.3.1.1.1	Cálculo de la distancia de investigación, y_e	70
3.3.1.1.2	Cálculo del área de drene, A	71
3.3.1.1.3	Cálculo del volumen de poro, V_p	73
3.3.1.1.4	Cálculo del volumen original de gas, G	73

3.3.1.1.5	Evaluación del volumen original de gas, G mediante el uso de c_g además de c_t	74
3.3.1.1.6	Cálculo del daño al comienzo del efecto del régimen de flujo, b	75
3.3.1.2	Ecuaciones de interpretación para régimen de flujo lineal en un modelo de yacimiento homogéneo e infinito con la condición de explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf}	76
3.3.1.2.1	Cálculo de la distancia de investigación, y_e	79
3.3.1.2.2	Cálculo del área de drene, A	80
3.3.1.2.3	Cálculo del volumen de poro, Vp	82
3.3.1.2.4	Cálculo del volumen original de gas, G	82
3.3.1.2.5	Evaluación del volumen original de gas, G mediante el uso de c_g además de c_t	83
3.3.1.2.6	Cálculo del daño al comienzo del efecto del régimen de flujo, b	83
3.4	Régimen de flujo bilineal (B).....	84
3.4.1	Ecuaciones de interpretación para régimen de flujo bilineal en un modelo de yacimiento homogéneo e infinito con la condición de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g ..	85
3.4.1.1	Cálculo del daño al comienzo del efecto del régimen de flujo, s_1	91
3.5	Régimen de flujo radial (R).....	92
3.5.1	Radio de investigación, r_{inv}	94
3.5.2	Ecuaciones de interpretación para régimen de flujo radial en un modelo de yacimiento homogéneo e infinito con las condiciones de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g y a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf}	94
3.5.2.1	Consideraciones del modelo de flujo radial	95
3.5.2.2	Ecuaciones de Interpretación para régimen de flujo radial en un modelo de yacimiento homogéneo e infinito con la condición de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g	96
3.5.2.2.1	Cálculo del radio de investigación, r_{inv}	99

3.5.2.2.2	Cálculo del área de drene, A	100
3.5.2.2.3	Cálculo del volumen de poro, V_p	101
3.5.2.2.4	Cálculo del volumen original de gas, G	101
3.5.2.3	Ecuaciones de Interpretación para régimen de flujo radial en un modelo de yacimiento homogéneo e infinito con la condición de explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf}	102
3.5.2.3.1	Cálculo del radio de investigación, r_{inv}	105
3.5.2.3.2	Cálculo del área de drene, A	106
3.5.2.3.3	Cálculo del volumen de poro, V_p	107
3.5.2.3.4	Cálculo del volumen original de gas, G	107
3.6	Régimen de flujo esférico (E)	108
3.6.1	Ecuaciones de interpretación para régimen de flujo esférico en un modelo de yacimiento homogéneo e infinito con la condición de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g	111
3.6.1.1	Cálculo de la permeabilidad, k con el régimen de flujo esférico	113
3.6.1.2	Cálculo de radio equivalente de la esfera, $r_w' = r_{esf}$	114
3.7	Régimen de flujo dominado por frontera externa (FE).....	114
3.7.1	Ecuaciones de interpretación para régimen de flujo dominado por la frontera externa en un modelo de yacimiento homogéneo para las condiciones de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g en estado pseudo-estacionario (PSS) y a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} (declinación exponencial)	116
3.7.1.1	Ecuaciones de interpretación para régimen de flujo dominado por la frontera externa en un modelo de yacimiento homogéneo con la condición de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g en estado pseudo-estacionario (PSS)	117
3.7.1.1.1	Cálculo del volumen del yacimiento, V_Y ..	119
3.7.1.1.2	Cálculo del factor de forma de Dietz's, C_A ..	120

	3.7.1.1.3 Cálculo del volumen de poro del yacimiento, V_p y del área de drene del pozo, A	120
	3.7.1.1.4 Cálculo del volumen original de gas, G	121
3.7.1.2	Ecuaciones de interpretación para régimen de flujo dominado por la frontera externa en un modelo de yacimiento homogéneo con la condición de explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} (declinación exponencial)	122
	3.7.1.2.1 Cálculo del área de drene del pozo, A y del factor de forma de Dietz's, C_A	127
	3.7.1.2.2 Cálculo del volumen del yacimiento, VY ..	129
	3.7.1.2.3 Cálculo del volumen de poro del yacimiento, V_p	129
	3.7.1.2.4 Cálculo del volumen original de gas, G	130
3.8	Régimen de flujo lineal temprano (LT).....	131
3.8.1	Ecuaciones de interpretación para un régimen de flujo lineal temprano en un modelo de yacimiento homogéneo e infinito para las condiciones de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g y a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf}	132
	3.8.1.1 Ecuaciones de interpretación para un régimen de flujo lineal temprano en un modelo de yacimiento homogéneo e infinito para la condición de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g	134
	3.8.1.2 Ecuaciones de interpretación para un régimen de flujo lineal temprano en un modelo de yacimiento homogéneo e infinito para la condición de explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf}	138
3.9	Superposición del tiempo (convolución) (ST)	142
3.10	Ecuaciones que modelan el comportamiento de la pseudo-presión con respecto al tiempo mediante la inclusión del concepto de superposición del tiempo para los regímenes de flujo lineal, bilineal, radial, esférico y dominado por la frontera externa con sus respectivas condiciones de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g y/o a presión de fondo	

fluyendo constante, p_{wf} en un modelo de yacimiento homogéneo..... 148

3.10.1 Ecuaciones que modelan el comportamiento de la pseudo-presión con respecto al tiempo mediante la inclusión del concepto de superposición del tiempo para el régimen de flujo lineal con la condición de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g con base en la distancia del pozo productor a la frontera externa, x_e y en el área de sección transversal al flujo, A_c 148

3.10.2 Ecuaciones que modelan el comportamiento de la pseudo-presión con respecto al tiempo mediante la inclusión del concepto de superposición del tiempo para el régimen de flujo lineal con la condición de explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} con base en la distancia del pozo productor a la frontera externa, x_e y en el área de sección transversal al flujo, A_c 152

3.10.3 Ecuaciones que modelan el comportamiento de la pseudo-presión con respecto al tiempo mediante la inclusión del concepto de superposición del tiempo para el régimen de flujo bilineal con la condición de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g 157

3.10.4 Ecuaciones que modelan el comportamiento de la pseudo-presión con respecto al tiempo mediante la inclusión del concepto de superposición del tiempo para el régimen de flujo radial con las condiciones de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g y a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} 159

3.10.5 Ecuaciones que modelan el comportamiento de la pseudo-presión con respecto al tiempo mediante la inclusión del concepto de superposición del tiempo para el régimen de flujo esférico con las condición de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g 162

3.10.6 Ecuaciones que modelan el comportamiento de la pseudo-presión con respecto al tiempo mediante la

	inclusión del concepto de superposición del tiempo para el régimen de flujo dominado por la frontera externa esférico con las condición de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g (estado pseudo-estacionario, PSS).....	164
3.10.7	Ecuaciones que modelan el comportamiento de la pseudo-presión con respecto al tiempo mediante la inclusión del concepto de superposición del tiempo para el régimen de flujo dominado por la frontera externa esférico con las condición de explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} (declinación exponencial)	167
3.11	Resumen	169
CAPÍTULO IV METODOLOGÍAS DE ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN DE POZOS EN YACIMIENTOS DE GAS CON BAJA PERMEABILIDAD		
		171
4.1	Introducción	171
4.2	Gráficas de diagnóstico de flujo.....	173
4.3	Identificación de las geometrías de flujo (desarrollo de las gráficas de diagnóstico de flujo con ejes log-log)	176
4.3.1	Gráfica con ejes log-log para identificar datos dominados por almacenamiento en el agujero del pozo productor	177
4.3.2	Gráfica con ejes log-log para identificar datos dominados por el régimen de flujo lineal.....	178
4.3.3	Gráfica con ejes log-log para identificar datos dominados por el régimen de flujo bilineal	178
4.3.4	Gráfica con ejes log-log para identificar datos dominados por el régimen de flujo radial	179
4.3.5	Gráfica con ejes log-log para identificar datos dominados por el régimen de flujo esférico.....	180
4.3.6	Gráfica con ejes log-log para identificar datos dominados por el régimen de flujo de la frontera externa	181
4.4	Metodología.....	183
4.5	Paso 1 – Construcción de las gráficas de diagnóstico de flujo y determinación de períodos, geometrías o regímenes de flujo ...	184
4.5.1	Flujo lineal	185
4.5.2	Flujo bilineal.....	185

4.5.3	Flujo radial	186
4.5.4	Flujo esférico	186
4.5.5	Efectos dominados por la frontera externa	188
4.5.6	Un flujo lineal temprano seguido de un flujo bilineal y posteriormente un flujo lineal tardío.....	189
4.6	Paso 2 – Construcción de gráficas especializadas y estimación de algunos valores del yacimiento.....	190
4.6.1	Paso 2 – Construcción de gráficas especializadas para flujo lineal y estimación de algunos valores del yacimiento.....	191
4.6.1.1	Flujo lineal con intersección en cero de la línea recta	192
4.6.1.2	Flujo lineal sin intersección en cero de la línea recta.	192
4.6.1.3	Cálculo de algunos valores del yacimiento y del volumen original de gas, G	192
4.6.2	Paso 2 – Construcción de gráficas especializadas para flujo bilineal y estimación de algunos valores del yacimiento.....	196
4.6.2.1	Flujo bilineal con intersección en cero de la línea recta.....	196
4.6.2.2	Flujo bilineal sin intersección en cero de la línea recta.....	196
4.6.2.3	Cálculo de algunos valores del yacimiento.....	197
4.6.3	Paso 2 – Construcción de gráficas especializadas para flujo radial y estimación de algunos valores del yacimiento	198
4.6.3.1	Flujo radial sin intersección en cero de la línea recta	198
4.6.3.2	Evaluación de algunos valores del yacimiento y del volumen original de gas, G	198
4.6.4	Paso 2 – Construcción de la gráfica especializada para flujo esférico y estimación de algunos valores del yacimiento	201
4.6.4.1	Flujo esférico con no intersección en cero de la línea recta.....	202
4.6.4.2	Evaluación de algunos valores del yacimiento	202
4.6.5	Paso 2 – Construcción de gráficas especializadas para flujo dominado por la frontera externa y estimación de algunos valores del yacimiento	203
4.6.5.1	Régimen de flujo dominado por la frontera externa con la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g (PSS)	203

4.6.5.1.1	Régimen de flujo en PSS con no intersección en cero de la línea recta	203
4.6.5.1.2	Estimación de algunos valores del yacimiento.....	203
4.6.5.2	Régimen de flujo dominado por la frontera externa con la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} (declinación exponencial)	203
4.6.5.2.1	Régimen de flujo dominado por la frontera externa con la condición de producción a presión de fondo fluyendo contante, p_{wf} y la no intersección en cero de la línea recta.	204
4.6.5.2.2	Estimación de algunos valores del yacimiento.....	204
4.6.6	Paso 2 – Construcción de gráficas especializadas para un flujo lineal temprano, seguido de un flujo bilineal y posteriormente un flujo lineal tardío.....	206
4.6.6.1	Flujo lineal temprano	207
4.6.6.2	Flujo bilineal.....	207
4.6.6.3	Flujo lineal tardío	208
4.7	Gráficas especializadas de superposición del tiempo con el modelo de yacimiento homogéneo e infinito y estimación de algunos valores del yacimiento.....	209
4.7.1	Paso 2 alternativo – Construcción de gráficas especializadas de superposición de tiempo y estimación de algunos valores del yacimiento	211
4.7.1.1	Paso 2 alternativo – Construcción de la gráfica especializada de superposición del tiempo para régimen de flujo lineal con o sin intersección en cero de la línea recta y estimación de algunos valores del yacimiento	212
4.7.1.2	Paso 2 alternativo – Construcción de la gráfica especializada de superposición del tiempo para régimen de flujo bilineal con o sin intersección en cero de la línea recta y estimación de algunos valores del yacimiento	214
4.7.1.3	Paso 2 alternativo – Construcción de la gráfica especializada de superposición del tiempo para régimen de flujo radial con no intersección en cero	

	de la línea recta y estimación de algunos valores del yacimiento	215
4.7.1.4	Paso 2 alternativo – Construcción de la gráfica especializada de superposición del tiempo para régimen de flujo esférico con no intersección en cero de la línea recta y estimación de algunos valores del yacimiento	216
4.7.1.5	Paso 2 alternativo – Construcción de las gráficas especializadas de superposición del tiempo para régimen de flujo dominado por la frontera externa y estimación de algunos valores del yacimiento.....	217
4.7.1.5.1	Paso 2 alternativo – Construcción de la gráfica especializada de superposición del tiempo para régimen de flujo dominado por la frontera externa con la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g (estado pseudo-estacionario, PSS) y estimación de algunos valores del yacimiento.....	217
4.7.1.5.2	Paso 2 alternativo – Construcción de la gráfica especializada de superposición del tiempo para régimen de flujo dominado por la frontera externa con la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} (declinación exponencial) y estimación de algunos valores del yacimiento.....	217
4.8	Pronóstico del gasto de flujo de gas.....	219
4.9	Resumen	220
CAPÍTULO V	ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN PARA CASOS DE CAMPO	221
5.1	Introducción.....	221
5.2	Inventario y datos generales de pozos productores reales de gas en yacimientos de gas con baja permeabilidad	222
5.3	Ejemplos de casos de campo con pozos productores reales de gas en yacimientos de gas con baja permeabilidad	227

5.3.1	Pozo escuela 1	228
5.3.1.1	Confirmación de los resultados al realizar el ajuste de la historia de datos de presión-producción mediante el empleo de la simulación de yacimientos.....	234
5.3.2	Pozo escuela 2.....	235
5.3.3	Pozo escuela 3.....	241
5.3.4	Campo escuela 1.....	245
5.3.4.1	Análisis para régimen de flujo radial	249
5.3.4.2	Gráficas de diagnóstico de flujo para el campo escuela 1	253
5.3.4.3	Gráficas especializadas para el campo escuela 1.....	261
5.4	Resumen	270
CAPÍTULO VI DISCUSIÓN DE RESULTADOS		271
6.1	Introducción.....	271
6.2	Discusión general.....	271
6.2.1	Metodologías generales en el análisis de la producción para pozos en yacimientos de gas con baja permeabilidad.....	275
6.2.2	Casos de campo.....	276
6.2.3	Desarrollo de la producción en el pozo escuela 1, pozo escuela 2 y en los pozos productores del campo escuela 1	276
6.2.3.1	Pozo escuela 1	277
6.2.3.2	Pozo escuela 2 y pozo escuela 3	280
6.2.3.3	Desarrollo de los regímenes de flujo lineal y bilineal en los pozos productores <i>a, b, c, d, e</i> y <i>f</i> del campo escuela 1	281
6.3	Daño en la formación o el efecto al comienzo del régimen de flujo.....	283
6.4	Resumen	284
CAPÍTULO VII CONCLUSIONES		285
7.1	Conclusiones.....	286
7.1.1	Gráficas diagnóstico y geometrías de flujo.....	287
7.1.2	Ejemplos de campo	289

7.2	Las limitaciones de éste trabajo	291
7.3	Recomendaciones y trabajos futuros por realizar en relación al análisis de la producción en yacimientos de gas.....	291
NOMENCLATURA.....		295
REFERENCIAS.....		306
APÉNDICE A REVISIÓN DE LA LITERATURA TÉCNICA.....		322
A.1	Introducción.....	322
A.2	Escenarios físicos para flujo transitorio de largo plazo.....	322
A.2.1	Permeabilidad anisotrópica	325
A.3	Geometría de flujo bajo diferentes escenarios físicos	327
A.3.1	Pozos hidráulicamente fracturados: regímenes de flujo, modelos y soluciones	327
A.3.2	Yacimientos naturalmente fracturados: regímenes de flujo, modelos y soluciones	328
A.3.3	Pozos hidráulicamente fracturados en yacimientos de doble porosidad.....	331
A.3.4	Régimen de flujo lineal	331
A.3.5	Flujo bilineal.....	335
A.3.4	Flujo esférico	336
A.4	Análisis de la declinación con curvas tipo	337
A.5	Resumen	343
APÉNDICE B GRÁFICAS DE DIAGNÓSTICO DE FLUJO CON EJES LOG-LOG PARA LA INTERPRETACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE GAS ACUMULADO, G_p VS. TIEMPO PARA LOS REGÍMENES DE FLUJO LINEAL, BILINEAL Y ESFÉRICO.....		344
B.1	Régimen de flujo lineal	344
B.2	Régimen de flujo bilineal	347
B.3	Régimen de flujo esférico	349

APÉNDICE C	PROPIEDADES FÍSICO-QUÍMICAS DE LOS GASES NATURALES	352
C.1	Introducción.....	352
C.2	Revisión de las definiciones y principios fundamentales	352
C.2.1	Moles y fracción molar.....	352
C.2.2	Ley de los gases ideales	353
C.2.3	Volumen molar	354
C.2.4	Comportamiento de gases reales.....	354
C.2.5	Principio de correspondencia de estados.....	355
C.3	Propiedades de los gases naturales.....	356
C.3.1	Peso molecular aparente para una mezcla de gas.....	359
C.3.2	Gravedad específica de un gas, γ_g	360
C.4	Cálculo de las propiedades pseudo-críticas del gas.....	360
C.4.1	Estimación de las propiedades pseudo-críticas cuando la composición del gas se conoce: reglas de mezclado de Stewart	361
C.4.1.1	Procedimiento de cálculo con el método Stewart	362
C.4.1.2	Ejemplo C.1 – Cálculo de las propiedades pseudo-críticas para un gas natural dulce con las reglas de mezclado de Stewart.....	364
C.4.1.3	Ejemplo C.2 – Cálculo de las propiedades pseudo-críticas para un gas natural amargo con las reglas de mezclado de Stewart	367
C.4.2	Estimación de las propiedades pseudo-críticas cuando la composición del gas no se conoce: correlaciones de Sutton	370
C.4.2.1	Ejemplo C.3 – Estimación de las propiedades pseudo-críticas para un gas dulce utilizando las correlaciones de Sutton	373
C.4.2.2	Ejemplo C.4 – Estimación de las propiedades pseudo-críticas para un gas amargo utilizando las correlaciones de Sutton	373
C.4.3	Corrección de las propiedades pseudo-críticas para la contaminación con H_2O y CO_2	374
C.4.3.1	Ejemplo C.5 – Corrección de las propiedades pseudo-críticas por contaminación de H_2O y CO_2	376

C.4.4	Corrección de las propiedades pseudo-críticas por contaminación de nitrógeno y vapor de agua.....	377
C.4.4.1	Ejemplo C.6 – Corrección de las propiedades pseudo-críticas por contaminación de nitrógeno y vapor de agua.....	378
C.4.5	Procedimiento sistemático para calcular las propiedades pseudo-críticas del gas.....	379
C.5	Correlación para obtener el factor z por Dranchuk y Abou-Kassem ¹⁹	380
C.5.1	Ejemplo C.7 – Estimando el factor z para gases naturales dulces.....	383
C.5.2	Ejemplo C.8 – Estimando el factor z para gases naturales amargos.....	384
C.6	Factor de volumen del gas.....	384
C.7	Densidad del gas.....	385
C.8	Compresibilidad del gas.....	385
C.8.1	Ejemplo C.9 – Estimando la compresibilidad del gas.....	387
C.9	Viscosidad del gas.....	388
C.9.1	Ejemplo C.10 – Estimando la viscosidad del gas.....	389
C.10	Factor de turbulencia del gas y coeficiente de flujo no-Darcy....	389
C.10.1	Ejemplo C.11 – Cálculo del factor de turbulencia del gas y del coeficiente de flujo no-Darcy.....	391
C.11	Resumen.....	391

APÉNDICE D MÉTODOS PARA LA DETERMINACIÓN DE RESERVAS 392

D.1	Introducción.....	392
D.2	Método volumétrico.....	392
D.2.1	Método de isopacas.....	393
D.2.2	Método de cimbras y bases.....	393
D.2.3	Método de isohidrocarburos.....	394
D.2.4	Reservas de hidrocarburos.....	394
D.3	Volumen del gas y método de balance de materia.....	394
D.3.1	Método de balance de materia.....	395
D.3.1.1	Yacimientos de gas.....	397

D.3.2	Volumetría y factor de recuperación	399
D.3.3	Yacimientos volumétricos de gas seco.....	399
D.3.3.1	Ejemplo D.1– Cálculo del volumen original de gas en yacimientos volumétricos de gas seco	402
D.3.4	Yacimientos de gas seco con entrada de agua	402
D.3.4.1	Ejemplo D.2– Cálculo de reservas de gas y del factor de recuperación para un yacimiento de gas con entrada de agua.....	404
D.3.4.2	Ejemplo D.3– Cálculo de reservas de gas y del factor de recuperación para un yacimiento de gas con entrada de agua.....	405
D.3.5	Limitaciones de los métodos de balance de materia	406
D.4	Análisis de curvas de declinación	406
D.4.1	Análisis de curvas de declinación para pozos de gas.....	408
D.4.2	Técnicas de análisis convencional.....	409
D.4.2.1	Declinación exponencial	411
D.4.2.2	Declinación armónica	413
D.4.2.3	Declinación hiperbólica.....	414
D.4.3	Soluciones adimensionales y curvas tipo	417
D.4.4	Métodos de curvas de declinación para un grupo de pozos.....	418
D.5	Simulación de yacimientos	419
D.5.1	Utilidad de la simulación	423
D.5.2	Tipos de simuladores de yacimientos.....	424
D.5.3	<i>GASSIM</i> (programa de cómputo para simulación de yacimientos de gas en 2D)	425
D.6	Resumen	425

**APÉNDICE E ESCENARIOS PARA FLUJO LINEAL DE LARGO
PLAZO PARA POZOS EN YACIMIENTOS DE GAS CON
BAJA PERMEABILIDAD**

E.1	Introducción	426
E.2	Efecto de las fracturas naturales paralelas.....	427
E.2.1	Flujo lineal debido a la anisotropía	428
E.3	Efecto de una fractura hidráulica	429

E.3.1	Aproximaciones para flujo lineal al comienzo del tiempo de explotación	435
E.3.2	Aproximaciones para flujo lineal de largo plazo.....	435
E.3.3	Fin de la tendencia de la línea recta	444
E.4	Flujo lineal vertical en una veta con alta permeabilidad	448
E.4.1	El área de drene, A y el área de sección transversal perpendicular a la trayectoria del fluido, A_c , en ambos modelos de flujo: vertical y horizontal	448
E.4.2	Análisis del flujo dominado por la frontera externa en una veta con alta permeabilidad.....	450
E.5	Resumen	450
APÉNDICE F ECUACIÓN DE DIFUSIÓN.....		451
F.1	Introducción.....	451
F.2	Ecuación de continuidad	451
F.2.1	Ecuación de continuidad en coordenadas cilíndricas (flujo radial).....	454
F.2.2	Ecuación de continuidad en coordenadas cartesianas.....	457
F.3	Ley de movimiento (Ley de Darcy)	461
F.4	Ecuaciones de estado	463
F.4.1	Tipos de fluidos.....	463
F.5	Ecuación de difusión	466
F.5.1	Ecuación de difusión en coordenadas cilíndricas (flujo radial) ..	467
F.5.2	Ecuación de difusión en forma vectorial	470
F.5.3	Ecuación de difusión en un sistema de coordenadas cartesianas	470
F.6	Soluciones a la ecuación de difusión.....	474
F.7	Resumen	479
DETALLES DE ÉSTA TESIS.....		480

LISTA DE FIGURAS

Figura	Página
1-1 Imagen que muestra los lugares más importantes en el mundo relacionados a la producción de gas en yacimientos con baja permeabilidad.....	3
2-1 Diagrama que muestra la distribución de las reservas mundiales de gas natural ¹⁸⁰	18
2-2 Diagrama presión-temperatura para gas húmedo ¹⁷⁹	20
2-3 Diagrama presión-temperatura para gas seco ¹⁷⁹	21
2-4 Esquema que muestra una fractura hidráulica ideal ¹⁷⁷	25
2-5 Diagrama que exhibe los diversos regímenes o períodos de flujo en los pozos hidráulicamente fracturados ^{75,164}	26
2-6 Dibujo que muestra en su parte izquierda una fractura horizontal y en su parte derecha una fractura vertical ¹⁷⁷	27
2-7 Esbozo que muestra un pozo productor vertical con fracturamiento hidráulico vertical ¹⁷⁷	27
2-8 Bosquejo que presenta la concentración del fluido fracturante inyectado desde el pozo a la formación ¹⁷⁷	28
2-9 Distribución de la presión en la formación cerca de un pozo productor ¹⁹	31
2-10 Diseño que exhibe las curvas características en las regiones durante el tiempo de explotación, mostrando la linealidad del período de flujo transitorio ¹⁹	32
2-11 Rango de aplicación de los métodos de presión a 100 °F (diagrama izquierdo) y a 200 °F (diagrama derecho) ¹⁹	36
2-12 Rango de aplicación de los métodos de presión a 300 °F (diagrama izquierdo) y a 100 °F (diagrama derecho) ¹⁹	36
2-13 Rango de aplicación de los métodos de presión a 200 °F (diagrama izquierdo) y a 300 °F (diagrama derecho) ¹⁹	36

2-14	Imagen que muestra los factores de forma para varias áreas de drene con un pozo ¹⁶⁹	49
2-15	Gráfica que muestra curvas realizadas con el método Matthews-Broek-Horner para un pozo ubicado en distintas zonas en diversas áreas de drene de forma cuadrada y rectangular ¹⁷⁷	50
2-16	Gráfica que muestra curvas realizadas con el método Matthews-Broek-Horner ¹⁷⁰ para un pozo ubicado en distintas zonas en diversas áreas de drene de forma rectangular ¹⁷⁷	50
2-17	Esquema que muestra en su parte izquierda un yacimiento real complejo, en el cual se exhibe la matriz de la roca, los vórgulos y las fracturas naturales las cuales afectan su geometría, en la parte derecha se representa el yacimiento en forma de pequeños cubos para representar la matriz interceptada por las fracturas ¹⁷⁷	53
2-18	Diagrama que muestra en su parte izquierda una geometría del yacimiento que se caracteriza por una serie de fracturas paralelas, orientadas verticalmente, en la parte derecha se ilustra un yacimiento con geometría de columna, se tienen conjuntos ortogonales de fracturas paralelas, las cuales pueden ser orientadas horizontalmente o verticalmente ¹⁷⁷	53
2-19	Ilustración que exhibe en su parte izquierda la geometría de matriz en forma de cubos, se tienen tres conjuntos ortogonales de fracturas paralelas, el espacio entre las fracturas es distinto en las tres direcciones, en la parte derecha se presenta la geometría de matriz en forma de esferas, la cual se compone de conjuntos mutuamente ortogonales de las esferas ¹⁷⁷	54
2-20	Modelo de bloque de matriz idealizado referente a un yacimiento estratificado (en capas) ¹⁷⁷	54
3-1	Diagrama que muestra la presencia de un régimen o geometría de flujo lineal temprano en pozos horizontales	59
3-2	Diagrama que muestra la presencia de un régimen o geometría de flujo lineal tardío en pozos horizontales	59
3-3	Esquema que muestra la presencia de una geometría de flujo lineal en pozos verticales con fractura	59
3-4	Esbozo que muestra la presencia de un régimen de flujo lineal en un pozo terminado en un yacimiento elongado o en una corriente antigua (arenas de canal).....	60
3-5	Dibujo que muestra la presencia de flujo lineal en un yacimiento naturalmente fracturado	60

- 3-6 Diagrama que muestra la presencia de flujo lineal vertical en formaciones gruesas con baja permeabilidad con capas de alta permeabilidad 60
- 3-7 Esquema que muestra la presencia de flujos transitorios en yacimientos lineales con doble porosidad 61
- 3-8 Sistema lineal homogéneo de gas con baja permeabilidad (esbozo izquierdo), sistema de fracturas naturales de matriz-paralela para un yacimiento de gas con baja permeabilidad (esbozo derecho) 62
- 3-9 Esquema de yacimiento homogéneo cuadrado con espesor uniforme 63
- 3-10 Pozo productor vertical penetrando totalmente en el espesor de la fractura vertical, en la cual se observa flujo lineal horizontal al pozo (esbozo derecho) 63
- 3-11 Dibujo que muestra un modelo de yacimiento lineal para el análisis con flujo horizontal 64
- 3-12 Esbozos que muestran una visión areal una geometría cuadrada incluyendo fracturamiento natural, en que las fracturas están en dirección paralela a las del pozo fracturado ($x_e = y_e$) 65
- 3-13 Vista superior de un yacimiento rectangular y un pozo hidráulicamente fracturado, se muestra solamente flujo lineal dentro de la fractura ($x_e = y_e$) 66
- 3-14 Ilustración de la gráfica normal que contiene el modelo de tipo de curva para régimen de flujo lineal para evaluar algunos valores en yacimientos de gas con baja permeabilidad para flujo lineal con intersección en cero y no intersección en cero de la línea recta, bajo la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g 69
- 3-15 Ilustración de la gráfica normal que contiene el modelo de tipo de curva para régimen de flujo lineal para evaluar algunos valores en yacimientos de gas con baja permeabilidad para flujo lineal con intersección en cero y no intersección en cero de la línea recta, bajo la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} 77
- 3-16 Diagrama que muestra la presencia de un régimen o geometría de flujo bilineal alrededor de un pozo productor conectado a una trayectoria de alta permeabilidad, la cual posee flujo que se alimenta por fluido proveniente de la formación y se añade al flujo lineal existente dentro de la trayectoria 85
- 3-17 Esquema que muestra la detección de un régimen o geometría de flujo bilineal alrededor de un pozo productor vertical u horizontal con base en el valor de la pendiente de la línea recta 87

3-18	Esquema que muestra la presencia de un régimen o geometría de flujo bilineal alrededor de un pozo productor con intersección y no intersección en cero de la líneas rectas	91
3-19	Esquema que muestra la presencia de un régimen o geometría de flujo radial alrededor de un pozo productor vertical sin fractura (esbozo izquierdo) y con fractura (esbozo derecho)	92
3-20	Ilustración que muestra un corte transversal de una formación con un pozo productor vertical con la presencia de un régimen o geometría de flujo radial.	93
3-21	Esquema que muestra la similitud del comportamiento en cuanto a la aparición de flujo radial en un pozo horizontal y en un pozo vertical hidráulicamente fracturado	94
3-22	Ilustración de la gráfica semi-log que contiene el modelo de tipo de curva para régimen de flujo radial para evaluar algunos valores en yacimientos de gas con baja permeabilidad para flujo radial con no intersección en cero de la línea recta, bajo la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g	98
3-23	Ilustración de la gráfica semi-log que contiene el modelo de tipo de curva para régimen de flujo radial para evaluar algunos valores en yacimientos de gas con baja permeabilidad para flujo radial con no intersección en cero de la línea recta, bajo la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf}	104
3-24	Esquema que muestra la presencia de un régimen o geometría de flujo esférico alrededor de un pozo productor vertical ¹⁴³	108
3-25	Esquema que muestra la presencia de un régimen o geometría de flujo esférico para pozos productores que penetran solamente una corta distancia dentro de la zona de interés ¹⁴³	109
3-26	Esquema que muestra la presencia de un régimen o geometría de flujo esférico en pozos productores verticales que tienen sólo un número limitado de perforaciones abiertas al flujo ¹⁴³	110
3-27	Esquema que muestra la presencia de un régimen o geometría de flujo esférico debido a algunas herramientas utilizadas para diversas pruebas de formación, debido a la zona reducida abierta al flujo que tienen ¹⁴³	110
3-28	Ilustración de la gráfica normal que contiene el modelo de tipo de curva para régimen de flujo esférico para evaluar algunos valores en yacimientos de gas con baja permeabilidad para flujo esférico con no intersección en cero de la	

	línea recta, bajo la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g	113
3-29	Dibujos de las gráficas en las cuales se detecta un régimen de flujo dominado por la frontera externa bajo la condición de producción a gasto de flujo constante (estado pseudo-estacionario <i>PSS</i>)	115
3-30	Dibujos de las gráficas en las cuales se detecta un régimen de flujo dominado por la frontera externa bajo la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante (declinación exponencial)	115
3-31	Ilustración de la gráfica normal que contiene el modelo de tipo de curva para régimen de flujo dominado por la frontera externa para evaluar algunos valores en yacimientos de gas con baja permeabilidad para flujo dominado por la frontera externa con no intersección en cero de la línea recta, bajo la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g (<i>PSS</i>)	119
3-32	Ilustración de la gráfica semi-log que contiene el modelo de tipo de curva para régimen de flujo dominado por la frontera externa para evaluar algunos valores en yacimientos de gas con baja permeabilidad para flujo dominado por la frontera externa con no intersección en cero de la línea recta, bajo la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} (declinación exponencial)	126
3-33	Diagrama que muestra la presencia de un régimen o geometría de flujo lineal temprano alrededor de un pozo productor vertical conectado a una trayectoria de alta permeabilidad, exhibiendo flujo proveniente de la expansión del sistema dentro de esta trayectoria	131
3-34	Ilustración de la gráfica con ejes log-log en la cual se detecta un régimen de flujo lineal temprano con valor de la pendiente de la línea recta de $\frac{1}{2}$, seguido de un régimen de flujo bilineal con valor de la pendiente de la línea recta de $\frac{1}{4}$	132
3-35	Ilustración de las gráficas para evaluar algunos valores en yacimientos de gas con baja permeabilidad para un régimen de flujo lineal temprano con intersección en cero (esbozo izquierdo) y no intersección en cero de la línea recta (esbozo derecho), bajo la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g	137
3-36	Ilustración de las gráficas para evaluar algunos valores en yacimientos de gas con baja permeabilidad para un régimen de flujo lineal temprano con intersección en cero (esbozo izquierdo) y no intersección en cero de la línea recta (esbozo derecho), bajo la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf}	141

3-37	Ilustración que muestra el proceso de superposición del tiempo con el objeto de suavizar la tendencia de la curva al tener múltiples cierres en el pozo productor (variando p_{wf} y/o q_g).....	143
3-38	Gráfica normal de q_g , $PCPF$ vs. t , en la cual se observan variaciones en los datos debido a los múltiples cierres del pozo productor	146
3-39	Gráfica con ejes log-log de q_g , $PCPF$ vs. t , en la cual no se aprecian tendencias lineales de los datos.....	147
3-40	Gráfica normal de la caída de la pseudo-presión contra la raíz cuadrada del tiempo, $\Delta m(p)/q_g$ vs. \sqrt{t} , en la cual muestra la aplicación de la técnica normal con la raíz cuadrada del tiempo para flujo lineal y la técnica de superposición del tiempo para flujo lineal, en la cual se aprecia ya una tendencia lineal con los datos	147
3-41	Gráfica de superposición del tiempo para régimen de flujo lineal con la condición de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g con y sin intersección en cero de las líneas rectas.....	152
3-42	Gráfica de superposición del tiempo para régimen de flujo lineal con la condición de explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} con y sin intersección en cero de las líneas rectas	156
3-43	Gráfica de superposición del tiempo para régimen de flujo bilineal con la condición de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g con y sin intersección en cero de las líneas rectas.....	159
3-44	Gráfica de superposición del tiempo para régimen de flujo radial con las condiciones de explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y a gasto de flujo constante de gas, q_g	161
3-45	Gráfica de superposición del tiempo para régimen de flujo esférico con la condición de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g	164
3-46	Gráfica de superposición del tiempo para régimen de flujo dominado por la frontera externa con la condición de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g (PSS).....	166
3-47	Gráfica de superposición del tiempo para régimen de flujo dominado por la frontera externa con la condición de explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} (declinación exponencial).....	169

- 4-1 Gráfica del cambio de la presión y la derivada del cambio de la presión contra el tiempo de explotación, es decir, Δp y $\Delta p'$ vs. t 173
- 4-2 Gráfica del cambio de la presión y la derivada del cambio de la presión contra el tiempo de explotación, es decir, Δp y $\Delta p'$ vs. t en la que se muestran las regiones en el tiempo para un yacimiento homogéneo..... 174
- 4-3 Regímenes o períodos de flujo sobre la gráfica de diagnóstico de flujo..... 175
- 4-4 Gráfica con ejes log-log para identificar almacenamiento o llenado de fluido en el agujero del pozo productor 177
- 4-5 Gráfica con ejes log-log para identificar régimen de flujo lineal..... 178
- 4-6 Gráfica con ejes log-log para identificar régimen de flujo bilineal..... 179
- 4-7 Gráfica con ejes log-log para identificar régimen de flujo radial 180
- 4-8 Gráfica con ejes log-log para la identificar régimen de flujo esférico..... 180
- 4-9 Gráficas con ejes log-log para la identificar régimen de flujo dominado por la frontera externa 181
- 4-10 Gráfica con ejes log-log de $t \frac{d[\Delta m(p)/q_g]}{dt}$ para diferentes regímenes de flujo..... 183
- 4-11 Esbozos de las gráficas de diagnóstico de flujo con ejes log-log para detectar régimen de flujo lineal en pozos productores en yacimientos de gas con baja permeabilidad para las condiciones de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y a gasto de flujo constante de gas, q_g 185
- 4-12 Ilustraciones de las gráficas de diagnóstico de flujo con ejes log-log para identificar régimen de flujo bilineal en pozos productores en yacimientos de gas con baja permeabilidad para las condiciones de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y a gasto de flujo constante de gas, q_g 186
- 4-13 Descripción de las gráficas de diagnóstico de flujo con ejes log-log para detectar régimen de flujo radial en pozos productores en yacimientos de gas con baja permeabilidad para las condiciones de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y a gasto de flujo constante de gas, q_g 187
- 4-14 Esbozos de las gráficas de diagnóstico de flujo con ejes log-log para identificar régimen de flujo esférico en pozos productores en yacimientos de

	gas con baja permeabilidad para las condiciones de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y a gasto de flujo constante de gas, q_g	187
4-15	Esbozos de las gráficas de diagnóstico de flujo con ejes log-log para identificar régimen de flujo dominado por la frontera externa PSS en pozos productores en yacimientos de gas con baja permeabilidad para la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g	188
4-16	Dibujos de las gráficas de diagnóstico de flujo con ejes log-log para identificar régimen de flujo dominado por la frontera externa en pozo productores en yacimientos de gas con baja permeabilidad para la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} (declinación exponencial)	189
4-17	Esbozos de las gráficas de diagnóstico de flujo con ejes log-log para caracterizar regímenes con un flujo lineal temprano seguido de un flujo bilineal y posteriormente un flujo lineal tardío en yacimientos de gas con baja permeabilidad bajo las condiciones de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y a gasto de flujo constante de gas, q_g	190
4-18	Esbozos de las gráficas especializadas para evaluar algunos parámetros en yacimientos de gas con baja permeabilidad para flujo lineal con intersección en cero y no intersección en cero de la línea recta, bajo las condiciones de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y a gasto de flujo constante de gas, q_g	193
4-19	Esbozos de las gráficas especializadas para evaluar algunos parámetros en yacimientos de gas con baja permeabilidad para flujo bilineal con intersección en cero y no intersección en cero de la línea recta, bajo la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g	197
4-20	Esbozos de las gráficas especializadas para evaluar algunos parámetros en yacimientos de gas con baja permeabilidad para flujo radial sin intersección en cero de la línea recta, bajo las condiciones de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y a gasto de flujo constante de gas, q_g	199
4-21	Ilustración de la gráfica especializada para evaluar algunos valores en yacimientos de gas con baja permeabilidad para flujo esférico con no intersección en cero de la línea recta, bajo la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g	202
4-22	Esbozo de la gráfica especializada para determinar algunos valores en yacimientos de gas con baja permeabilidad para régimen de flujo dominado	

- por la frontera externa bajo la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g (PSS). 204
- 4-23 Ilustración de la gráfica especializada para determinar algunos valores en yacimientos de gas con baja permeabilidad para régimen de flujo dominado por la frontera externa bajo la condición a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} 205
- 4-24 Ilustración de las gráficas especializadas para evaluar algunos valores en yacimientos de gas con baja permeabilidad para régimen de flujo lineal temprano con intersección en cero y no intersección en cero de la línea recta, bajo las condiciones de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y a gasto de flujo constante de gas, q_g 208
- 4-25 Esbozos de las gráficas especializadas de superposición del tiempo para evaluar algunos valores del yacimiento, con pozos productores de gas en yacimientos homogéneos para flujo lineal con intersección en cero de la línea recta (esbozo izquierdo) y con no intersección en cero de la línea recta (esbozo derecho), respectivamente. Bajo las condiciones de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} constante y a gasto de flujo constante de gas, q_g 214
- 4-26 Esbozos de las gráficas especializadas de superposición del tiempo para evaluar algunos valores del yacimiento, con pozos productores en yacimientos homogéneos de gas con baja permeabilidad para flujo bilineal con intersección en cero de la línea recta (esbozo izquierdo) y con no intersección en cero de la línea recta (esbozo derecho) bajo la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g 215
- 4-27 Ilustraciones de las gráficas especializadas de superposición del tiempo para evaluar algunos valores del yacimiento, con pozos productores en yacimientos homogéneos de gas con baja permeabilidad para régimen de flujo radial con no intersección en cero de la línea recta, bajo cualesquiera de las condiciones de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} (esbozo izquierdo) y a gasto de flujo constante de gas, q_g (esbozo derecho) 216
- 4-28 Ilustración de la gráfica especializada de superposición del tiempo para evaluar algunos valores del yacimiento, con pozos productores en yacimientos homogéneos de gas con baja permeabilidad para flujo esférico con no intersección en cero de la línea recta, bajo la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g 218

4-29	Ilustraciones de las gráficas especializadas de superposición del tiempo para evaluar algunos valores del yacimiento, con pozos productores en yacimientos homogéneos de gas con baja permeabilidad para flujo dominado por la frontera externa para la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g (esbozo izquierdo) y para flujo dominado por la frontera externa para la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} (esbozo derecho) t	218
5-1	Gráfica que muestra una curva de declinación semi-log en términos del gasto de flujo de gas contra el tiempo de explotación, q_g vs. t para el pozo escuela 1. El tiempo total de producción es de 44.14 años	230
5-2	Gráfica de diagnóstico de flujo con ejes log-log de $\Delta m(p)/q_g$ y q_g vs. t para el pozo escuela 1 la cual muestra medias pendientes y pendientes mayores que uno	230
5-3	Gráfica de diagnóstico de flujo con ejes log-log de G_p vs. t para el pozo escuela 1, presentando régimen de flujo lineal y régimen de flujo dominado por la frontera externa	232
5-4	Gráfica especializada que muestra $\Delta m(p)/q_g$ y G_p vs. \sqrt{t} para el pozo escuela 1	233
5-5	Gráfica especializada de $\Delta m(p)/q_g$ vs. t para el pozo escuela 1 en la que se muestra la pendiente y la no intersección en cero de la línea recta para la frontera externa	233
5-6	Gráfica que muestra el ajuste de los datos históricos de $\Delta m(p)/q_g$ vs. \sqrt{t} para el pozo escuela 1. El ajuste de la permeabilidad, k y el área transversal al flujo, A_c son de 0.001138md y 2,227,840 ft ² , respectivamente	236
5-7	Curva de declinación con ejes log-log para el pozo escuela 1, esta gráfica muestra una excelente comparación entre los datos reales y la solución analítica lineal, para un yacimiento cerrado y bajo la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf}	236
5-8	Gráfica que muestra una curva de declinación semi-logarítmica en términos de q_g vs. t para el pozo escuela 2. Su tiempo total de producción es de 22.68 años	237

- 5-9 Curva de declinación diagnóstico con ejes log-log de $\Delta m(p)/q_g$ y q_g vs. t para el pozo escuela 2, el cual presenta regímenes de flujo lineal y dominado por la frontera externa 237
- 5-10 Gráfica especializada que muestra $\Delta m(p)/q_g$ y G_p vs. \sqrt{t} para el pozo escuela 2 239
- 5-11 Gráfica especializada de $\Delta m(p)/q_g$ vs. t para el pozo escuela 2, la cual muestra la pendiente y la no intersección en cero de la línea recta para el régimen de flujo dominado por la frontera externa 240
- 5-12 Gráfica que muestra el ajuste de la historia de datos de $\Delta m(p)/q_g$ vs. \sqrt{t} para el pozo escuela 2. El ajuste de la permeabilidad, k y de A_c fueron de 0.00075 md y $343,484\text{ ft}^2$, respectivamente 241
- 5-13 Gráfica que muestra datos de producción y de presión para el pozo escuela 3. El tiempo total de producción de éste pozo es de $1,552\text{ días}$ 242
- 5-14 Gráfica semi-logarítmica de superposición del tiempo para régimen de flujo radial para el pozo escuela 2 243
- 5-15 Gráfica de diagnóstico de flujo con ejes log-log de $\Delta m(p)/q_g$ y q_g vs. t para el pozo escuela 3 244
- 5-16 Gráfica especializada que muestra $\Delta m(p)/q_g$ vs. *superposición* \sqrt{t} para el pozo escuela 3 244
- 5-17 Gráfica especializada que muestra $\Delta m(p)/q_g$ vs. *superposición del tiempo* para el pozo escuela 3 245
- 5-18 Gráfica que muestra datos de presión y de producción para el pozo a. Tiempo total de producción 226 días 246
- 5-19 Gráfica que muestra datos de presión y de producción para el pozo b. Tiempo total de producción 394 días 247
- 5-20 Gráfica que muestra datos de presión y producción para el pozo c. Tiempo total de producción 278 días 247
- 5-21 Gráfica que muestra datos de presión y producción para el pozo d. Tiempo total de producción 294 días 248

5-22	Gráfica que muestra datos de presión y producción para el pozo e. Tiempo total de producción 339 días	248
5-23	Gráfica que muestra datos de presión y producción para el pozo f. Tiempo total de producción 233 días	249
5-24	Gráfica semi-logarítmica de superposición del tiempo para el régimen de flujo radial para el pozo a	250
5-25	Gráfica semi-logarítmica de superposición del tiempo para régimen de flujo radial para el pozo b.....	250
5-26	Gráfica semi-logarítmica de superposición del tiempo para régimen de flujo radial para el pozo c.....	251
5-27	Gráfica semi-logarítmica de superposición del tiempo para régimen de flujo radial para el pozo d.....	251
5-28	Gráfica semi-logarítmica de superposición del tiempo para régimen de flujo radial para el pozo e.....	252
5-29	Gráfica semi-logarítmica de superposición del tiempo para régimen de flujo radial para el pozo f.....	252
5-30	Gráfica de diagnóstico de flujo con ejes log-log de $\Delta m(p)/q_g$ y q_g vs. tiempo para el pozo a.....	254
5-31	Gráfica de diagnóstico de flujo con ejes log-log de G_p vs. tiempo para el pozo a.....	254
5-32	Gráfica de diagnóstico de flujo con ejes log-log de $\Delta m(p)/q_g$ y q_g vs. tiempo para el pozo b.....	255
5-33	Gráfica de diagnóstico de flujo con ejes log-log de G_p vs. tiempo para el pozo b.....	255
5-34	Gráfica de diagnóstico de flujo con ejes log-log de $\Delta m(p)/q_g$ y q_g vs. tiempo para el pozo c.....	256
5-35	Gráfica de diagnóstico de flujo con ejes log-log de G_p vs. tiempo para el pozo c.....	256
5-36	Gráfica de diagnóstico de flujo con ejes log-log de $\Delta m(p)/q_g$ y q_g vs. tiempo para el pozo d.....	257

5-37	Gráfica de diagnóstico de flujo con ejes log-log de G_p vs. <i>tiempo</i> para el pozo <i>d</i>	257
5-38	Gráfica de diagnóstico de flujo con ejes log-log de $\Delta m(p)/q_g$ y q_g vs. <i>tiempo</i> para el pozo <i>e</i>	258
5-39	Gráfica de diagnóstico de flujo con ejes log-log de G_p vs. <i>tiempo</i> para el pozo <i>e</i>	258
5-40	Gráfica de diagnóstico de flujo con ejes log-log de $\Delta m(p)/q_g$ y q_g vs. <i>tiempo</i> para el pozo <i>f</i>	259
5-41	Gráfica de diagnóstico de flujo con ejes log-log de G_p vs. <i>tiempo</i> para el pozo <i>f</i>	259
5-42	Gráfica de diagnóstico de flujo con ejes log-log de $\Delta m(p)/q_g$ vs. <i>tiempo</i> para el pozo <i>d</i>	261
5-43	Gráfica especializada que muestra $\Delta m(p)/q_g$ y G_p vs. \sqrt{t} para el pozo <i>a</i> ...	262
5-44	Gráfica especializada que muestra $\Delta m(p)/q_g$ y G_p vs. <i>superposición</i> \sqrt{t} para el pozo <i>a</i>	262
5-45	Gráfica especializada que muestra $\Delta m(p)/q_g$ vs. <i>superposición</i> \sqrt{t} para el pozo <i>b</i>	263
5-46	Gráfica especializada que muestra $\Delta m(p)/q_g$ vs. <i>superposición</i> \sqrt{t} para el pozo <i>c</i>	263
5-47	Gráfica especializada que muestra $\Delta m(p)/q_g$ vs. <i>superposición</i> \sqrt{t} para el pozo <i>d</i>	264
5-48	Gráfica especializada que muestra $\Delta m(p)/q_g$ vs. <i>superposición</i> \sqrt{t} para el pozo <i>e</i>	264
5-49	Gráfica especializada que muestra $\Delta m(p)/q_g$ vs. <i>superposición</i> \sqrt{t} para el pozo <i>f</i>	265
5-50	Gráfica especializada que muestra $\Delta m(p)/q_g$ y G_p vs. <i>superposición</i> $\sqrt[4]{t}$ para el pozo <i>a</i>	265

5-51	Gráfica especializada que muestra $\Delta m(p)/q_g$ y G_p vs. <i>superposición</i> $\sqrt[4]{t}$ para el pozo <i>b</i>	266
5-52	Gráfica especializada que muestra $\Delta m(p)/q_g$ y G_p vs. <i>superposición</i> $\sqrt[4]{t}$ para el pozo <i>c</i>	266
5-53	Gráfica especializada que muestra $\Delta m(p)/q_g$ y G_p vs. <i>superposición</i> $\sqrt[4]{t}$ para el pozo <i>d</i>	267
5-54	Gráfica especializada que muestra $\Delta m(p)/q_g$ y G_p vs. <i>superposición</i> $\sqrt[4]{t}$ para el pozo <i>e</i>	267
5-55	Gráfica especializada que muestra $\Delta m(p)/q_g$ vs. <i>superposición</i> $\sqrt[4]{t}$ para el pozo <i>f</i>	268
5-56	Gráfica especializada que muestra $\Delta m(p)/q_g$ vs. <i>superposición del tiempo</i> para el pozo <i>a</i> , en régimen de flujo dominado por la frontera externa	269
6-1	Modelo de flujo radial para geometría de flujo vertical dentro de una veta de alta permeabilidad	278
6-2	Modelo de flujo lineal para geometría de flujo horizontal en un yacimiento rectangular	278
6-3	Gráfica especializada que presenta el ajuste de la historia de datos de $\Delta m(p)/q_g$ vs. \sqrt{t} para los modelos del pozo escuela 1. En el flujo vertical, el ajuste de los valores es $k = 0.00011 md$, $A_c = 7,165,748 ft^2$ y $r_e = 1,068 ft$. Para flujo horizontal, los resultados son $k = 0.001138 md$, $A_c = 2,227,840 ft^2$ y $x_e = 944 ft$	279
7-1	Ilustración que muestra el incremento de la longitud de la fractura para tratar de alcanzar y conectar los canales de alta permeabilidad	290
7-2	Esbozo que muestra la posibilidad de alcanzar dos o más fronteras externas después del período de flujo transitorio.....	292
7-3	Diagrama que muestra el requerimiento de caracterizar los yacimientos y patrones de flujo de alta permeabilidad que resultan en flujo transitorio	293
7-4	Gráfica que muestra la necesidad de utilizar funciones especiales para separar cada tipo de flujo en el tiempo de superposición.....	293

7-5	Gráfica que muestra la posibilidad de usar un método para mejorar el cálculo del volumen original de gas, G cuando el flujo es dominado por la frontera externa	294
7-6	Gráfica especializada para flujo lineal en estado pseudo-estacionario (PSS) en matriz de yacimientos de doble porosidad	294
A-1	Curva tipo de Fetkovich para gasto de flujo en variables adimensionales para un pozo centrado no fracturado en un yacimiento circular delimitado ¹⁴⁴	338
A-2	Curva tipo de Fetkovich-McCray con una función de gasto de flujo integral en variables adimensionales para un pozo no fracturado centrado en un yacimiento circular delimitado ¹⁴⁵	339
B-1	Gráfica con ejes log-log de G_p vs. t para un pozo productor de gas en un yacimiento de gas con baja permeabilidad que muestra una línea recta con “media pendiente”. El régimen de flujo lineal de largo plazo se detecto previamente en una gráfica de diagnóstico de flujo de $[m(p_i) - m(p_{wf})]/q_g$ vs. t	346
B-2	Gráfica con ejes log-log de G_p vs. t para un pozo productor de gas en un yacimiento de gas con baja permeabilidad con una línea recta de “tres-cuartos de pendiente”. El régimen de flujo bilineal se detecto previamente en una gráfica de diagnóstico de flujo con ejes log-log de $[\Delta m(p)/q_g]$ vs. t	349
B-3	Gráfica con ejes log-log de G_p vs. t para datos obtenidos de un pozo productor de gas en un yacimiento de gas con baja permeabilidad que muestra una línea recta con “3/2 de pendiente”. El régimen de flujo esférico se detecto previamente en una gráfica de diagnóstico de flujo con ejes log-log de la derivada de la caída de la presión con la función del tiempo contra el tiempo, $t[\Delta m(p)/q_g]'$ vs. t	351
C-1	Propiedades pseudo-críticas de los gases naturales (después de Sutton ¹⁹) .	371
C-2	Correcciones de las propiedades pseudo-críticas H_2S y CO_2 ¹⁹	376
C-3	Factor z para gases naturales con $0 \leq p_r \leq 10$ ¹⁹	381
C-4	Factor z para gases naturales con $9 \leq p_r \leq 20$ ¹⁹	382
C-5	Variación en $c_r T_r$ para gases naturales con $1.05 \leq T_r \leq 1.4$ (esbozo izquierdo) y variación en $c_r T_r$ para gases naturales con $1.4 \leq T_r \leq 3.0$ (esbozo derecho) ¹⁹	387

D-1	Balance de materia, yacimiento de gas ¹⁷⁶	396
D-2	Balance de materia, (datos dispersos) ¹⁷⁶	397
D-3	Balance de materia, (mecanismo de empuje en el yacimiento y de declinación) ¹⁷⁶	397
D-4	Curva de declinación, reservas probadas (esbozo izquierdo) y curva de declinación, producción acumulada de gas (esbozo derecho) ¹⁷⁶	407
D-5	Formas de las curvas de declinación para gráficas con papel normal (esbozo izquierdo), y para gráficas con eje semilogarítmico (esbozo derecho) de gasto de flujo vs. tiempo ¹⁹	412
D-6	Formas de las curvas de declinación para gráficas con papel normal (esbozo izquierdo), y para gráficas con eje semilogarítmico (esbozo derecho) de gasto de flujo vs. producción acumulada ¹⁹	412
D-7	Ecuaciones de curvas de declinación ¹⁸¹	416
D-8	Ecuaciones de Arps ¹⁸¹	417
D-9	Curva tipo de Fetkovich para gasto de flujo en variables adimensionales para un pozo centrado no fracturado en un yacimiento circular delimitado ¹⁴⁴	418
E-1	Esbozo que muestra una visión del área de la geometría cuadrada incluyendo fracturamiento natural, en que las fracturas están en dirección paralela a la del pozo fracturado ($x_e = y_e$). La presencia de las fracturas naturales es causa de grandes radios de anisotropía.	429
E-2	El esbozo de la derecha muestra un sistema lineal homogéneo de gas de baja permeabilidad y el esbozo de la izquierda muestra un sistema de fracturas naturales de matriz-paralela para un yacimiento de gas de baja permeabilidad.	430
E-3	Aquí se muestra un yacimiento rectangular y un pozo hidráulicamente fracturado, se exhibe solamente flujo lineal dentro de la fractura ($x_f = x_e = y_e$)	431
E-4	Gráfica con ejes log-log que muestra curvas tipo de flujo lineal para la condición de producción constante a presión de fondo fluyendo, p_{wf} y gasto de flujo constante de gas, q_g para yacimientos infinitos y cerrados	442

- E-5 Gráfica especializada que muestra curvas tipo de flujo lineal para yacimientos infinitos y cerrados con $(x_e/y_e)(1/q_{DL})[p_{wf} \text{ constante}]$ y $(x_e/y_e)m_{DL} [q_g \text{ constante}]$ vs. $\sqrt{t_{Dye}}$ 442
- E-6 Gráfica con ejes log-log que muestra curvas tipo de flujo lineal para yacimientos lineales cerrados bajo la condición de explotación a presión de fondo fluyendo constante p_{wf} 443
- E-7 Gráfica con ejes log-log que muestra curvas tipo de flujo lineal para yacimientos lineales cerrados bajo la condición de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g 443
- E-8 Esta gráfica muestra una curva de declinación con ejes log-log para la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y yacimientos lineales cerrados 444
- E-9 Esta gráfica con ejes log-log muestra una comparación entre las soluciones lineales analíticas y los resultados de la simulación para flujo de líquido bajo la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} 445
- E-10 Esta gráfica con $\sqrt{t_{Dye}}$ muestra una comparación entre las soluciones lineales analíticas y los resultados de la simulación para flujo de líquido bajo la condición de explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} 446
- E-11 Esta gráfica con t_{Dye} muestra la salida de los resultados de simulación numérica de soluciones analíticas debido a la variación en las propiedades del gas para datos dominados por la frontera externa 447
- E-12 Esta gráfica con $\sqrt{t_{Dye}}$ muestra la salida de los resultados de simulación numérica de soluciones analíticas debido a los cambios en las propiedades del gas para flujo dominado por la frontera externa 447
- E-13 Para yacimientos de gas con baja permeabilidad el esbozo de la izquierda muestra una geometría de flujo lineal vertical dentro de la veta de alta permeabilidad (análisis lineal para flujo vertical) y el esbozo de la derecha muestra una geometría de flujo horizontal en un yacimiento rectangular (análisis lineal para flujo horizontal)..... 448
- F-1 Representación del volumen de control, en un medio poroso, para flujo¹⁷² ... 452
- F-2 Sistema cilíndrico de referencia¹⁷² 454

F-3	Volumen de control, en un medio poroso, para flujo en coordenadas cilíndricas ¹⁷²	455
F-4	Volumen de control, en un medio poroso, para coordenadas cartesianas ¹⁷² .	458
F-5	Tipos de fluidos ¹⁷²	463

LISTA DE TABLAS

Tabla		Página
2-1	Variables adimensionales para régimen de flujo radial en un modelo de yacimiento homogéneo para las condiciones de explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y a gasto de flujo constante de gas, q_g	41
2-2	Variables adimensionales para yacimientos lineales homogéneos para las condiciones de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g y a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} (A).....	43
2-3	Modelos de curvas para los diversos regímenes de flujo detectados en yacimientos de gas con baja permeabilidad.....	44
2-4	Soluciones analíticas que modelan el comportamiento de la caída de la presión adimensional para los regímenes de flujo (lineal, lineal temprano, bilineal, radial, esférico y dominados por la frontera externa) para el caso de líquidos	45
2-5	Soluciones analíticas que modelan el comportamiento de la caída de la presión adimensional para los regímenes de flujo detectados en los yacimientos de gas con baja permeabilidad para el caso de gases	47
3-1	Modelos generales de superposición de tiempo para diversas geometrías de flujo.....	145
4-1	Valores que toma n en $t \frac{d[\Delta m(p)/q_g]}{dt} = c t^n$ dependiendo del régimen de flujo diagnosticado.....	182
4-2	Funciones específicas del tiempo para las distintas geometrías de flujo	191
4-3	Ecuaciones de interpretación para régimen de flujo lineal en un modelo de yacimiento homogéneo e infinito para las condiciones de producción a	

	presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y a gasto de flujo constante de gas, q_g	194
4-4	Área de sección transversal, A_c , y la distancia a la frontera externa, L	196
4-5	Ecuaciones de interpretación para régimen de flujo bilineal en un modelo homogéneo para la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g	197
4-6	Ecuaciones de interpretación para régimen de flujo radial en un modelo homogéneo para la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf}	200
4-7	Ecuaciones de interpretación para régimen de flujo radial en un modelo homogéneo para la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g	201
4-8	Ecuaciones de interpretación para régimen de flujo esférico en un modelo homogéneo para la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g	202
4-9	Ecuaciones de interpretación para régimen de flujo dominado por la frontera externa en un modelo homogéneo con la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g (<i>PSS</i>).....	205
4-10	Ecuaciones de interpretación para régimen de flujo dominado por la frontera externa en un modelo homogéneo para la condición a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} (declinación exponencial)	206
4-11	Ecuaciones de interpretación para régimen de flujo lineal temprano en un modelo homogéneo para las condiciones de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y gasto de flujo constante de gas, q_g	208
4-12	Modelos generales de superposición de tiempo para diversas geometrías de flujo.....	211
5-1	Información general de los casos de campo sobre los pozos productores de gas en yacimientos de gas con baja permeabilidad	222
5-2	Datos de los yacimientos de gas con baja permeabilidad referente a los pozos productores en estos casos de campo	223

5-3	Datos de los fluidos obtenidos de los pozos productores de gas en yacimientos de gas con baja permeabilidad referentes a los casos de campo.....	223
5-4	Descripción de las gráficas especializadas para las geometrías de un régimen de flujo lineal temprano y flujo bilineal en los casos de campo.....	224
5-5	Descripción de las gráficas especializadas para las geometrías de flujo radial y flujo lineal tardío en los casos de campo	224
5-6	Descripción de las gráficas especializadas para las geometrías de flujo esférico y flujo dominado por la frontera externa en los casos de campo	225
5-7	Resultados calculados utilizando los modelos radiales y lineales al comienzo en los casos de campo.....	225
5-8	Resultados calculados utilizando los modelos bilineal y lineal tardío en los casos de campo	226
5-9	Resultados calculados utilizando el modelo dominado por la frontera externa y el pronóstico de las reservas	226
6-1	Comparación entre flujo vertical y flujo horizontal para el pozo escuela 1	280
C-1	Propiedades físicas de los gases a $60^{\circ}F$ y a 14.7 psia	359
C-2	Composición del gas natural dulce Ejemplo C.1	364
C-3	Cálculo de las propiedades pseudo-críticas usando las reglas de mezclado de Stewart, Ejemplo C.1	366
C-4	Composición del gas natural amargo, Ejemplo C.2.....	368
C-5	Cálculo de las propiedades pseudo-críticas usando las reglas de mezclado de Stewart, Ejemplo C.2.....	369
E-1	Variables adimensionales para flujo lineal basadas sobre la distancia lateral a la frontera externa del yacimiento, x_e , para las condiciones de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y a gasto de flujo constante de gas, q_g	434
E-2	Variables adimensionales para flujo lineal basadas sobre el área de sección transversal al flujo, A_c , para las condiciones de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y a gasto de flujo constante de gas, q_g	434

-
- E-3 Área de sección transversal, A_c , y la distancia a la frontera externa, L , para el modelo de fractura de la Fig. E-3..... 434
- E-4 Soluciones analíticas para flujo lineal dentro de la fractura en pozos en yacimientos de gas con baja permeabilidad bajo la condición de explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} 436
- E-5 Soluciones analíticas para flujo lineal dentro de la fractura en pozos en yacimientos de gas con baja permeabilidad bajo la condición de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g 436
- E-6 Soluciones analíticas para flujo lineal dentro de la fractura en pozos en yacimientos de gas con baja permeabilidad basadas en el área de sección transversal al flujo, A_c , bajo la condición de explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} 438
- E-7 Soluciones analíticas para flujo lineal dentro de la fractura en pozos en yacimientos de gas con baja permeabilidad basadas en el área de sección transversal al flujo, A_c , bajo la condición de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g 439
- E-8 Área de drene, A , y sección transversal, A_c , para flujo lineal en modelos verticales y horizontales en vetas de alta permeabilidad..... 449

RESUMEN

Análisis de la Producción en Yacimientos de Gas con Baja Permeabilidad
(Septiembre 2009)

José David Guzmán Arévalo

Éste trabajo presenta los fundamentos de la ingeniería de yacimientos de gas, así como también, un catálogo para el análisis de la producción en cuanto al estudio e interpretación del comportamiento de la producción de largo plazo en yacimientos homogéneos de gas con baja permeabilidad. La literatura técnica del petróleo necesita, metodologías sencillas y de forma gradual para analizar y predecir el comportamiento de la producción en yacimientos de gas no convencionales (por ejemplo, yacimientos de gas con baja permeabilidad). Estas metodologías tienen aplicaciones en el análisis para datos de presión-producción para pozos de gas y flujos dominados por la frontera externa en yacimientos de gas con baja permeabilidad. En la aplicación de campo, éste análisis tiene una ventaja sobre los métodos de pruebas de pozo en términos de costos ya que con estos análisis se induce a que no se pierda la producción, en el caso contrario, en los períodos de cierre (a menudo largos) requeridos para pruebas de pozo en yacimientos de gas con baja permeabilidad (YGBP).

Los principales objetivos de éste trabajo son: (1) presentar los fundamentos teóricos concernientes a la ingeniería de yacimientos de gas, (2) presentar la derivación de las ecuaciones de interpretación las cuales fueron desarrolladas y adaptadas para flujo de gas real a partir de soluciones analíticas, semi-analíticas y numéricas para los diferentes regímenes de flujo detectados en yacimientos de gas con baja permeabilidad bajo las consideraciones de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g y/o a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} , así como también, presentar la técnica de superposición del tiempo y describir los diferentes escenarios físicos que causan flujo lineal de larga duración en éste tipo de yacimientos, (3) mostrar el desarrollo de un catálogo confiable, sencillo y paso a paso de las metodologías gráficas y analíticas para el análisis de datos

de presión-producción obtenidos de pozos en yacimientos de gas con baja permeabilidad con el fin de proporcionar estimaciones de algunos valores del yacimiento, tales como, el volumen original de gas, G , las reservas probadas o recuperables de gas, la conductividad de la formación, kh , la permeabilidad de la formación, k , el área de sección transversal, A_c , el daño a la formación, s , el efecto temprano del régimen de flujo, el área de drene del pozo, A , el volumen de poro asociado al área de drene, V_p , etc., (4) aplicar las metodologías gráficas y analíticas de análisis de la producción en pozos productores reales en yacimientos de gas con baja permeabilidad, (5) validar los resultados estimados en estos pozos productores de gas mediante el uso de la simulación numérica y (6) la utilización de ésta tesis como material didáctico tanto para el programa de estudio de la carrera de ingeniería petrolera que se imparte en la UNAM en su materia obligatoria “Ingeniería de Yacimientos de Gas” y de su materia optativa dentro del bloque denominado “Yacimientos de Gas” de nombre “Yacimientos de Gas de Baja Permeabilidad” y como material de consulta para la persona que se interese en éste tipo de yacimientos.

Se presentan algunos conceptos básicos referentes a la ingeniería de yacimientos de gas aplicables a éste trabajo.

Se muestran los diferentes regímenes de flujo detectados en yacimientos de gas con baja permeabilidad y se desarrolla la derivación de las ecuaciones de interpretación para cada régimen de flujo en éste tipo de yacimientos, asimismo, se presenta la técnica de superposición del tiempo, así como también, se presentan tres diferentes escenarios físicos que causan régimen de flujo lineal de largo plazo en yacimientos de gas con baja permeabilidad. Estos escenarios son radios grandes de anisotropía debidos a fracturas naturales paralelas ubicadas en la matriz de la formación de baja permeabilidad, un régimen de flujo lineal perpendicular a la fractura hidráulica en pozos productores verticalmente fracturados en yacimientos de gas con baja permeabilidad y un flujo vertical lineal dentro de una veta de alta permeabilidad.

El catálogo incluye modelos, soluciones, gráficas de diagnóstico de flujo, gráficas especializadas y ecuaciones de interpretación para estimar algunos valores del yacimiento, tales como, la conductividad de la formación, kh , la permeabilidad de la

formación, k , el área de sección transversal, A_c , el daño a la formación, s , el efecto temprano del régimen de flujo, el área de drene del pozo, A , el volumen de poro asociado al área de drene, V_p , etc, y el volumen original de gas, G . Se examina una serie de modelos: analíticos, semi-analíticos y soluciones numéricas para diferentes geometrías de flujo bajo una variedad de condiciones de frontera. Las soluciones para líquidos son adaptadas para el flujo de gas mediante el uso de la función de pseudo-presión para el gas real.

Se describen las metodologías gráficas y analíticas para el análisis de la producción con diferentes regímenes de flujo para yacimientos homogéneos bajo cualesquiera de las constantes de explotación: a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y a gasto de flujo constante de gas, q_g .

Se aplica la técnica de superposición del tiempo para graficar e interpretar datos de presión-producción.

Se examinan las gráficas de diagnóstico de flujo con ejes log-log de la caída de la pseudo-presión/gasto de flujo de gas, $\Delta m(p)/q_g$ contra el tiempo para detectar una o más geometrías de flujo. Se presentan las gráficas especializadas de la caída de la pseudo-presión, $\Delta m(p)/q_g$ contra funciones específicas del tiempo, las cuales dependen de la geometría de flujo detectada en las gráficas de diagnóstico de flujo.

Se estiman mediante las metodologías desarrolladas, algunos parámetros del yacimiento, el volumen original de gas, G y las reservas para los pozos productores en yacimientos de gas con baja permeabilidad que se exponen en éste trabajo.

Se realiza simulación numérica a los casos de campo para confirmar o modificar el análisis hecho con base en las metodologías gráficas y analíticas presentadas para el análisis de la producción.

Por último, se discuten diversos temas y resultados de éste trabajo, así como también, se presentan conclusiones, recomendaciones y trabajos futuros por realizar.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Resumen

En particular, se introduce (1) la presentación de los fundamentos necesarios esenciales para éste trabajo concerniente a la ingeniería de yacimientos de gas, (2) la derivación de las ecuaciones de interpretación para los diferentes regímenes de flujo detectados en yacimientos de gas con baja permeabilidad, la técnica de superposición del tiempo y tres escenarios físicos para flujo lineal de larga duración en pozos en yacimientos de gas con baja permeabilidad, (3) el desarrollo de un catálogo confiable y una metodología gradual para analizar datos de presión-producción de pozos en yacimientos de gas con baja permeabilidad en yacimientos homogéneos e isotrópicos con el fin de estimar algunos valores y/o propiedades del yacimiento, el volumen original de gas original en el yacimiento, G , y las reservas probadas de gas, (4) el análisis del comportamiento de los datos de producción de pozos en yacimientos de gas con baja permeabilidad provenientes de la industria petrolera con el empleo de la metodología desarrollada, (5) la validación numérica del comportamiento del análisis realizado a dichos pozos y (6) cumplir con el objetivo de usar ésta tesis como material didáctico tanto para el programa de estudio de la carrera de ingeniería petrolera que se imparte en la UNAM en su materia obligatoria “Ingeniería de Yacimientos de Gas” y de su materia optativa dentro del bloque denominado “Yacimientos de Gas” de nombre “Yacimientos de Gas de Baja Permeabilidad” y como material de consulta para la persona que se interese en éste tipo de yacimientos.

En la primera sección de éste capítulo, se presenta qué es y en dónde se ubica un yacimiento de gas con baja permeabilidad.

En la segunda sección, se presenta el respaldo y la motivación para éste trabajo.

En la tercera sección, se discuten los objetivos de éste trabajo, así como también los resultados obtenidos.

Finalmente, para ayudar al lector, se provee una secuencia organizacional para éste trabajo en la última sección de éste capítulo.

1.2 Yacimientos de gas con baja permeabilidad

El gas natural hoy en día representa aproximadamente el 35% de la demanda mundial de energía. Información de la DOE (Administración de Energía de los Estados Unidos de Norteamérica) estima que el consumo general de energía tendrá un aumento del 60% entre 2009-2020 referente al gas natural. Actualmente, muchos países usan gas natural importado como su fuente principal de energía, mientras que varios países exportadores de gas desarrollan sus reservas, así como, la infraestructura, su comercialización al exterior y su transporte para satisfacer la demanda interna del gas natural.

Actualmente, la explotación de yacimientos de gas natural convencional y no convencional es imprescindible en las carteras de proyectos de inversión de las compañías petroleras. Un yacimiento convencional de gas es aquél que produce con un gasto de flujo económico de producción sin la necesidad de estimulación masiva o de tratamientos de fractura. En éste tipo de yacimientos convencionales de gas, generalmente, tratamientos con ácido (estimulación), pequeños tratamientos de fracturas o una sección de agujero horizontal en la zona productora del pozo, contribuyen a un mejor flujo de producción de gas.

Los yacimientos de gas con baja permeabilidad o yacimientos de gas no convencionales ("Tight gas") producen principalmente gas natural seco o gas natural húmedo (gas no convencional o gas no asociado a una zona de aceite). Varios de éstos yacimientos se explotan en formaciones arenosas, pero volúmenes importantes se extraen de rocas carbonatadas, lutitas y capas de carbón. El valor de la permeabilidad en éste tipo de yacimientos es muy baja, con permeabilidades iguales y menores a 0.1 md . Algunos pozos en estos yacimientos presentan flujo transitorio de larga duración: flujo lineal y flujo bilineal. Actualmente, el valor de la permeabilidad para yacimientos de gas con baja permeabilidad es función del espesor neto o intervalo a explotar, h , la porosidad de la roca, ϕ , la presión inicial de yacimiento, p_i , la temperatura del yacimiento, T y la heterogeneidad del yacimiento¹. Las referencias bibliográficas y la nomenclatura se presentan al final de los capítulos en éste trabajo.

Un yacimiento de gas con baja permeabilidad puede producir volúmenes de gas con gastos de flujo económicamente comerciales, con una estimulación masiva y/o tratamientos de fractura diseñados e implementados con éxito².

Los yacimientos de gas con baja permeabilidad pueden ser someros o profundos, de baja o alta presión, de baja o alta temperatura, bituminosos o lenticulares, homogéneos, naturalmente fracturados o en capas (estratificados). El diseño y la construcción adecuada del pozo (perforación y terminación óptima), el espaciamiento entre los pozos, y los métodos de estimulación (limpieza y fracturamiento) son función de las propiedades y de la geometría del yacimiento.

Las cuencas petroleras en todo el mundo que actualmente producen aceite o gas en volúmenes significativos, contienen almacenamientos de reservas de aceite y gas en formaciones de baja permeabilidad. En los Estados Unidos de Norteamérica, Canadá, México, Argentina, Rusia, Australia, China y en algunas partes de Europa se explotan y desarrollan yacimientos de gas con baja permeabilidad, **Fig. 1-1**. La tecnología sobre estos yacimientos está siendo desarrollada principalmente en estos países, y será usada alrededor del mundo en los próximos 20 años para diseñar e implementar en forma adecuada las operaciones de perforación, terminación, estimulación (fracturamiento) y explotación de éste tipo de yacimientos de gas no convencional.

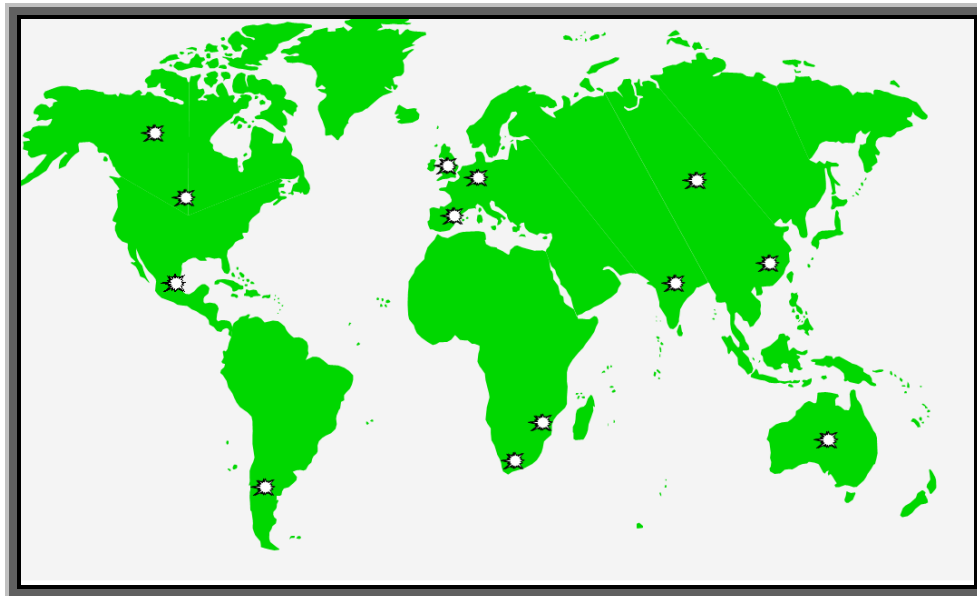


Fig. 1-1 – Imagen que muestra los lugares más importantes en el mundo relacionados a la producción de gas en yacimientos con baja permeabilidad.

1.3 Respaldo y motivación de éste trabajo

El conocer los volúmenes originales de gas in-situ, las reservas probadas y predecir el comportamiento de la producción del tipo de yacimiento, así como, el conocimiento de algunas de las propiedades del sistema roca-fluidos, entre otros parámetros.

Durante la segunda mitad del siglo pasado se desarrollaron investigaciones y estudios sustanciales sobre el tema de análisis de pruebas de pozos para flujo de aceite y gas; esta información incluye modelos, soluciones para flujo transitorio (sobretudo flujo radial) y flujo dominado por la frontera externa del yacimiento, procedimientos de análisis, y aspectos prácticos en métodos para la realización de pruebas de pozo. Pruebas prácticas excepcionales en cuanto al análisis de pozos con diferentes técnicas actualmente disponibles han sido presentadas por Mathews y Russell³, Ramey y otros autores⁴, Buro de la Conservación de Fuentes de Energía (Estados Unidos de Norteamérica)⁵, Earlougher⁶, Aguilera⁷, Streltsova⁸, Cinco-Ley^{9,10}, Samaniego¹¹, Da Prat¹², Stanislav y Kabir¹³, Sabet¹⁴, Lee¹⁵, Samaniego y Cinco-Ley¹⁶, Horne¹⁷, Lee y otros autores¹⁸, Lee y Wattenbarger¹⁹, Wattenbarger²⁰ y Blasingame²¹.

La prueba de presión transitoria, cuyo objetivo esencial es la determinación de las características del yacimiento bajo condiciones in-situ, es un procedimiento digno de confianza para la estimación de las propiedades de la roca y la descripción de algunas heterogeneidades en el medio poroso, sobretudo cuando es usado bajo un enfoque junto con los modelos estáticos del yacimiento. Sin embargo, en yacimientos de gas con baja permeabilidad (con permeabilidad en la matriz menor a 0.1 md), una prueba de presión transitoria muchas veces no es práctica y no confiable para estimar las propiedades de la roca y la caracterización de algunas heterogeneidades del yacimiento, debido al retraso de la respuesta de la productividad del yacimiento. Éste tipo de yacimientos de gas frecuentemente requiere de mucho tiempo de prueba para visualizar los regímenes transitorios mediano y tardío, o los períodos de flujo dominados por la frontera externa, que se suele alcanzar en varias semanas, meses e inclusive años.

Similarmente, el modelo de flujo radial cilíndrico puede ser aplicado como una posibilidad en la interpretación de la producción y de la presión transitoria de varios pozos de gas. Éste usual procedimiento se basa en el hecho que, en general, la producción del fluido hacia el pozo sigue éste tipo de geometría. Por otra parte, en varios casos reales (por ejemplo, en pozos de gas y aceite en yacimientos con baja permeabilidad) con datos

de producción y presión donde el análisis con la geometría de flujo cilíndrico radial no es propiamente aplicable, se requiere aplicar otro tipo de modelos de flujo, tales como lineal, bilineal, radial, esférico, y flujos dominados por los efectos de la frontera externa.

Cinco-Ley y Meng²² demuestran que un pozo vertical interceptado por una fractura de conductividad infinita en un yacimiento de doble porosidad puede exhibir quince diferentes regímenes de flujo.

Kohlhaas y Abbot²³ señalaron algunos escenarios físicos en donde el flujo lineal se puede desarrollar e identificar. Explicaron que estos escenarios se presentan al principio de explotación de pozos fracturados, yacimientos con empuje de agua, canales de terrígenos, pozos localizados entre fallas paralelas y yacimientos del tipo estratificados. Straight y Gordon²⁴ mostraron la existencia de flujo lineal por varios años, el cual puede ser causado por las condiciones naturales de las propiedades del yacimiento, por fracturas largas y estrechas, por vetas delgadas de alta permeabilidad, y por yacimientos con geometrías largas y de poco ancho.

Algunos investigadores^{2,20,25-40} han presentado análisis para tratar éste tipo de yacimientos de gas de baja permeabilidad, recientemente Wattenbarger²⁰ presentó soluciones analíticas lineales para pozos fracturados con yacimientos de geometría rectangular. Reportó curvas tipo y ecuaciones para analizar el comportamiento a largo plazo para éste tipo de pozos de gas en yacimientos de gas con baja permeabilidad bajo cualesquiera de las condiciones de flujo: presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} o gasto de flujo de producción constante, q_g . El-Banbi³⁵ en su investigación, presentó que el flujo lineal se detecta en casi todos los pozos productores en cuencas de espesor estrecho. Reportó una serie de casos en donde domina el flujo lineal y proporcionó soluciones lineales analíticas y semi-analíticas para ambas condiciones: presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y gasto de flujo de producción constante, q_g bajo diferentes condiciones de frontera. En su disertación, Helmy³⁷ desarrolló varias técnicas mediante el uso de la superposición del tiempo, enfocadas sobre flujo lineal a largo plazo en pozos de gas en yacimientos con baja permeabilidad que producen a presión de fondo fluyendo constante y son sometidos a cierres frecuentes en la superficie.

Para mejor conocimiento, sin embargo, no se ha escrito mucho respecto a lo que causa el comportamiento transitorio a largo plazo y sobre el análisis de la producción de pozos

de gas en yacimientos de baja permeabilidad. El tema y el principal objetivo de éste trabajo es aportar y presentar de forma didáctica y complementaria el trabajo de investigación realizado por el **Dr. Jorge Alberto Arévalo Villagrán**¹⁶⁶ presentado inicialmente en la disertación en sus estudios de doctorado y posteriormente en diversos artículos técnicos correspondientes a la literatura técnica petrolera en lo que concierne al análisis de la producción en éste tipo de yacimientos con baja permeabilidad, esto con el objeto de discutir algunos escenarios físicos que causan flujo lineal a largo plazo de pozos en éste tipo de yacimientos, así como también, el desarrollo confiable y sencillo de metodologías gráficas y analíticas que muestran en forma gradual el análisis de producción con aplicaciones prácticas para pozos reales de la industria petrolera localizados en yacimientos de gas con baja permeabilidad considerando ambas condiciones de explotación, es decir, a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y gasto de flujo constante de gas, q_g .

En éste trabajo, se presentan varios procedimientos de graficado en cuanto al manejo de datos de producción de pozos de gas en yacimientos de baja permeabilidad para yacimientos del tipo homogéneo.

Las gráficas de diagnóstico de flujo doble logarítmicas representan uno de los mejores procedimientos para el análisis de datos de producción de pozos en yacimientos de gas con baja permeabilidad, debido a que el comportamiento de la curva en estas gráficas muestra una consistente y resolución suave para todas las características exhibidas por el yacimiento. Entonces, para detectar uno o más regímenes de flujo a partir del análisis de los datos de producción se desarrollan las siguientes gráficas con ejes log-log: caída de la pseudo-presión dividida por el gasto del gas $[m(p_i) - m(p_{wf})] / q_g$, la función derivada de la caída de pseudo-presión/gasto de gas $t[\Delta m(p) / q_g]'$, y la producción acumulada de gas, G_p , versus tiempo de producción. Estas gráficas tienen como resultados una o más líneas rectas en las que cada una de ellas exhibe una pendiente definida que representa un régimen de flujo específico.

En algunos casos, si la presión de fondo fluyendo y el gasto de gas están variando lenta y suavemente respecto al tiempo de producción, se recomienda utilizar la técnica de corrección de superposición del tiempo al graficar los datos de producción. Las gráficas de

diagnóstico de flujo presentan una característica y tendencia de compactar los datos de producción haciendo con esto más confuso la detección de los límites del yacimiento; sin embargo, estas gráficas son muy útiles para detectar diferentes regímenes de flujo con datos de producción.

Después, se realizan gráficas especializadas de análisis de la caída de la pseudo-presión, $[m(p_i) - m(p_{wf})] / q_g$ versus una función específica del tiempo, dependiendo de cada uno de los regímenes de flujo detectados en las gráficas de diagnóstico de flujo con ejes log-log. En esta técnica de graficado, los diferentes regímenes de flujo se detectan como líneas rectas para cada función específica del tiempo. Las pendientes de estas líneas rectas en el período transitorio (para flujos lineal, bilineal, radial y esférico) son inversamente proporcionales a la permeabilidad de la formación.

Una vez que los datos de producción son adaptados a un apropiado régimen de flujo, las fórmulas de interpretación bajo las condiciones de explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y a gasto de flujo constante de gas, q_g son utilizadas para estimar algunas propiedades del yacimiento, la distancia a la frontera externa, el volumen original de gas in-situ, G y el pronóstico de reservas probadas. Una de las ventajas de estas gráficas especializadas es que éstas no comprimen los datos de producción y exhiben evidentemente los efectos de la frontera externa del yacimiento. Finalmente, se recomienda emplear la simulación numérica de yacimientos para la validación de los análisis realizados.

El análisis de la producción en yacimientos de gas con baja permeabilidad permite principalmente una estimación de la siguiente información: la conductividad de la formación, kh , el daño a la formación, el efecto temprano de los regímenes previos de flujo, el producto $\sqrt{k}A_c$, la permeabilidad de la formación, k , el área de sección transversal al flujo, A_c , la investigación de la distancia de drenado, y_{inv} , el área de drene, A , el volumen del yacimiento, VY , el volumen de poro, V_p , el volumen original de gas original in-situ, G y las reservas probadas. En pozos fracturados hidráulicamente, se pueden estimar los siguientes parámetros: la conductividad de la fractura, $(kw_f)_D$ y el factor de daño en la cara de la fractura, s_f . También se pueden detectar: barreras y

discontinuidades, estratificaciones, la permeabilidad anisotrópica y la interferencia entre los pozos.

Aunque esta lista no está completa, se destaca la información más importante que puede ser adquirida a través del análisis de la producción en yacimientos de gas con baja permeabilidad.

Algunas experiencias en la aplicación del análisis de la producción en el comportamiento a largo plazo en yacimientos de gas con baja permeabilidad indican que, en algunos casos, diferentes situaciones físicas en el yacimiento ceden al mismo comportamiento de presión y producción (solución única o dilema singular). Sin embargo, el dilema singular puede, en varios casos, ser resuelto mediante el uso combinado del análisis de la producción y de la información geológica y geofísica, de la interpretación sísmica 3-D o 4-D, datos de registros de pozos, datos de pruebas de pozos, análisis de núcleos, etc. (bajo un enfoque de integración). El estudio de toda la información disponible proporciona el modelo de interpretación, que define las propiedades de la formación y las condiciones del pozo que son utilizadas como datos de entrada en los estudios de simulación numérica.

Un total conocimiento de las características y limitaciones de modelos de flujo permite la correcta aplicación de las técnicas de análisis, consecuentemente dando una gran confianza en la estimación de los parámetros del yacimiento y en el pronóstico de la producción de gas.

Como resumen, el análisis e interpretación de los datos de producción de pozos en yacimientos de gas con baja permeabilidad son siempre desafiantes, a pesar de la calidad de los datos a nuestra disposición. Estas metodologías presentadas en éste trabajo para analizar datos de producción en pozos productores de gas representan una significativa mejora y entendimiento del comportamiento complejo de los yacimientos de gas de baja permeabilidad. Cabe mencionar, que dichas metodologías y ecuaciones presentadas pueden aplicarse también para las condiciones de flujo transitorio (lineal, bilineal, radial y esférico) y para los efectos de flujo dominado por la frontera externa para analizar datos de producción en pozos productores en yacimientos de gas convencionales, tanto en terrígenos como en carbonatos.

1.4 Objetivos y resultados de éste trabajo

El objetivo principal de fondo de éste trabajo es presentar procedimientos gráficos y analíticos para analizar e interpretar datos de presión-producción de pozos productores de gas en yacimientos con baja permeabilidad, proporcionando una estimación de algunas propiedades del yacimiento, el volumen original de gas a condiciones atmosféricas, G y las reservas probadas de gas (movibles). Entre las propiedades del yacimiento que pueden estimarse están la conductividad de la formación, kh , la permeabilidad de la formación, k , el área de sección transversal, A_c , el daño a la formación, s , el efecto temprano del régimen de flujo, el área de drene del pozo, A , el volumen de poro asociado al área de drene, V_p , etc.

Los objetivos específicos de éste trabajo son:

1. Presentar los fundamentos teóricos concernientes a la ingeniería de yacimientos de gas.
2. Presentar la derivación de las ecuaciones de interpretación para los diferentes regímenes de flujo detectados en yacimientos de gas con baja permeabilidad. Estas ecuaciones analíticas fueron desarrolladas y adaptadas para flujo de gas real a partir de soluciones analíticas, semi-analíticas y numéricas considerando diferentes regímenes de flujo bajo las consideraciones a gasto de flujo constante de gas, q_g y/o a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} , así como también, presentar la técnica de superposición del tiempo y describir los diferentes escenarios físicos que causan flujo lineal de larga duración en yacimientos de gas con baja permeabilidad.
3. Desarrollar metodologías gráficas y analíticas paso por paso y procedimientos para analizar distintos casos de regímenes de flujo en pozos de gas en yacimientos de baja permeabilidad para yacimientos homogéneos. Estas metodologías incluyen: diferentes gráficas de diagnóstico de flujo y especializadas de flujo que permiten detectar y analizar los diferentes regímenes de flujo transitorios (tales como lineal, bilineal, radial y esférico) y flujo dominado por la frontera externa, así como, la estimación de algunas características del yacimiento, tales como, el volumen original de gas, G , las reservas probadas o recuperables de gas, la conductividad de la formación, kh , la permeabilidad de la formación, k , el área de sección transversal, A_c , el daño a la

formación, s , el efecto temprano del régimen de flujo, el área de drene del pozo, A , el volumen de poro asociado al área de drene, V_p , etc.

4. Aplicar estas metodologías graduales utilizando datos de campo de algunos pozos productores de gas obtenidos de la industria petrolera.
5. Utilizar simulación numérica de yacimientos para confirmar y modificar los resultados obtenidos con la aplicación de estas metodologías para pozos productores reales en yacimientos de gas con baja permeabilidad.
6. Utilizar ésta tesis como material didáctico tanto para el programa de estudio de la carrera de ingeniería petrolera que se imparte en la UNAM en su materia obligatoria “Ingeniería de Yacimientos de Gas” y de su materia optativa dentro del bloque denominado “Yacimientos de Gas” de nombre “Yacimientos de Gas de Baja Permeabilidad” y como material de consulta para la persona que se interese en éste tipo de yacimientos.

Los resultados obtenidos de éste trabajo son:

1. La exposición didáctica de la teoría esencialmente necesaria para éste trabajo.
2. Metodologías analíticas confiables y sencillas para el análisis de datos de pozos productores de gas en yacimientos de gas para cualesquiera de las condiciones de explotación: a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y a gasto de flujo constante de gas, q_g .
3. Una serie de gráficas de diagnóstico y especializadas de análisis, así como también, fórmulas analíticas sencillas para estimar algunos valores y/o propiedades del yacimiento y el volumen original de gas, G con datos reales provenientes de pozos en yacimientos de gas de baja permeabilidad.
4. Un manual de consulta para el análisis de la producción en yacimientos de gas con baja permeabilidad.

1.5 Organización de éste trabajo

La organización de éste trabajo es como sigue:

Éste trabajo inicia con la introducción en el Capítulo I, en el cual se describe y se expone que son y en donde se encuentran los yacimientos de gas con baja permeabilidad,

el respaldo, motivación y objetivos para la realización de éste trabajo. Así mismo, se presentan brevemente los resultados obtenidos.

En el Capítulo II, se presentan los fundamentos teóricos concernientes a la ingeniería de yacimientos de gas esencialmente necesarios para éste trabajo, ligado también a una amplia revisión de la literatura técnica relacionada con la tecnología en los yacimientos de gas con baja permeabilidad, así como modelos de pozos, soluciones, desarrollo y presentación de varios investigadores de las curvas tipo de declinación.

En el Capítulo III, se presenta la definición y la derivación de las ecuaciones de interpretación de los diferentes regímenes de flujo detectados en yacimientos de gas con baja permeabilidad, así como también, se presenta la técnica de superposición del tiempo y los diferentes escenarios físicos que causan flujo lineal de larga duración en formaciones de gas con baja permeabilidad. Entre estos escenarios, se presenta el efecto de flujo en yacimientos de baja permeabilidad con fracturas naturales paralelas, con un pozo fracturado y en vetas de alta permeabilidad (yacimientos estratificados) con flujo vertical.

En el Capítulo IV, se presentan metodologías gráficas y analíticas para analizar y describir el comportamiento de datos de producción de pozos de gas en yacimientos de baja permeabilidad para yacimientos homogéneos e isotrópicos.

En el Capítulo V, se aplican algunas metodologías desarrolladas en el Capítulo IV para analizar e interpretar datos de producción de datos reales provenientes de pozos productores de gas. Luego, se estiman algunas propiedades del yacimiento y se muestra la validación de los resultados obtenidos mediante el uso de simulación numérica.

En el Capítulo VI, se presenta una discusión general que se ocupa de los resultados, así como también, se destacan los puntos de éste trabajo.

En el Capítulo VII, se presenta un resumen, conclusiones, y algunas recomendaciones para trabajos futuros en relación al análisis de la producción en yacimientos de gas.

Finalmente, se presenta la nomenclatura, referencias, y algunos apéndices desarrollados a lo largo de éste trabajo.

CAPÍTULO II

FUNDAMENTOS DE LA INGENIERÍA DE YACIMIENTOS DE GAS

2.1 Introducción

La producción de gas natural se ha convertido de forma importante año con año en el mundo y en México, los ingresos generados por la producción de gas natural se han incrementado en comparación con la producción de aceite, debido a esta tendencia, es importante tener conocimientos sobre la ingeniería de yacimientos de gas y más aún de baja permeabilidad. Aunque gran parte de la tecnología para los pozos de aceite se aplica a los pozos de gas, existen diferencias, es importante entender estas diferencias y tener un buen conocimiento de los fundamentos de la ingeniería de yacimientos de gas¹⁹. La ingeniería de yacimientos tiene como objetivo evaluar el comportamiento, teniendo en cuenta la seguridad y protección ambiental, para maximizar su rentabilidad y la recuperación final de los yacimientos de aceite y gas, en que esta se puede prever y, de hecho, se puede aumentar si el yacimiento se analiza y se administra correctamente¹⁶⁸.

En la ingeniería de yacimientos de gas es importante la explotación de éste hidrocarburo, en ella se aplican técnicas de ingeniería, para evaluar el comportamiento de los yacimientos bajo los diferentes mecanismos de desplazamiento de fluidos, esto permite llevar a cabo una explotación racional de los mismos, el contenido de los yacimientos y su producción son fundamentales para toda actividad de la Ingeniería petrolera¹⁶⁷.

Las bases de la ingeniería de yacimientos de gas están constituidas por conceptos fundamentales, comenzando por los conocimientos geológicos, en virtud de que todo yacimiento que se estudie tiene antecedentes de tipo geológico, una buena descripción del yacimiento depende de la habilidad para interpretar la información recolectada. El propósito de éste capítulo es presentar algunas definiciones y/o conceptos básicos concernientes a los fundamentos teóricos de la ingeniería de yacimientos de gas aplicables a éste trabajo.

En éste Capítulo II, se presenta la definición, las características y propiedades del gas natural, después, se presenta lo particular de los yacimientos de gas con baja

permeabilidad, así como también, los conceptos referentes al fracturamiento hidráulico, al volumen original de gas, G , al período transitorio, al flujo de fluidos en medios porosos y por último una perspectiva general tocante a los yacimientos naturalmente fracturados o de doble porosidad.

Los **Apéndices C, D y F** son anexos a diversos temas que se tratan en éste Capítulo II. En los capítulos posteriores se utilizan las definiciones, conceptos y tablas de éste capítulo.

2.2 Gas natural^{19,173,179,180}

El gas es una fase de la materia que no tiene volumen ni forma fija, toma la forma y el volumen del recipiente que lo contiene, una de las propiedades más evidentes de los gases es que ejercen presión sobre sus alrededores en el cuerpo que los contiene. Éste se define como un fluido homogéneo de baja densidad y viscosidad. El gas natural por lo tanto es una mezcla de hidrocarburos saturados, en los cuales el carbono y el hidrógeno están químicamente unidos bajo la fórmula C_nH_{2n+2} , en donde los principales hidrocarburos gaseosos, citándolos en número de carbonos que contiene son: metano (CH_4), etano (C_2H_6), propano (C_3H_8), butano (C_4H_{10}), etc. Contiene en algunos casos sustancias corrosivas o inertes como el bióxido de carbono, ácido sulfhídrico, nitrógeno, helio, compuestos de azufre y está saturado por vapor de agua, a las condiciones de temperatura y presión de separación, haciendo a éste útil como combustible, ya que estas sustancias no son combustibles y actúan como simples diluyentes. Para realizar un análisis composicional de un gas natural se obtiene por destilación a baja temperatura, un análisis cromatográfico o por el espectrómetro de masas. El gas natural se describe como un gas húmedo o gas seco y esta diferencia depende de la cantidad de hidrocarburos condensables presentes en la mezcla, el pentano y mas pesados son considerados como hidrocarburos condensables, a temperatura y presión atmosférica el pentano es un líquido mientras que el metano, etano, propano y butano existen en fase gaseosa a condiciones atmosféricas.

2.2.1 Propiedades del gas natural. Las propiedades del gas cambian considerablemente respecto a las propiedades del líquido, principalmente debido a que las moléculas en el gas se encuentran más alejadas respecto a las moléculas en los líquidos. Por lo tanto, un

cambio en la presión tiene un efecto mayor sobre la densidad de un gas que la que ejercería en un líquido. El conocimiento de las relaciones Presión-Volumen-Temperatura, pVT y otras propiedades físicas y químicas de los gases, son necesarias para resolver problemas en la ingeniería de yacimientos de gas natural. Las propiedades físicas de un gas natural se obtienen directamente por mediciones de laboratorio o por pronósticos a partir de la composición química de la mezcla de los gases. En éste último caso, los cálculos se basan sobre las propiedades físicas de los componentes individuales del gas y sus leyes físicas.

En el **Apéndice C** se presentan de forma específica las propiedades del gas natural y los métodos para estimar algunas de sus propiedades físico-químicas requeridas para los cálculos en la ingeniería de yacimientos de gas, incluyendo así, una revisión de las definiciones y de los principios fundamentales¹⁹.

2.2.2 Clasificación del gas natural. Dependiendo de la concentración de los hidrocarburos menos volátiles (propano, butano, etc.), los cuales se recuperan fácilmente como productos líquidos^{179,180}. Técnicamente el gas se clasifica en:

- **Seco:** es aquél que tiene menos de 2.4 a 7.2 barriles de líquido por cada millón de pies cúbicos de gas.
- **Pobre:** es aquél que contiene 2.4 a 7.2 barriles de licuables por cada millón de pies cúbicos de gas.
- **Húmedo:** es aquél que contiene más de 7.2 barriles por cada millón de pies cúbicos de gas.
- **Amargo:** se le denomina así a aquel gas que contiene una alta concentración de azufre.
- **Dulce:** aquél cuyo contenido de ácido sulfúrico, es menor de 23 mg, por metro cúbico de gas. (1 gramo en 100 ft^3).

2.2.3 Propiedades físicas del gas natural. Puesto que el gas es una mezcla variable y dado que las propiedades dependen de la composición, las propiedades del gas variarán según las diferentes fuentes de abastecimiento de las cuales se obtenga.

La gravedad específica, el poder calorífico, y la viscosidad son propiedades fundamentales, que juegan un papel importante en el gas, particularmente la viscosidad, en el flujo de gas a través de medios porosos tales como en yacimientos rocosos y tuberías.

2.2.4 Propiedades químicas del gas natural. La composición del gas natural varía considerablemente de campo a campo petrolero. Se efectúan análisis cromatográficos para conocer la composición del gas natural de las diferentes áreas y para conocer la concentración de los componentes para la determinación del poder calorífico y por ende su energía calorífica.

2.2.5 Origen de las fuentes de gas natural. Existen dos grupos de teorías (orgánicas e inorgánicas) que tratan de sustentar o definir cual ha sido el origen de los hidrocarburos y qué condiciones deben llevarse a cabo para que estos se acumulen en el subsuelo. La teoría orgánica establece que los organismos vivos están compuestos de carbohidratos, proteínas y lípidos (término amplio que incluye todas las sustancias solubles en aceite e insolubles en agua, como grasas, ceras, ácidos grasos, pigmentos, etc.), así como ligninas (sustancia que da fuerza tensil a las estructuras de las plantas, tales como los troncos de los árboles) en proporciones variadas.

Las teorías inorgánicas por su parte, postulan que el petróleo y gas se formaron mediante procesos inorgánicos reproducibles en el laboratorio; sin embargo, no han sido aceptadas por la mayoría de los investigadores.

2.2.6 Fuentes de combustibles gaseosos. Además de los yacimientos de arena y caliza convencionales, las fuentes de gas incluyen: arenas compactas, lutitas compactas, acuíferos geopresionados y carbón.

2.2.6.1 Arenas compactas. Grandes cantidades de gas están atrapadas en la parte superior de formaciones de arena con porosidades dentro del rango del 5 y el 15 %, saturación de agua del 50 al 70 %, y permeabilidades en el rango de 0.001 md. En muchas formaciones geológicas, en las que se contiene dicho gas no es posible extraerlo

empleando métodos convencionales de fracturamiento. Aquí es necesario desarrollar técnicas especiales de fracturamiento hidráulico para extraer el gas de forma económica.

2.2.6.2 Lutitas. Las lutitas son generalmente ricas en materia orgánica, finalmente laminadas con una permeabilidad del orden de 1 md . Las lutitas son predominantemente compuestas de arcilla con algo de caolinita, pirita, feldespatos y otros minerales. El perfil de producción en ellas exhibe una larga y lenta declinación, las lutitas compactas son una fuente atractiva de gas y contribuirán significativamente a la producción de gas en los próximos años.

2.2.6.3 Acuíferos geopresionados. Salmueras a alta presión en acuíferos geopresionados, las cuales pueden formarse debido al rápido hundimiento, pueden contener arriba de 40 ft^3 estándar de gas natural por barril de agua. Tales acuíferos geopresionados son localizados principalmente en una banda que se extiende de costa afuera y costa adentro de Texas a Florida a lo largo del golfo de México en los Estados Unidos de Norteamérica como un ejemplo de acuíferos geopresionados. Se estiman reservas significativas no probadas de gas en estos lugares, sin embargo la recuperación de éste gas se ha desarrollado sin intención comercial.

2.2.6.4 Carbón. El gas metano incluido en lechos de carbón mineral con profundidades menores a 3000 pies, se ha estimado e $250\text{ Tft}^3 @\text{c.s.}$ en U.S.A. Sin embargo, solamente se pueden producir menos de $40\text{ Tft}^3 @\text{c.s.}$ debido a problemas prácticos. Otra fuente de generación de gas es la gasificación del carbón. El gas extraído del carbón generalmente tiene un valor de poder calorífico más bajo que el de gas natural. La viabilidad comercial de la gasificación del carbón aún no es favorable.

2.2.6.5 Yacimientos de gas natural. La importancia de los yacimientos en México se ha incrementado en la última década debido al aumento de la demanda interna del gas natural, el gobierno de México tiene planeado que el consumo de gas natural para la generación de energía se duplique en los próximos 4 años. Ante esta situación Pemex Exploración y Producción, identificó, seleccionó y propuso la exploración, así como la

optimización de los campos en explotación, en las principales cuencas sedimentarias del país, con una alta posibilidad de producción de gas no asociado, como son: la Cuenca de Burgos, el Golfo de Sabinas, la Cuenca de Veracruz y Macuspana, siendo la Cuenca de Burgos la más antigua y grande, por lo tanto la más importante. El gas se encuentra en estratos sedimentarios subsuperficiales compuestos de arenisca, caliza o dolomía. Un yacimiento de aceite siempre tiene alguna cantidad de gas asociado (algo de gas libre o gas en solución en el aceite) y algunos yacimientos pueden ser solamente de gas. Cada pozo en el yacimiento puede producir gas con una composición diferente y la composición de la corriente de cada pozo cambia cada vez que se tiene una caída de presión en el yacimiento. Así el equipo de producción requiere de ser modificado un tiempo a otro tiempo para compensar la composición alterada del gas. En resumen por su composición y cantidad de *Btu*, el gas natural se caracteriza frecuentemente en términos de su origen en el subsuelo como sigue:

1. **Gas no asociado.** Se encuentra en yacimientos con cantidades mínimas o sin cantidades de aceite crudo, el gas no asociado es típicamente rico en CH_4 , pobre en componentes pesados.
2. **Gas disuelto o asociado.** El gas en solución con el aceite crudo es nombrado gas disuelto, además el gas encontrado con el aceite crudo como casquete de gas es nombrado gas asociado. Típicamente al gas asociado es pobre en CH_4 , pero rico en componentes pesados.
3. **Gas condensado.** El gas condensado tiene alta cantidad de hidrocarburos líquidos y puede ocurrir como gas en el yacimiento. La fuente más deseable puede ser de tipo no asociado porque éste puede ser producido a alta presión. El gas asociado o disuelto es separado del aceite crudo a baja presión en el separador y además exige más gastos de compresión. El gas condensado representa una gran cantidad de gas asociado con el líquido.

Los recursos del gas son a menudo clasificados en tres categorías:

1. **Reservas probadas.** Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas y bajo condiciones económicas actuales, que se estima serán comercialmente recuperables en una fecha específica.

2. **Reservas probables.** Son aquellas reservas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería de estos yacimientos sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de no serlo.
3. **Reservas posibles.** Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables.

2.2.7 Reservas mundiales de gas natural. Las reservas mundiales de gas natural, son muy importantes, son abundantes y ampliamente distribuidas por el mundo. Se estima que una cantidad significativa de gas natural queda aún por descubrir. Estas se representan en la siguiente **Fig. 2-1**.

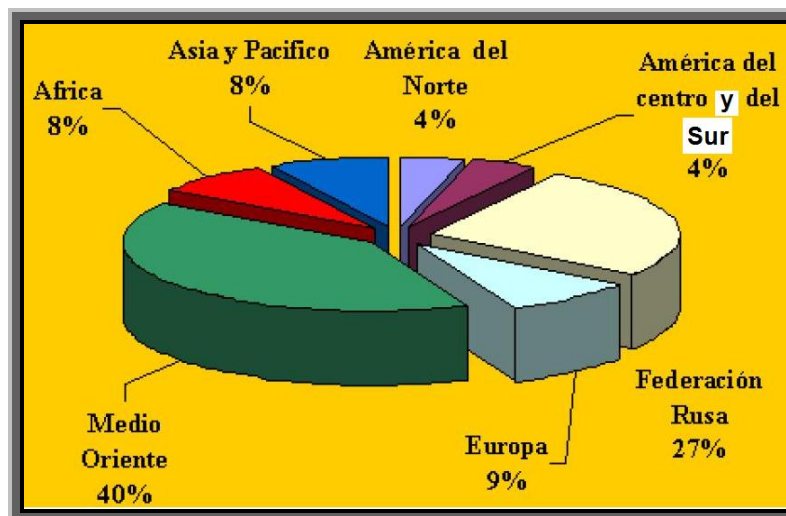


Fig. 2-1 – Diagrama que muestra la distribución de las reservas mundiales de gas natural¹⁸⁰.

2.2.8 Sistemas de proceso para gas natural

1. Yacimiento (flujo de gas y aceite a través del estrato subsuperficial).
2. Pozo (flujo de los fluidos del yacimiento a la cabeza del pozo y a la superficie).
3. Sistema de recolección (flujo de gas a través de la red de tubería empleada para recolectar el gas de varios pozos para su separación y procesamiento).
4. Separación (gas, aceite, y agua generados por la corriente del pozo y sus componentes).

5. Medición (cantidad de gas y aceite de los separadores).
6. Acondicionamiento (remover los contaminantes del gas o endulzamiento del mismo).
7. Recuperación de los líquidos.
8. Compresión o licuefacción (transporte en pipas, trenes, tuberías, etc.).
9. Tuberías de transporte a sitios de consumo.

2.2.9 Yacimientos de gas húmedo y de gas seco. En un diagrama presión-temperatura los yacimientos de gas quedan situados a la derecha de la cricondenterma, no se presenta un cambio en el yacimiento durante su explotación. Estos tienen en el sistema de hidrocarburos la temperatura del yacimiento, T_y mayor a la temperatura crítica, T_c . Aquí se tratarán principalmente los yacimientos de gas húmedo y los yacimientos de gas seco.

2.2.9.1 Yacimientos de gas húmedo. El diagrama de fases que representa los yacimientos de gas húmedo muestra que la temperatura del yacimiento es mayor que la cricondenterma, por tanto, en el yacimiento no se presentan las dos fases del hidrocarburo (el agua congénita si esta presente en el espacio poroso). El gas húmedo está principalmente compuesto de metano y otros componentes ligeros, cuando el fluido llega a la superficie pueden producirse las dos fases y el líquido recuperable tiende a ser de color transparente. Al estar compuesto de un menor porcentaje de componentes pesados que el gas y condensado el diagrama de fases se hace menos amplio disminuyendo la temperatura crítica, ya que los componentes más ligeros tienen una menor temperatura crítica.

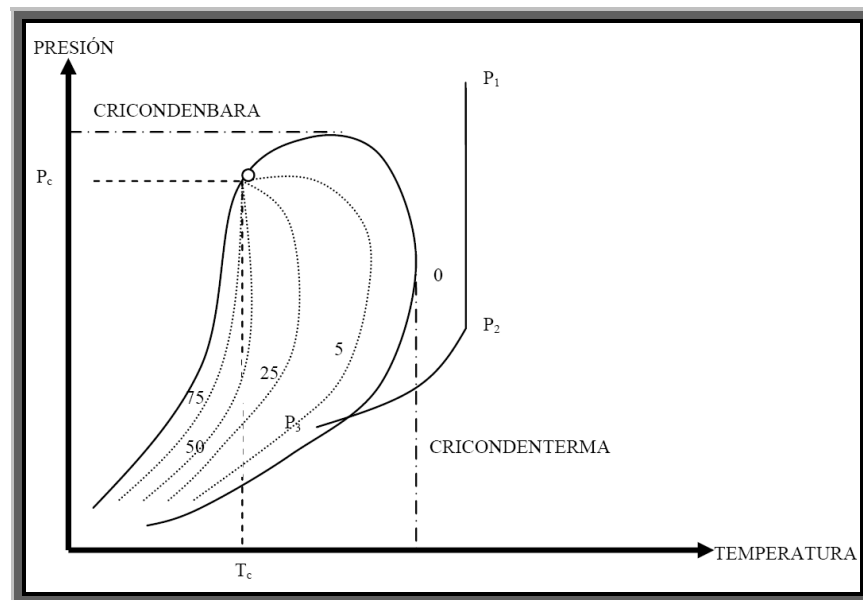


Fig. 2-2 – Diagrama presión-temperatura para gas húmedo¹⁷⁹.

Como se observa en la **Fig. 2-2** las curvas de calidad tienden a acercarse más a la curva de presión de burbuja, estando presente muy poco líquido en la región de dos fases cerca de la curva de presión de rocío. Al describir el comportamiento de una muestra analizada en el yacimiento comenzando por el punto P_1 (donde la presión es mayor a la presión de rocío) el hidrocarburo se encuentra en fase gaseosa, disminuyendo la presión llega al punto P_2 donde a pesar de estar por debajo de la cricondenbara sigue estando en fase gaseosa, pero en éste punto entra en la tubería de producción hasta llegar a la batería de separación (en éste trayecto existe una disminución en la presión y en la temperatura) que es el punto P_3 en éste punto ya se han condensado algunos de los componentes más pesados de la mezcla estando presentes las dos fases. Por lo tanto, no se formará líquido en el yacimiento, el término húmedo se deriva de que en la tubería de producción o en la batería de separación se entra en la región de dos fases, la formación de líquido es causada porque la energía cinética de las moléculas pesadas disminuye lo suficiente como consecuencia de la disminución de la temperatura cambiando a líquido por las fuerzas atractivas entre las moléculas. Los yacimientos de gas húmedo son comúnmente producidos de manera similar a yacimientos de gas seco, ya que no forman condensados en el yacimiento.

2.2.9.2 Yacimientos de gas seco. El gas seco está compuesto en su mayoría de metano y etano con pequeños porcentajes de componentes pesados (en su composición también pueden estar presentes no hidrocarburos como nitrógeno y dióxido de carbono). El gas seco contiene vapor de agua, que sería un condensado. Seco significa libre de hidrocarburos líquidos más no libre de agua. la temperatura de los yacimientos que contienen éste tipo de fluidos es mucho mayor a la de la cricondenterma, las curvas de calidad se acercan mucho más a la curva de burbuja cargándose las concentraciones de líquidos a esta, no se presentan condensados en el yacimiento. La energía cinética es tan alta comparada con las fuerzas de atracción por lo que no se condensa la mezcla.

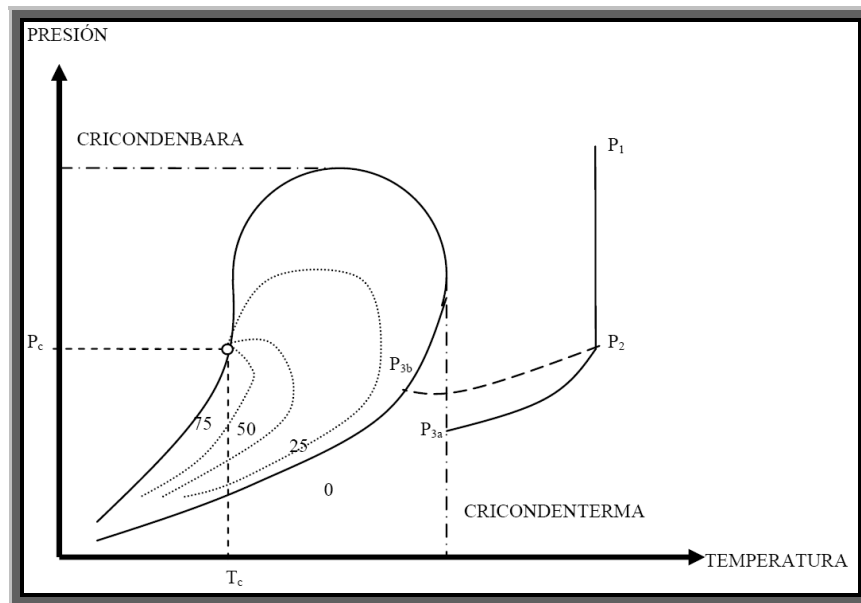


Fig. 2-3 – Diagrama presión-temperatura para gas seco¹⁷⁹.

Como se observa en la **Fig. 2-3** en donde se muestran las condiciones de separación en P_{3a} o P_{3b} y las condiciones de yacimiento P_1 y P_2 el hidrocarburo no se condensa en el yacimiento ni en condiciones de separación, como se muestra en el caso, P_1 , P_2 y P_{3a} donde no se entra en la región de dos fases, pero en el caso P_1 , P_2 y P_{3b} si se entra en dos fases a condiciones de separación, pero esto se debe al vapor de agua presente en la mezcla.

2.2.10 Necesidad del estudio independiente de los yacimientos de gas natural. La producción de gas y aceite es diferente, no sólo por las diferentes características físicas, sino también por razones económicas. La producción de los campos de aceite depende de la declinación natural de los yacimientos; su desarrollo debe de ser gradual y su patrón de explotación se decide después de varios años, ya que la información se va adicionando durante la misma explotación. La producción en los campos de gas está ligada directamente de las necesidades del mercado; su desarrollo depende de las características típicas de producción como son: el conocimiento del campo, las reservas totales del gas, la productividad, los puntos de transferencia, la presión en los estranguladores.

Es necesario el estudio independiente de los yacimientos de gas, porque tienen características diferentes a los yacimientos de aceite, que hacen que no se puedan estudiar como una extensión o modificaciones de los yacimientos de aceite.

2.3 Yacimientos de gas en formaciones de baja permeabilidad¹⁷³

Los yacimientos de baja permeabilidad son acumulaciones de hidrocarburos en formaciones con permeabilidad, k menor a 1 md , y hasta 0.001 md . La mayoría de estos yacimientos producen gas, conocido como gas no convencional, a los yacimientos con permeabilidad mayor a 1 md se les conoce como convencionales. En México se tienen yacimientos de gas con baja permeabilidad en Veracruz, Tabasco y en la parte Norte del país: Reynosa, Tamaulipas, Monclova y Piedras negras. La porosidad en los yacimientos con baja permeabilidad, ϕ es menor a 0.10 , lo cual provoca que las conexiones entre los poros sea mínima y que se dificulte el flujo de hidrocarburos. En los poros y en sus conductos de depositación hay depositaciones lutíticas. La saturación de agua es mayor a 0.5 , lo cual reduce la permeabilidad efectiva a los hidrocarburos a un décimo de la permeabilidad absoluta de la formación.

Las características de los pozos en yacimientos con baja permeabilidad son diferentes a los pozos en yacimientos convencionales con respecto a su producción; los pozos en yacimientos convencionales mantienen su producción constante a cierto tiempo, mientras que en los pozos en yacimientos con baja permeabilidad su producción no se puede mantener constante. Como la producción natural de los yacimientos de baja permeabilidad está por debajo del potencial económico, los pozos deben de ser estimulados para que

sean rentables. En el análisis de la producción de varios yacimientos de gas con baja permeabilidad se ha encontrado que el flujo lineal es el principal régimen de flujo. Algunas veces éste flujo lineal transitorio se presenta por varios meses e inclusive años, y se asocia con la producción de yacimientos de gas con baja permeabilidad. El flujo lineal de larga duración podría ser originado y controlado en algunos casos por la geometría del yacimiento, y en otros, por las propiedades naturales del mismo. Algunos escenarios físicos que generan y controlan el flujo lineal de larga duración en éste tipo de yacimientos son: la geometría del yacimiento (lineal o elongado), anisotropía del yacimiento, yacimientos naturalmente fracturados (o de doble porosidad), yacimientos con capas de permeabilidad alta y pozos con fracturas hidráulicas. Con frecuencia los datos de producción a tiempos cortos en pozos hidráulicamente fracturados en yacimientos de gas con baja permeabilidad permiten caracterizar la fractura hidráulica mediante el análisis de flujo lineal transitorio. Para valores normales de longitud de la fractura y de las propiedades de la formación, éste flujo lineal transitorio debería de finalizar en poco tiempo (horas o algunos días). Sin embargo, se ha encontrado que los datos de producción en varios pozos analizados, los cuales no presentan grandes tratamientos de fractura mostraron flujo lineal transitorio de larga duración por varios meses o años 1, 3, 4, 8-11 años. Esto es posible debido a la permeabilidad extremadamente baja (0.1 md) y a la geometría del yacimiento.

En un sistema de fracturas naturales paralelas en un yacimiento de gas con baja permeabilidad, conducen a una anisotropía en cuanto a la permeabilidad que podría originar y controlar un flujo lineal transitorio de larga duración. Asimismo, en dos modelos de simulación: homogéneo y sistema de matriz-fracturas, se detectó régimen de flujo lineal transitorio en las simulaciones numéricas realizadas para las condiciones de explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y a gasto de flujo constante de gas, q_g , determinando que el flujo lineal se presentó perpendicular al fracturamiento natural en el sistema de fracturas paralelas, existiendo un intercambio de fluido desde la matriz a la fractura natural y viceversa. Finalmente, en las simulaciones numéricas realizadas se encontró que el flujo a través del sistema matriz-fracturas naturales paralelas se comportó como un sistema de yacimiento homogéneo con régimen de flujo lineal. La importancia de esta metodología radica en ayudar en la caracterización de yacimientos de gas en los que

se presente flujo lineal de larga duración, tal como se observa en el comportamiento de algunos pozos de México (Burgos y Veracruz).

Algunas veces el flujo lineal transitorio se asocia en pozos hidráulicamente fracturados con flujo lineal perpendicular a la fractura, éste flujo se ha reportado en el análisis de la producción de pozos terminados en éste tipo de yacimientos y no presentan tratamientos masivos de fracturamiento hidráulico. La razón de éste flujo no se conoce para un pozo en particular. Sin embargo, existen diferentes escenarios físicos causantes de flujo lineal, incluyendo la ocurrencia de fracturamiento natural, las pruebas de pozos a tiempos cortos pueden caracterizar la fractura hidráulica pero la producción a tiempos largos puede ser controlada por la ocurrencia natural de las propiedades del yacimiento. El fracturamiento natural afecta grandemente la explotación de estos yacimientos, éste es originado por procesos tectónicos en rocas relativamente duras.

Más adelante en éste trabajo se analiza con mayor detalle éste régimen de flujo lineal y los diversos escenarios físicos que lo causan, así como también, se presentan los otros regímenes de flujo detectados en éste tipo de yacimientos (lineal temprano, bilineal, radial, esférico, estado pseudo-estacionario y declinación exponencial) tanto en el período transitorio como en el flujo dominado por la frontera externa.

Para la correcta explotación de estos yacimientos se deben de tener en cuenta los siguientes puntos principalmente: (1) las características geológicas referentes a la caracterización del yacimiento, (2) la evaluación económica de la formación, (3) las correlaciones estadísticas para determinar algunas de las características de la roca por medio del uso de la probabilidad y estadística, (4) el desarrolló de juego de datos en los que respecta a la integración de la información de las áreas de geociencia e ingeniería para la correcta modelación del yacimiento, (5) el diseño de la terminación de pozos, (6) el diseño del fracturamiento hidráulico, (6) la aplicación de la simulación numérica de yacimientos.

2.4 Fracturamiento hidráulico

Muchos pozos de gas, particularmente los ubicados en formaciones con baja permeabilidad, requieren del fracturamiento hidráulico para ser productores económicamente hablando, la interpretación de los datos de presión transitoria en pozos

hidráulicamente fracturados es importante para la evaluación y el éxito de los tratamientos de fractura y para la predicción del comportamiento de estos pozos.

El fracturamiento hidráulico es el proceso de inyectar algún fluido a un pozo para crear esfuerzos tensionales en la formación la cual esta expuesta a la presión del fluido, provocando esfuerzos locales en la misma, los cuales exceden la presión de rompimiento de la roca. Esto crea rompimiento o fractura que se propaga dentro de la formación en la vecindad del pozo, creando un canal de alta conductividad a través del yacimiento, **Fig. 2-4**. Dependiendo del tipo de formación se utilizan principalmente dos tipos de fluidos fracturantes como los son las soluciones ácidas o fluidos que tienen como agente apuntalante la arena y/o polímeros. Existen dos razones básicas para fracturar un pozo: para incrementar los gastos de producción y para aumentar la recuperación final. La acidificación estimula al pozo por medio de una reacción química que limpia la vecindad del pozo, mientras que el fracturamiento hidráulico lo estimula por un medio mecánico. Si el pozo tiene un gran efecto de daño, una fractura relativamente pequeña puede incrementar su productividad de manera significativa. El fracturamiento es muy atractivo en áreas muy consolidadas.

Para el diseño de un fracturamiento se deben tener en cuenta varios factores como: (1) evaluación del yacimiento, (2) mecánica de rocas, (3) modelo matemático adecuado, (4) fluido de fractura, (5) agente apuntalante o de sostén, (6) equipo disponible, (7) relación costo/beneficio^{19, 169,173,177}.

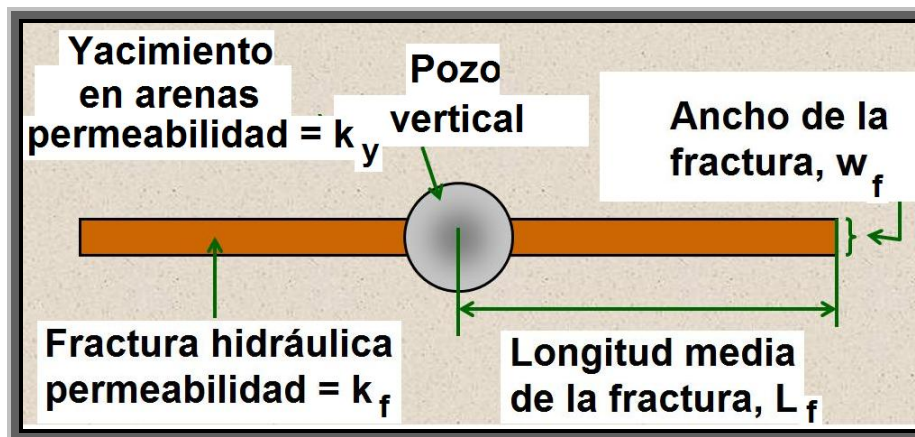


Fig. 2-4 – Esquema que muestra una fractura hidráulica ideal¹⁷⁷.

En la **Fig. 2-5** se muestran cinco patrones de flujo distintos que ocurren en la fractura y en la formación alrededor del pozo hidráulicamente fracturado^{75,164}. Estos sucesivos patrones de flujo, a menudo separados mediante períodos transitorios, incluyen flujo lineal de fractura, flujo bilineal, flujo lineal de formación, flujo elíptico y flujo pseudo-radial.

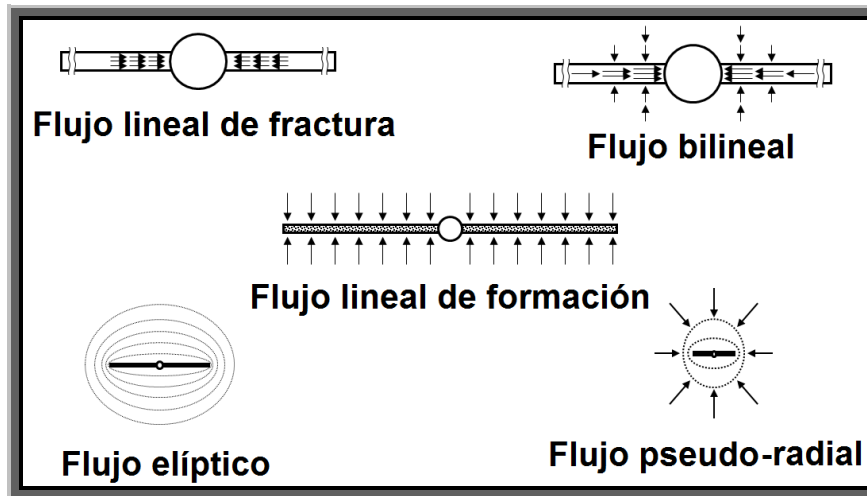


Fig. 2-5 – Diagrama que exhibe los diversos regímenes o períodos de flujo en los pozos hidráulicamente fracturados^{75,164}.

2.4.1 Presión de fractura. Se tiene que tomar en cuenta si la fractura será vertical u horizontal, la cual depende de la presión medida en el fondo del pozo. En el fracturamiento hidráulico se necesita una presión suficiente para iniciar el rompimiento y una presión suficiente para continuar el fracturamiento. Regularmente se requiere de una mayor presión para iniciar la fractura. Una vez que la fractura se ha formado el fluido en la fractura actúa como una cuña. Es más fácil crear una fractura con un fluido de baja viscosidad que con uno de alta viscosidad. Dentro del fracturamiento hidráulico existen presiones importantes, las cuales son: (1) presión de rompimiento, (2) presión de propagación y (3) la presión de cierre instantánea que es la presión que se requiere para que la fractura se abra más. Las curvas de gradiente de fractura muestran que cuando los yacimientos son más profundos de 600 m, el gradiente de fractura es menor y se pueden formar fracturas verticales, en yacimientos someros, sin embargo, los gradientes de fractura pueden ser mayores y aquí se pueden formar fracturas horizontales^{75,164,177} **Fig. 2-6.**

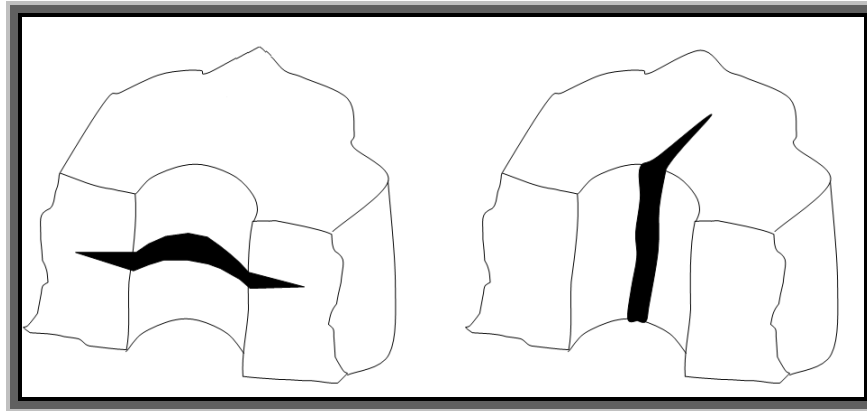


Fig. 2-6 – Dibujo que muestra en su parte izquierda una fractura horizontal y en su parte derecha una fractura vertical¹⁷⁷.

2.4.2 Fractura vertical. La geometría de una fractura vertical se caracteriza por una longitud que es función del tiempo, de un ancho y una altura que dependen de la distancia a la vecindad del pozo en cuanto a la posición y tiempo. Normalmente una fractura se propaga en una configuración que es simétrica a la vecindad del pozo. en formaciones profundas las fracturas son generalmente verticales. Es importante en muchas aplicaciones el predecir la dirección de una fractura vertical, debido a que con el tiempo los movimientos de la tierra han causado numerosas deformaciones, fracturas y fallas en las rocas^{164,177} **Fig. 2-7.**

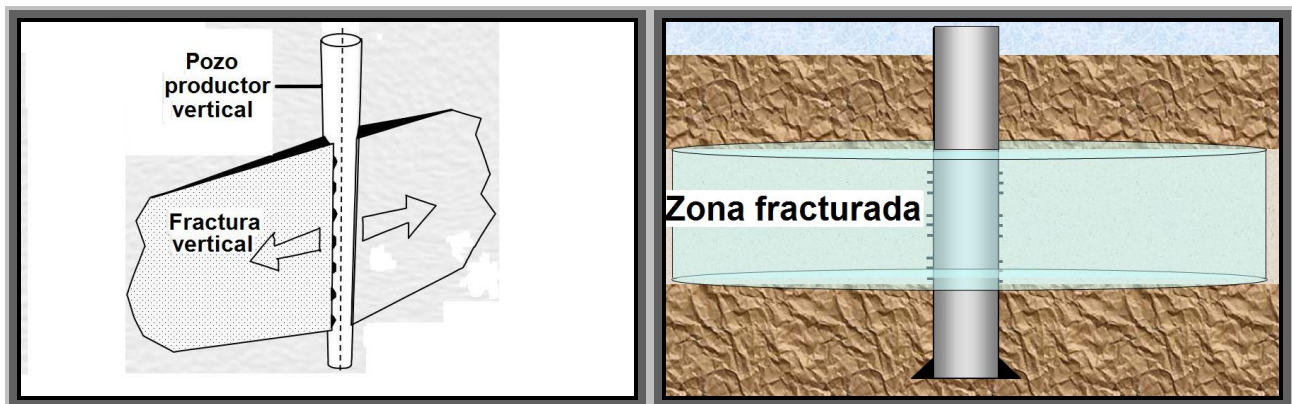


Fig. 2-7 – Esbozo que muestra un pozo productor vertical con fracturamiento hidráulico vertical¹⁷⁷.

2.4.3 Conductividad en la fractura. La geometría dinámica de la fractura sólo se aplica hasta que el fluido empieza a propagarse en la fractura, así al terminar el proceso, el fluido contenido en la fractura es forzado a salir y la fractura empieza a cerrarse. Al realizar la fractura también es necesario introducir con el fluido fracturante partículas pequeñas para poder evitar que la fractura cierre nuevamente, haciendo que éstas partículas regularmente arenas, sean capaces de soportar la formación y evitando así el cierre de la fractura realizada. Éstas partículas forman así una conductividad en la formación. La conductividad de la fractura depende del tamaño de ésta y de la permeabilidad del apuntalante, la cual esta dada por el diámetro de sus partículas, por eso es recomendable usar partículas con mayor alargamiento, así es, como la permeabilidad de la fractura depende del diámetro de éstas^{77,164,177}.

2.4.4 Apuntalantes de la fractura. El objetivo de usar apuntalantes en una fractura es el de formar un empacamiento dentro de la fractura, para que éste apuntalante permita que haya conductividad en la formación en donde la fractura es hecha. Los tipos de apuntalantes son principalmente la arena, el bauxite y la cerámica. El tamaño de la fractura depende además del radio de penetración que se tenga en el tratamiento, del apuntalante utilizado, ya que éste ayuda a mantener la fractura abierta, para evitar su cierre, es decir, depende de la concentración del apuntalante^{77,164,177}.

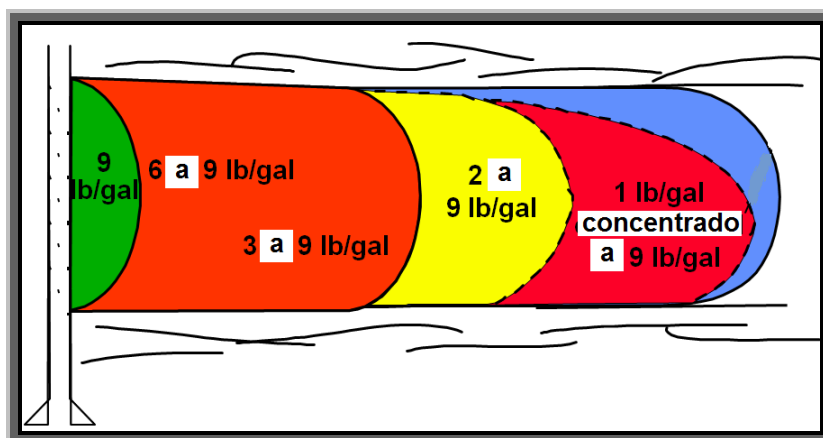


Fig. 2-8 – Bosquejo que presenta la concentración del fluido fracturante inyectado desde el pozo a la formación¹⁷⁷.

2.5 Volumen original de gas, G

El volumen original de gas, es la cantidad de gas que se estima existe inicialmente en un yacimiento. Éste volumen se encuentra en equilibrio a la temperatura y presión prevaleciente en el yacimiento, se expresa también a condiciones de superficie. Es la cuantificación de todas las acumulaciones de hidrocarburos naturales que se estima existen. Éste volumen incluye a las acumulaciones conocidas, económicas o no, recuperables o no, a la producción obtenida de los campos explotados o en explotación y también a las cantidades estimadas en los yacimientos que podrían ser descubiertos. Todas las cantidades del volumen de hidrocarburos total pueden ser recursos potencialmente recuperables, ya que la estimación de la parte que se espera recuperar depende de la incertidumbre asociada, de las circunstancias comerciales, desarrollos tecnológicos y de la disponibilidad de datos. Éste volumen original de gas, G puede inferirse por procedimientos determinísticos y probabilísticos, los primeros incluyen principalmente a los volumétricos, balance de materia, análisis de la producción y los de simulación numérica. Los segundos modelan la incertidumbre de parámetros como porosidad, saturación de agua, espesores netos, entre otros, como funciones de probabilidad que producen en consecuencia una función de probabilidad para el volumen original. El método volumétrico es uno de los más usados, empleándose desde las etapas iniciales en que se comienza a conocer el campo o el yacimiento; se fundamenta en la estimación de las propiedades petrofísicas de la roca y de los fluidos en el yacimiento, las propiedades petrofísicas principales son la porosidad, la permeabilidad, la saturación de los fluidos, la presión capilar y el factor de formación, entre otras. Así mismo, otro elemento fundamental es la geometría del yacimiento, como es su área y su espesor neto^{15,19,168,169,173}.

Éste y otros métodos para la determinación y/o estimación de reservas (volumétricos, balance de materia, análisis de curvas de declinación y simulación de yacimientos) se describen brevemente en el **Apéndice D** de éste trabajo^{19,175,176,177}.

2.6 Flujo transitorio

La condición transitoria se aplica solamente para un período relativamente corto, que no es el caso para los yacimientos de gas con baja permeabilidad, en el que el transitorio se presenta por días, meses e inclusive años. Aquí se asume que la respuesta de la presión

en el yacimiento no se afecta por la presencia de la frontera externa, por lo que el yacimiento es infinito.

El período de flujo transitorio (actuando infinitamente), es la declinación natural causada por la expansión del gas, en una región de drene con incremento continuo del radio. Es aquél que ocurre mientras el gasto y/o presión cambian con el tiempo $\Delta p / \Delta t = \text{variable}$. Posteriormente después del período transitorio se sienten los efectos de la frontera externa en la cual existen cambios significativos en la producción debidos al cambio en la respuesta de la presión.

Los valores más comunes que se calculan provenientes del análisis de pozos en el período transitorio son la capacidad de flujo, kh , el daño, s , la presión promedio del yacimiento, \bar{p}_R . Con estos tres valores se conoce el área de drene, A y su factor de forma, C_A , el gasto de flujo se puede pronosticar para una presión de fondo fluyendo en particular, p_{wf} .

Existen las pruebas de presión-transitoria para pozos de gas las cuales se refieren a la generación y medición de los cambios o respuestas de la presión en los pozos en función del tiempo. De esta respuesta de presión, se determinan propiedades importantes de la formación en cuanto a su valor potencial, para optimizar la terminación y el plan de agotamiento de la producción del pozo. Estas pruebas son agrupadas en dos categorías: pruebas para un pozo y pruebas para varios pozos. En las primeras se mide la acumulación, el potencial o el desarrollo y la caída de la presión en el área circundante al pozo, con estas respuestas de presión se determinan las propiedades promedio en una parte o en toda el área alrededor del pozo; en las segundas, las cuales incluyen pruebas de interferencia y de pulso, son utilizadas para determinar las propiedades centradas en una región a lo largo de una línea que conecta pares de pozos^{15,19,174}.

2.6.1 Radio de investigación, r_{inv} . Es un valor cuantitativo y cualitativo, el radio de investigación es el punto en el yacimiento en el cual la reducción de la presión es insignificante, es una medición de la distancia en que la presión transitoria se ha movido en la formación, seguida de un cambio en el gasto de flujo de producción en el pozo. La presión transitoria se mueve del exterior al interior del yacimiento, la distancia en que se mueve esta presión transitoria no solamente esta en función de las propiedades de la roca

de la formación y del fluido, si no también del tiempo transcurrido en cuanto al cambio del gasto de flujo de producción.

Éste radio de investigación representa la profundidad a la cual las propiedades de la formación son estudiadas a cualquier tiempo de prueba, es decir, indica el punto más alejado de los cambios de presión del pozo. Un valor aceptable del radio de investigación permite tener un valor representativo del volumen del yacimiento e identificar las heterogeneidades del yacimiento.

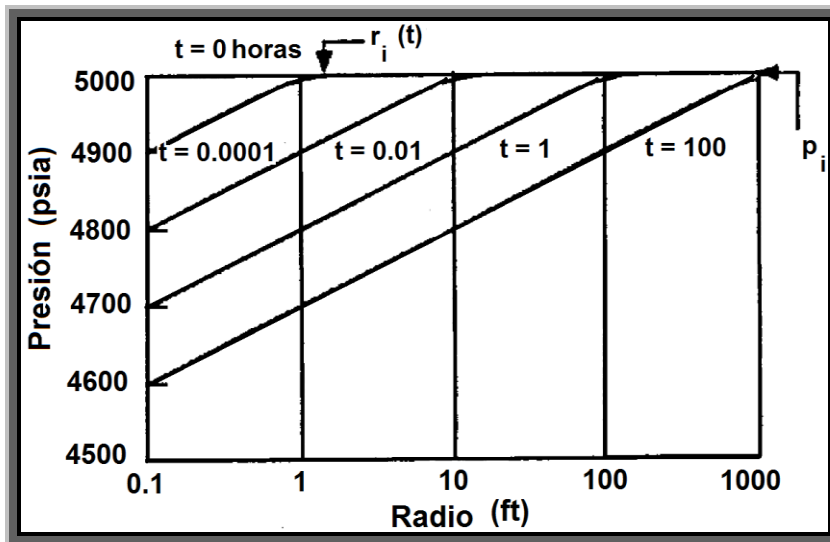


Fig. 2-9 – Distribución de la presión en la formación cerca de un pozo productor¹⁹.

La **Fig. 2-9** muestra la presión en función del radio para 0.0001, 0.01, 1 y 100 horas después de que el pozo a comenzado a producir con una presión inicial en la formación de 5000 psia. Esta distribución de presiones es calculada con la solución línea fuente para la ecuación de difusión. En la figura de arriba se observa que la presión en el agujero del pozo $r = r_w$ decrece constantemente con el incremento del tiempo de flujo de producción y la presión transitoria, también, la respuesta de la presión transitoria causada por la producción del pozo se mueve más dentro del yacimiento conforme el tiempo de flujo de producción aumenta¹⁹.

2.6.2 Gráfica de regiones del tiempo. La línea recta en las gráficas de la **Fig. 2-10** se refiere al período de flujo transitorio el cual se encuentra en la región de tiempos intermedios y las porciones no lineales significan la región al comienzo del tiempo de explotación: el efecto de daño y/o estimulación, así como también el almacenamiento en el agujero del pozo y para los tiempos de explotación tardíos esta no linealidad se debe a los efectos de la frontera externa en la que la presión transitoria ha terminado.

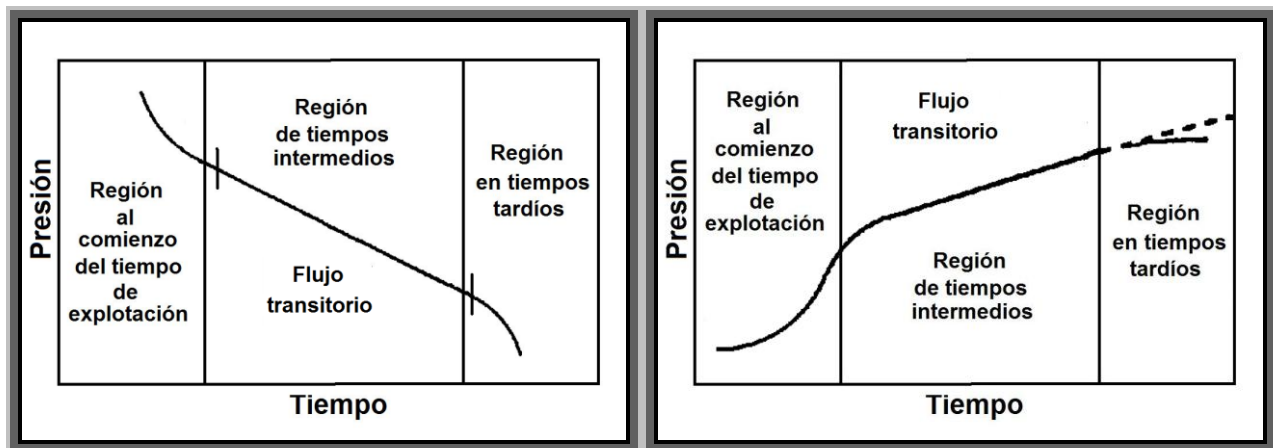


Fig. 2-10 – Diseño que exhibe las curvas características en las regiones durante el tiempo de explotación, mostrando la linealidad del período de flujo transitorio¹⁹.

2.7 Flujo de fluidos en medios porosos

La ingeniería de yacimientos se interesa en la solución de ecuaciones para flujo de fluidos en yacimientos en una sola fase, también esta interesada en resolver soluciones para flujo multifásico en yacimientos con geometrías complejas; sin embargo, estas situaciones se pueden resolver numéricamente con el uso de la simulación. No obstante, gran cantidad de información útil se obtiene de las soluciones para las ecuaciones de flujo en una sola fase para medios porosos de forma cilíndrica. Utilizando estas soluciones, el ingeniero de yacimientos calcula el comportamiento de la presión transitoria en pozos de aceite y gas, y determina los perfiles de presión a través del yacimiento en función del tiempo y de una posición radial. Las soluciones a estas ecuaciones son las bases para el análisis de pruebas en pozos. Estas ecuaciones son utilizadas para calcular la relación entre el gasto de flujo y la presión en un pozo, así como las propiedades de los fluidos y de la formación, sin embargo, las ecuaciones son aplicables solamente en el área de

drene del pozo y no describen el comportamiento total del yacimiento, excepto para el agotamiento del yacimiento con un solo pozo productor^{19,168,169,172}.

2.7.1 Ecuación de difusión. Los principios físicos que permiten describir matemáticamente el flujo de fluidos en un medio poroso son la ley de la conservación de la masa, la ley de Darcy o cualquier otra ecuación de movimiento y una ecuación de estado. Esta ecuación se obtiene al combinar una ley de movimiento y una ecuación de estado, con la ecuación de la continuidad¹⁶⁹.

$$\frac{1}{r} \frac{\partial r}{\partial t} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \dots\dots\dots(2.1)$$

El desarrollo de la ecuación de difusión y de sus soluciones se presenta en el **Apéndice F** de éste trabajo¹⁷².

2.7.2 Pseudo-presión del gas real. Se tiene la **Ec. 2.2** la cual se llama ecuación de difusión para flujo de líquidos ligeramente compresibles en una sola fase para flujo radial.

$$\frac{1}{r} \frac{\partial r}{\partial t} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu c_t}{0.0002637 k} \frac{\partial p}{\partial t} \dots\dots\dots(2.2)$$

Para flujo de fluidos compresibles (por ejemplo, gas) se tiene la ecuación de difusión **Ec. 2.6** para flujo de gas en una sola fase para flujo radial, se desarrolló de forma similar a la **Ec. 2.2** con la adición de hipótesis, las cuales son; el flujo caracterizado por la ley de Darcy y para un gas descrito mediante la ecuación de estado (ley del gas real) **Ecs. 2.3, 2.4 y 2.5** respectivamente.

$$q = -\frac{kA}{\mu} \left(\frac{\Delta p}{\Delta L} \right) \dots\dots\dots(2.3)$$

$$\rho = (M / RT)(p / z) \dots\dots\dots(2.4)$$

$$c = -\frac{1}{V} \frac{dV}{dp} = \frac{1}{\rho} \frac{d\rho}{dp} \dots\dots\dots(2.5)$$

se obtuvo la siguiente **Ec. 2.6**:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{p}{\mu z} \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu c_i}{0.0002637 k} \frac{p}{\mu z} \frac{\partial p}{\partial t} \dots\dots\dots(2.6)$$

Mediante diversas variables de presión y tiempo, es decir, se derivó esta ecuación de difusión para flujo de gas en términos de las variables de (1) pseudo-presión y pseudo-tiempo, (2) presión y tiempo, (3) presión al cuadrado y tiempo, y (4) pseudo-presión y tiempo. Para (1) la ecuación de difusión se desarrolló en forma similar a la ecuación de difusión para flujo de fluidos compresibles en flujo radial **Ec. 2.6** con la inserción del concepto de la función de la pseudo-presión **Ec. 2.7** y del pseudo-tiempo para parecerse a la **Ec. 2.2** para el caso de líquidos.

$$p_p(p) = 2 \int_{p_o}^p \frac{p}{\mu z} dp \dots\dots\dots(2.7)$$

Se obtuvo la **Ec. 2.8** en términos de la pseudo-presión y considerando variaciones de las propiedades del gas con respecto al tiempo (pseudo-tiempo):

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p_p}{\partial r} \right) = \frac{\phi}{0.0002637 k} \frac{\partial p_p}{\partial t_{ap}} \dots\dots\dots(2.8)$$

Para (2) se obtiene la ecuación de difusión en términos de la presión y el tiempo para fluido compresible y flujo radial **Ec. 2.9**, en la cual se asume que el término $\frac{p}{\mu z}$ es constante al igual que la porosidad, ϕ y en condiciones isotérmicas.

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu c_i}{0.0002637 k} \frac{\partial p}{\partial t} \dots\dots\dots(2.9)$$

esta ecuación es lineal si se asume que el producto μc_i es constante y se evalúa en una presión promedio en cuanto al área de drene. Para (3) se asume que el producto μz es constante, entonces, se escribe la ecuación de difusión en términos de la presión al cuadrado y el tiempo, se desarrolla de forma similar a la **Ec. 2.6** y se obtiene la **Ec. 2.10**:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \frac{\partial (p^2)}{\partial r} \right] = \frac{\phi \mu c_i}{0.0002637 k} \frac{\partial (p^2)}{\partial t} \dots\dots\dots(2.10)$$

nuevamente, esta ecuación es lineal si se asume que el producto μc_i es constante y evaluada en una presión promedio en cuanto al área de drene^{15, 19, 165, 166,168,169,178}.

2.7.2.1 Dependencia de las propiedades del gas por efecto de la presión. Debido a que las propiedades del gas dependen de la presión, la **Ec. 2.6** no es lineal, es una ecuación diferencial parcial. Si se asume que el término $p/\mu z$ es constante con respecto a la presión y que el término $\mu c_g = \mu c_i$ es evaluado con una presión promedio y se trata como constante se resuelve la **Ec. 2.6** en términos de la presión **Ec. 2.9**. Generalmente, estas hipótesis son válidas para altas presiones y temperaturas. Los dos esbozos de la **Fig. 2-11** y el esbozo izquierdo de la **Fig. 2-12** muestran una relación entre la presión y $p/\mu z$ a diferentes temperaturas y a varias gravedades específicas del gas, se ilustra que $p/\mu z$ es esencialmente constante con la presión a temperaturas superiores a 3000 psia para 100 °F, 5000 psia para 200 °F y 6500 psia para 300 °F. En general, cabe hacer notar que a valores altos en cuanto a la gravedad específica del gas y a la presión, los valores de $p/\mu z$ varían en función con la presión. Estos tres esbozos mencionados implican que las soluciones para la ecuación de difusión para el gas real, las cuales asumen constante el producto $p/\mu z$, se deben utilizar solamente para gases a muy altas presiones.

Considerando que el producto μz es constante con la presión y que el producto μc_g se evalúa con un promedio de presión, \bar{p} , se resuelve la **Ec. 2.6** en términos de la presión al cuadrado **Ec. 2.10**. La hipótesis de que el producto μz es constante, es válida solamente para bajas gravedades específicas y presiones con altas temperaturas. El esbozo derecho de la **Fig. 2-12** y los dos esbozos de la **Fig. 2-13** ilustran la variación del producto μz con respecto a la presión para diferentes gravedades específicas del gas y temperaturas de 100, 200 y 300 °F, respectivamente. Se nota que el producto μz es esencialmente constante en función de la presión a presiones menores que 1200 psia para 100 °F, 1750 psia para 200 °F y 2200 psia para 300 °F. Con valores altos para la gravedad específica del gas, el producto μz varía en función de la presión, entonces las soluciones para la ecuación de difusión deben ser utilizadas en términos de la presión al cuadrado solamente a muy bajas presiones y gravedades específicas del gas, con altas temperaturas^{15,19,168,169}.

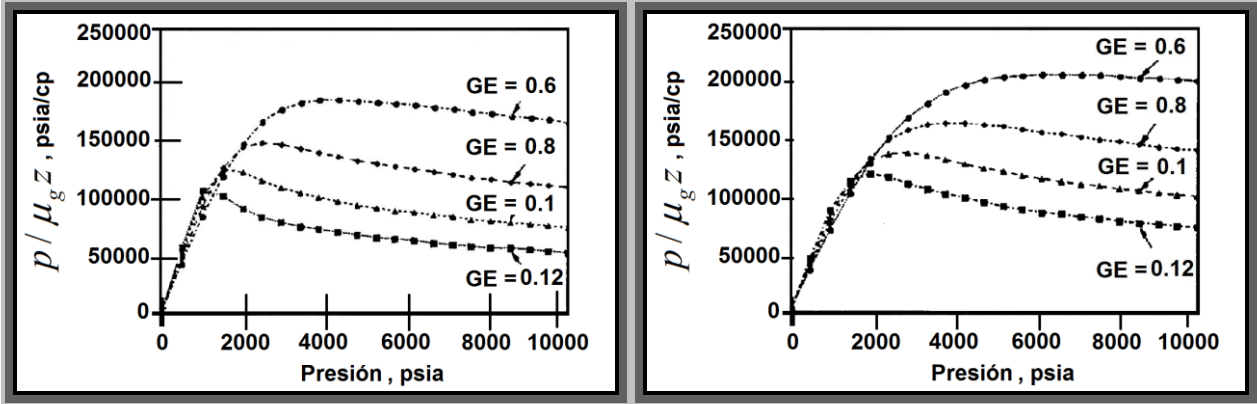


Fig. 2-11 – Rango de aplicación de los métodos de presión a $100^\circ F$ (diagrama izquierdo) y a $200^\circ F$ (diagrama derecho)¹⁹.

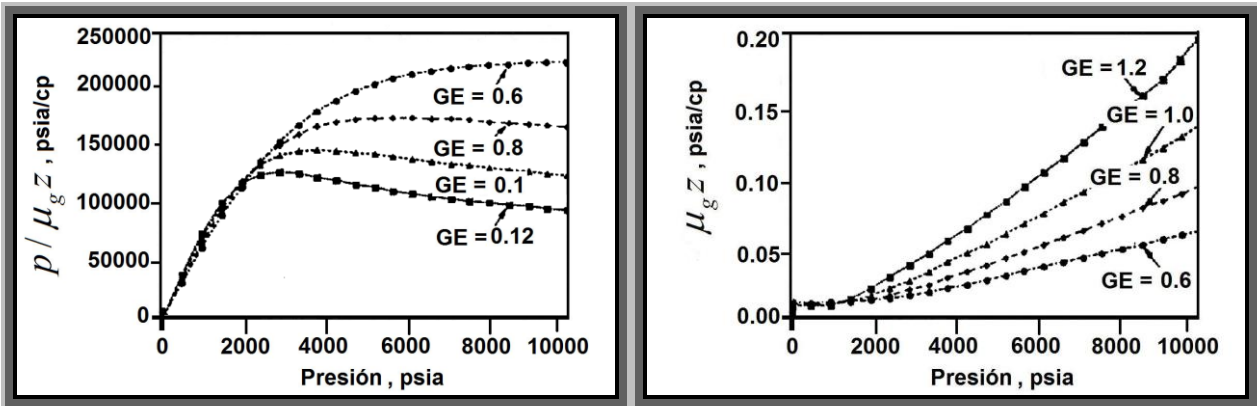


Fig. 2-12 – Rango de aplicación de los métodos de presión a $300^\circ F$ (diagrama izquierdo) y a $100^\circ F$ (diagrama derecho)¹⁹.

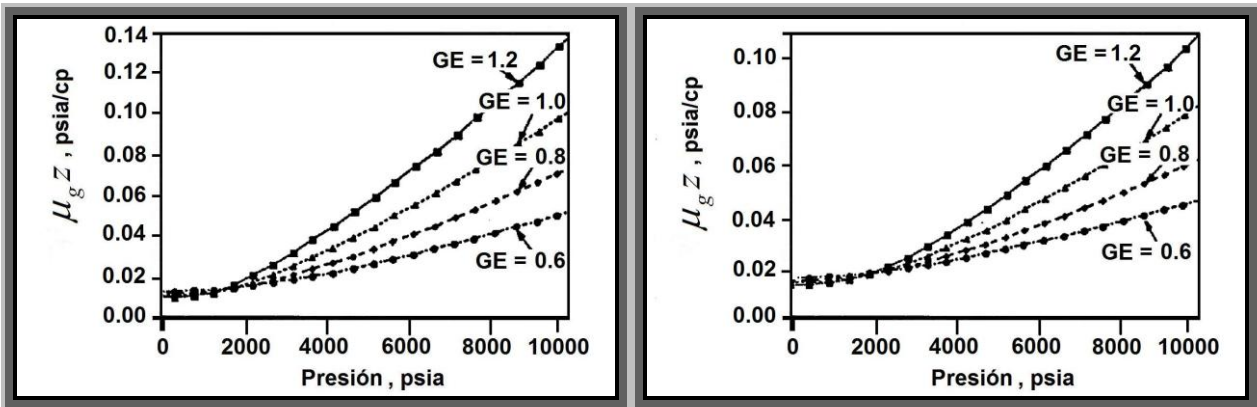


Fig. 2-13 – Rango de aplicación de los métodos de presión a $200^\circ F$ (diagrama izquierdo) y a $300^\circ F$ (diagrama derecho)¹⁹.

En resumen, de las consideraciones que se toman en cuenta para el desarrollo de la ecuación de difusión, en particular: (1) fluido ligeramente compresible, (2) compresibilidad constante, c y (3) la viscosidad constante, μ son aproximadamente correctas para aceite y agua bajo condiciones isotérmicas. También son razonables para altas presiones en gases (aquellos con presiones mayores a 3000 psia). Aunque las propiedades del fluido: de viscosidad, μ y de compresibilidad, c varían con respecto a la presión, las variaciones son razonablemente lineales en un rango moderado de presión.

Para gases a bajas presiones (aquellos con presiones menores a 3000 psia), la hipótesis de que la compresibilidad y la viscosidad sea lineal o constante no es válida, pero esto se maneja mediante el concepto de “pseudo-presión del gas real” la cual es una ecuación para los yacimientos de gas, con el objeto de obtener una mayor precisión no sólo para los rangos de presiones por debajo de 3000 psia, sino para todos los rangos de presiones. (4) Éste método riguroso para linearizar la ecuación diferencial parcial **Ec. 2.6** es con la función de la pseudo-presión del gas real definida por Al-Hussainy y otros autores^{157, 178}. **Ec. 2.11**.

$$m(p) = 2 \int_{p_o}^p \frac{P}{\mu_g z} dp \dots\dots\dots(2.11)$$

Esta función dependiente de la presión integra las variaciones de p, z y μ con la presión. Ésta función de la pseudo-presión del gas real permite que la **Ec. 2.6** se resuelva sin la limitación de la hipótesis de que ciertas propiedades del gas son constantes en función de ciertos valores de presión: Al aplicar éste concepto en el desarrollo de la ecuación de difusión para flujo de fluidos compresibles (gas) en flujo radial para parecerse a la **Ec. 2.2** en el caso de líquidos. Se introduce esta función dentro de la derivación de la ecuación de difusión, en términos de la pseudo-presión y el tiempo, la ecuación de difusión para gas real toma la forma, **Ec. 2.12**:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial m(p)}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu c_t}{0.000264k} \frac{\partial m(p)}{\partial t} \dots\dots\dots(2.12)$$

Esta ecuación de difusión no es completamente lineal debido a que el término $\mu c_g = \mu c_t$ depende de la presión y de la pseudo-presión. La **Ec. 2.9** es similar en cuanto a forma a la **Ec. 2.12**, pero hay una diferencia importante, el coeficiente $\phi \mu c_t / 0.000264k$ es

constante, mientras que en la **Ec. 2.9**; está en función de la presión. Como una aproximación aceptable, se asume que el valor del producto μc_t es constante y evaluar la presión actual en el área de drene, \bar{p} , y denotar éste producto como un promedio, $\overline{\mu c_t}$. A pesar de esta complicación, muchas soluciones para la **Ec. 2.12** demuestran resultados precisos aproximados a las soluciones para la **Ec. 2.9**, en la mayoría de las condiciones la utilización del pseudo-tiempo linealiza completamente la **Ec. 2.6**¹⁹.

2.7.3 Variables adimensionales en yacimientos lineales homogéneos para las condiciones de explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y a gasto de flujo constante de gas, q_g (A) ^{15,19, 165, 177,178}. La ecuación de difusión tiene varios parámetros (ϕ , μ , c_t y k) que describen una amplia variedad de situaciones específicas. Mediante la definición de las variables adimensionales, se escribe la ecuación de difusión en una forma general conveniente. Estas variables adimensionales no son únicas, son cantidades definidas (en lugar de derivadas) de forma conveniente de acuerdo a una situación en particular. Para escribir la ecuación de difusión con variables adimensionales, se encuentran agrupaciones de variables lógicas, las cuales aparecen en la literatura técnica petrolera para pruebas de pozo y en las ecuaciones diferenciales (a condiciones iniciales y de frontera) que describen el flujo de fluidos en medios porosos. Con base en esto se derivan las variables adimensionales de la ecuación de difusión, la cual posee distintas formas adimensionales: (1) a gasto de flujo constante de producción, para fluidos ligeramente compresibles (2) a presión de fondo fluyendo constante, para fluidos ligeramente compresibles y (3) a gasto de flujo constante de producción de gas.

Las variables representadas en forma adimensional son de uso generalizado en el área de análisis de presiones, ya que es habitual y conveniente presentar soluciones gráficas o tabuladas para ser utilizadas ampliamente en las pruebas y en el análisis de los pozos con base en las ecuaciones de flujo en términos de variables adimensionales, principalmente porque de esta manera es posible incluir en las soluciones cualquier valor y/o rango de los parámetros involucrados tales como ϕ , h , k , μ , q , c_t y variables tales como r , p y t .

En esta sección, se muestran las variables adimensionales y los parámetros requeridos para caracterizar las soluciones de las ecuaciones que describen el flujo en los yacimientos de gas, en éste caso las variables adimensionales se derivan en términos de la pseudo-presión, pseudo-presión y el pseudo-tiempo, presión y presión al cuadrado, se considera presión uniforme, p_i , a través de todo el yacimiento antes de la explotación, gasto constante de producción para un pozo de radio, r_w , el cual se ubica en el centro de un yacimiento, y la ausencia de flujo en el yacimiento por parte de la frontera externa en un radio r_e .

. Las principales variables adimensionales que aparecen y son utilizadas en éste trabajo son para la presión, el tiempo y el radio.

Inicialmente se tienen las variables adimensionales para la condición a gasto de flujo constante de gas, q_g en un yacimiento lineal homogéneo. La presión adimensional del gas real se expresa como:

$$m_{DL} = \frac{k h [m(p_i) - m(p_{wf})]}{\alpha'_g q_{cs} p_{cs} T} \dots\dots\dots(2.13)$$

en donde α'_g es una constante de conversión de unidades para el sistema inglés. $\alpha'_g = 5.03332 \times 10^4$. Se define a la constante α_g como:

$$\alpha_g = \frac{\alpha'_g p_{cs}}{T_{cs}} \dots\dots\dots(2.14)$$

y si se conoce que $p_{cs} = 14.596 \text{ psi}$ y $T_{cs} = 60 \text{ } ^\circ\text{F} = 520 \text{ } ^\circ\text{R}$, se sustituyen éstos valores en la Ec. 2.14 para encontrar α_g .

$$\alpha_g = (5.03332 \times 10^4)(14.596)/(520) = 1424 \dots\dots\dots(2.15)$$

la Ec. 2.13 se expresa respectivamente como:

$$m_{DL} = \frac{k h [m(p_i) - m(p_{wf})]}{1424 q_g T} \dots\dots\dots(2.16)=(A.1)$$

Para obtener la ecuación de la presión adimensional para el gas real con la condición de explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} se tiene la siguiente relación:

$$m_{DL} = \frac{1}{q_{DL}} \dots\dots\dots(2.17)$$

entonces se tiene:

$$\frac{1}{q_{DL}} = \frac{k h [m(p_i) - m(p_{wf})]}{1424 q_g T} \dots\dots\dots(2.18)=(A.2)$$

El tiempo adimensional del gas real se representa como:

$$t_{DL} = \frac{\beta_L k t}{(\phi \mu_g c_t)_i L^2} \dots\dots\dots(2.19)$$

en donde β_L es un factor de conversión de unidades.

En unidades prácticas $\beta_L = 2.637 \times 10^{-4}$, la Ec. 2.19 se expresa como:

$$t_{DL} = \frac{2.637 \times 10^{-4} k t}{(\phi \mu_g c_t)_i L^2} \dots\dots\dots(2.20)$$

el tiempo t esta en horas, para establecerlo en días [$\beta_L = (2.637 \times 10^{-4})(24)$] se obtiene:

$$t_{DL} = \frac{0.00633 k t}{(\phi \mu_g c_t)_i L^2} \dots\dots\dots(2.21)=(A.3)$$

La distancia adimensional se escribe como:

$$y_D = \frac{y}{x_e} \dots\dots\dots(2.22)$$

Estas variables en forma adimensional (A), se representan como se muestra en las **Tablas 2-1** y **2-2** para flujo radial y flujo lineal homogéneo respectivamente, en particular las ecuaciones de la **Tabla 2-2** son utilizadas para la derivación y aplicación de las ecuaciones de interpretación de cada régimen de flujo detectado en los yacimientos de gas con baja permeabilidad en el Capítulo III.

Tabla 2-1 – Variables adimensionales (A) para régimen de flujo radial en un modelo de yacimiento homogéneo para las condiciones de explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y a gasto de flujo constante de gas, q_g

Presión de fondo fluyendo constante, p_{wf}	Gasto de flujo constante de gas, q_g
$\frac{1}{q_{Dr}} = \frac{k h [(p_i) - m(p_{wf})]}{1424 q_g T}$ $t_D = \frac{0.006337 k t}{(\phi \mu_g c_i)_i r_w^2}$ $r_D = \frac{r_e}{r_w}$	$m_{Dr} = \frac{k h [m(p_i) - m(p_{wf})]}{1424 q_g T}$ $t_D = \frac{0.006337 k t}{(\phi \mu_g c_i)_i r_w^2}$ $r_D = \frac{r_e}{r_w}$

En general se tienen las ecuaciones adimensionales para flujo lineal de gas real basadas sobre la distancia lateral a la frontera del yacimiento, para las condiciones de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g y a presión de fondo fluyendo constante,

p_{wf} :

$$m_{DL} = \frac{k h \Delta m(p)}{1424 q_g T} = \frac{k h [m(p_i) - m(p_{wf})]}{1424 q_g T} \dots\dots\dots (A.1)$$

que es la pseudo-presión del gas real adimensional para la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g .

$$\frac{1}{q_{DL}} = \frac{k h \Delta m(p)}{1424 q_g T} = \frac{k h [m(p_i) - m(p_{wf})]}{1424 q_g T} \dots\dots\dots (A.2)$$

que es la pseudo-presión del gas real adimensional para la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} .

Las definiciones para m_{DL} y para $\frac{1}{q_{DL}}$ parecen que son las mismas, excepto que para el caso de m_{DL} la presión de fondo fluyendo, p_{wf} varía, mientras que para el caso de $\frac{1}{q_{DL}}$ el gasto de flujo de gas, q_g varía. Se tiene también:

$$t_{DL} = \frac{0.00633 k t}{(\phi \mu_g c_t)_i L^2} \dots\dots\dots (A.3)$$

que es el tiempo adimensional.

$$r_D = \frac{r_e}{r_w} \dots\dots\dots (A.4)$$

que es el radio de drene adimensional.

$$\eta_{FD} = \frac{k_f \phi c_t}{k \phi_f c_{ft}} \dots\dots\dots (A.5)$$

que es la difusividad de la fractura hidráulica adimensional.

$$F_{CD} = (k_f w)_D = \frac{k_f w}{k x_f} \dots\dots\dots (A.6)$$

es la conductividad de la fractura adimensional.

$$S^g = S + D_{q_g} = \frac{k L [\Delta m(p)]_s}{1424 q_g T} \dots\dots\dots (A.7)$$

es el factor de daño efectivo para los pozos de gas o el factor de daño total o aparente¹⁹.

$$y_D = \frac{y}{x_e} \dots\dots\dots (A.8)$$

que es la distancia adimensional.

Tabla 2-2 – Variables adimensionales (A) para yacimientos lineales homogéneos para las condiciones de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g y a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf}

$m_{DL} = \frac{k h [m(p_i) - m(p_{wf})]}{1424 q_g T}$	(A.1) constante q_g
$\frac{1}{q_{DL}} = \frac{k h [m(p_i) - m(p_{wf})]}{1424 q_g T}$	(A.2) constante p_{wf}
$t_{DL} = \frac{0.00633 k t}{(\phi \mu_g c_t)_i L^2}$	(A.3)
$r_D = \frac{r_e}{r_w}$	(A.4)
$\eta_{FD} = \frac{k_f \phi c_t}{k \phi_f c_{ft}}$	(A.5)
$F_{CD} = (k_f w)_D = \frac{k_f w}{k x_f}$	(A.6)
$S^g = S + D_{q_g} = \frac{k L [\Delta m(p)]_s}{1424 q_g T}$	(A.7)
$y_D = \frac{y}{x_e}$	(A.8)

Se observa en la **Tabla 2-2**, que las definiciones de m_{DL} y $1/q_{DL}$ parecen ser iguales. Sin embargo, ambas definiciones son diferentes. En el caso de $1/q_{DL}$ el gasto de flujo de gas, q_g varía, mientras que en el caso de m_{DL} las presiones de fondo fluyendo, p_{wf} varían.

2.7.4 Modelos de tipo de curva para los diferentes regímenes de flujo detectados en yacimientos de gas con baja permeabilidad. Se tiene la ecuación de la línea recta $y = mx + b$ y esta se equipara con los modelos de tipo de curva para cada régimen de flujo tanto del período transitorio (lineal, lineal temprano, bilineal, radial, esférico) y dominado por la frontera externa [pseudo-estacionario (*PSS*) y declinación exponencial] con el objeto de obtener la pendiente y la no intersección en cero de la línea recta, para calcular con estas las ecuaciones de interpretación y a su vez diversos valores del yacimiento. Estos modelos se utilizan en el Capítulo III de éste trabajo para la obtención de las ecuaciones de interpretación de cada régimen de flujo. **Tabla 2-3**^{177,178}.

Tabla 2-3 – Modelos de curvas para los diversos regímenes de flujo detectados en yacimientos de gas con baja permeabilidad	
$y = mx + b \Rightarrow \Delta p = c_1 \sqrt{t} + c_2$	Flujo lineal
$y = mx + b \Rightarrow \Delta p = c_1 \sqrt{t} + c_2$	Flujo lineal temprano
$y = mx + b \Rightarrow \Delta p = c_1 \sqrt[4]{t} + c_2$	Flujo bilineal
$y = mx + b \Rightarrow \Delta p = c_1 \log t + c_2$	Flujo radial
$y = mx + b \Rightarrow \Delta p = c_1 \frac{1}{\sqrt{t}} + c_2$	Flujo esférico
$y = mx + b \Rightarrow \Delta p = c_1 t + c_2$	Flujo <i>PSS</i>
$y = mx + b \Rightarrow \Delta p = c_1 t + c_2$	Flujo declinación exponencial

2.7.5 Soluciones analíticas que modelan el comportamiento de la caída de la presión adimensional durante los períodos o regímenes de flujo transitorio y dominado por la frontera externa para el caso de líquidos con las condiciones de explotación a gasto de flujo constante de líquido, q_L y/o a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} en un yacimiento lineal u homogéneo, infinito o finito según sea el caso.

Tabla 2-4 – Soluciones analíticas que modelan el comportamiento de la caída de la presión adimensional para los regímenes de flujo (lineal, lineal temprano, bilineal, radial, esférico y dominados por la frontera externa) para el caso de líquidos		
Solución analítica	Régimen o flujo	cte
$p_{WDL} = \sqrt{\pi t_{DL}}$	lineal (L.1)	q_g
$\frac{1}{q_{WDL}} = \frac{\pi}{2} \sqrt{\pi t_{DL}}$	lineal (L.2)	p_{wf}
$p_{WDLT} = \frac{2}{(k_f w)_D} \sqrt{\pi \eta_{FD} t_{DL}} + S^g$	lineal temprano (LT.1)	q_g
$\frac{1}{q_{WDLT}} = \frac{\pi}{(k_f w)_D} \sqrt{\pi \eta_{FD} t_{DL}} + S^g$	lineal temprano (LT.2)	p_{wf}
$P_{WDB} = \frac{2.457}{\sqrt{(k_f w)_D}} t_{Dsf}^{1/4} + S^g$	bilineal (B.1)	q_g
$P_{WD} = \frac{1}{2} (\ln t_D + 0.80907 + 2s)$	radial (R.1)	q_g
$\frac{1}{q_{WD}} = \frac{1}{2} (\ln t_D + 0.80907 + 2s)$	radial (R.2)	p_{wf}
$p_{WDE} = 1 - \frac{1}{\sqrt{\pi t_{DL}}}$	esférico (E.1)	q_g
$P_{WDFGC} = 2\pi t_{DA} + \frac{1}{2} \ln \left(\frac{A}{r_w^2} \right) + \frac{1}{2} \ln \left(\frac{2.2458}{C_A} \right) + s$	PSS (FE.1)	q_g
$q_{WDFPC} = \frac{2}{\ln c_{fpc}} \exp \left(-\frac{4\pi}{\ln c_{fpc}} t_{DA} \right) + \frac{1}{2s}$	declinación exponencial (FE.2)	p_{wf}

Estas soluciones analíticas para el flujo de líquido se adaptan para el flujo de gas mediante el uso de la caída de la pseudo-presión del gas real. Para el caso de gas la solución para líquidos de P_{wD} se reemplaza por m_{wD} así, para la condición de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g y para la condición de explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} la solución para líquidos $\frac{1}{q_{wD}}$ se reemplaza por $\frac{1}{m_{wD}}$, como se muestra en la **Tabla 2-5**^{177,178}.

2.7.6 Soluciones analíticas que modelan el comportamiento de la caída de la presión adimensional durante los períodos o regímenes de flujo transitorio y dominado por la frontera externa para el caso de gases con las condiciones de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g y/o a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} en un yacimiento lineal u homogéneo, infinito o finito según sea el caso. Las soluciones analíticas presentadas en la **Tabla 2-5** se aplican con excelente precisión para los distintos regímenes de flujo para un pozo gas en un yacimiento de baja permeabilidad para ambas condiciones de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y/o a gasto de flujo constante de gas, q_g . Todas las soluciones de la **Tabla 2-4** se obtuvieron de las ecuaciones para líquidos mediante el uso de la función de pseudo-presión del gas real adimensional, $m(p)_D$ ^{177,178}.

Tabla 2-5 – Soluciones analíticas que modelan el comportamiento de la caída de la presión adimensional para los regímenes de flujo detectados en los yacimientos de gas con baja permeabilidad para el caso de gases

Solución analítica	Régimen o flujo	cte
$m_{WDL} = \sqrt{\pi t_{DL}}$	lineal (L.1)	q_g
$\frac{1}{m_{WDL}} = \frac{\pi}{2} \sqrt{\pi t_{DL}}$	lineal (L.2)	p_{wf}
$m_{WDLT} = \frac{2}{(k_f w)_D} \sqrt{\pi \eta_{FD} t_{DL}} + S^g$	lineal temprano (LT.3)	q_g
$\frac{1}{m_{WDLT}} = \frac{\pi}{(k_f w)_D} \sqrt{\pi \eta_{FD} t_{DL}} + S^g$	lineal temprano (LT.4)	p_{wf}
$m_{WDB} = \frac{2.45}{\sqrt{(k_f w)_D}} t_{D_{sf}}^{1/4} + S^g$	bilineal (B.2)	q_g
$m_{WD} = \frac{1}{2} (\ln t_D + 0.80907 + 2s)$	radial (R.3)	q_g
$\frac{1}{m_{WD}} = \frac{1}{2} (\ln t_D + 0.80907 + 2s)$	radial (R.4)	p_{wf}
$m_{WDE} = 1 - \frac{1}{\sqrt{\pi t_{DL}}}$	esférico (E.2)	q_g
$m_{WDFGC} = 2\pi t_{DA} + \frac{1}{2} \ln \left(\frac{A}{r_w^2} \right) + \frac{1}{2} \ln \left(\frac{2.2458}{C_A} \right) + s$	PSS (FE.3)	q_g
$m_{WDFPC} = \frac{2}{\ln c_{fpc}} \exp \left(-\frac{4\pi}{\ln c_{fpc}} t_{DA} \right) + \frac{1}{2s}$	declinación exponencial (FE.4)	p_{wf}

2.7.7 Factor de forma de Dietz's, C_A . La región del período transitorio y de tiempos tardíos dependen del conocimiento del área de drene. Matthews-Brons-Hazebroek¹⁷⁰ desarrollaron un método con el objeto de producir una serie de curvas para adaptarse a la mayoría de los factores de forma, Dietz's desarrolló una serie de valores de forma que se utilizan en el método de Cobb-Ramey¹⁷¹, **Fig. 2-14**. Estos dos métodos son frecuentemente utilizados para estimar la presión del yacimiento^{169,177}.

El factor de forma de Dietz's es un factor adimensional para una forma específica del área de drene y la ubicación en ésta del pozo. Los valores de éste factor se muestran en la **Fig. 2-14**.

Otras constantes numéricas tabuladas en la **Fig. 2-14** permiten calcular para una determinada geometría del yacimiento (1) el máximo tiempo transcurrido durante el comportamiento infinito (columna titulada "Sistema infinito < 1% error para t_{AD} "), (2) el tiempo que se requiere para las solución en estado pseudo-estacionario con el objeto de predecir el comportamiento de la presión (caída de la presión) con 1% de error (columna titulada "Menos de 1% error para $t_{AD} >$ ") y (3) el tiempo requerido para que la solución en estado pseudo-estacionario sea exacta (columna titulada "Exacta para $t_{AD} >$ "), es decir, para cierta forma geométrica del yacimiento en el cual se ubica un pozo, la tabla muestra de la **Fig. 2-14** muestra el tiempo adimensional t_{AD} en el cual el período transitorio termina y el tiempo en el cual el flujo dominado por la frontera externa inicia, se observan también en esta tabla los valores para los términos en las ecuaciones de efectos de la frontera externa¹⁹. Un caso particular con un pozo ubicado fuera del centro del área de drene, es que el período de transición se incrementa, caso contrario si el pozo se encuentra ubicado en el centro del área de drene, se debe a la distancia con respecto a la frontera externa¹⁷⁷.

Yacimientos delimitados	C_A	$\ln C_A$	$\frac{1}{2} \ln \left(\frac{2.2458}{C_A} \right)$	$t_{DA PSS}$ Exacto para $t_{DA} >$	Menos de 1% de error para $t_{DA} >$	$(t_{DA})_{fin}$ Sistema Infinito < 1% error para $t_{DA} <$
	31.62	3.4538	-1.3224	0.1	0.06	0.10
	31.6	3.4532	-1.3220	0.1	0.06	0.10
	27.6	3.3178	-1.2544	0.2	0.07	0.09
	27.1	3.2995	-1.2452	0.2	0.07	0.09
$\frac{1}{3}$	21.9	3.0865	-1.1387	0.4	0.12	0.08
	0.098	-2.3227	+1.5659	0.9	0.60	0.015
	30.8828	3.4302	-1.3106	0.1	0.05	0.09
	12.9851	2.5638	-0.8774	0.7	0.25	0.03
	4.5132	1.5070	-0.3490	0.6	0.30	0.025
	3.3351	1.2045	-0.1977	0.7	0.25	0.01
	21.8369	3.0836	-1.1373	0.3	0.15	0.025
	10.8374	2.3830	-0.7870	0.4	0.15	0.025
	4.5141	1.5072	-0.3491	1.5	0.50	0.06
	2.0769	0.7390	+0.0391	1.7	0.50	0.02
	3.1573	1.1497	-0.1703	0.4	0.15	0.005
	0.5813	-0.5425	+0.6758	2.0	0.60	0.02
	0.1109	-2.1991	+1.5041	3.0	0.60	0.005
	5.3790	1.6825	-0.4367	0.8	0.30	0.01
	2.6896	0.9894	-0.0902	0.8	0.30	0.01
	0.2318	-1.4619	+1.1355	4.0	2.00	0.03
	0.1155	-2.1585	+1.4838	4.0	2.00	0.01
	2.3606	0.8589	-0.0249	1.0	0.40	0.025
Yacimientos verticalmente fracturados						
0.1	2.6541	0.9761	-0.0835	0.175	0.08	Cannot use
0.2	2.0348	0.7104	+0.0493	0.175	0.09	Cannot use
0.3	1.9986	0.6924	+0.0583	0.175	0.09	Cannot use
0.6	1.6620	0.5080	+0.1505	0.175	0.09	Cannot use
0.7	1.3127	0.2721	+0.2685	0.175	0.09	Cannot use
1.0	0.7887	-0.2374	+0.5232	0.175	0.09	Cannot use
Yacimientos con entrada de agua						
	19.1	2.95	-1.07	—	—	—

Fig. 2-14 – Imagen que muestra los factores de forma para varias áreas de drenaje con un pozo¹⁶⁹.

El método frecuentemente utilizado para estimar la presión del yacimiento en los tiempos intermedios es el de Matthews-Broek-Horner¹⁷⁰, quienes generaron una serie de gráficas para modelar el comportamiento de la presión para las diferentes formas y áreas de drene. Las **Figs. 2-15** y **2-16** son solamente tres gráficas de una docena de ejemplos generadas con el método Matthews-Broek-Horner¹⁷⁰ (MBH), las cuales indican la presión adimensional contra el tiempo de producción para pozos ubicados en áreas de drene de forma rectangular y cuadrada.

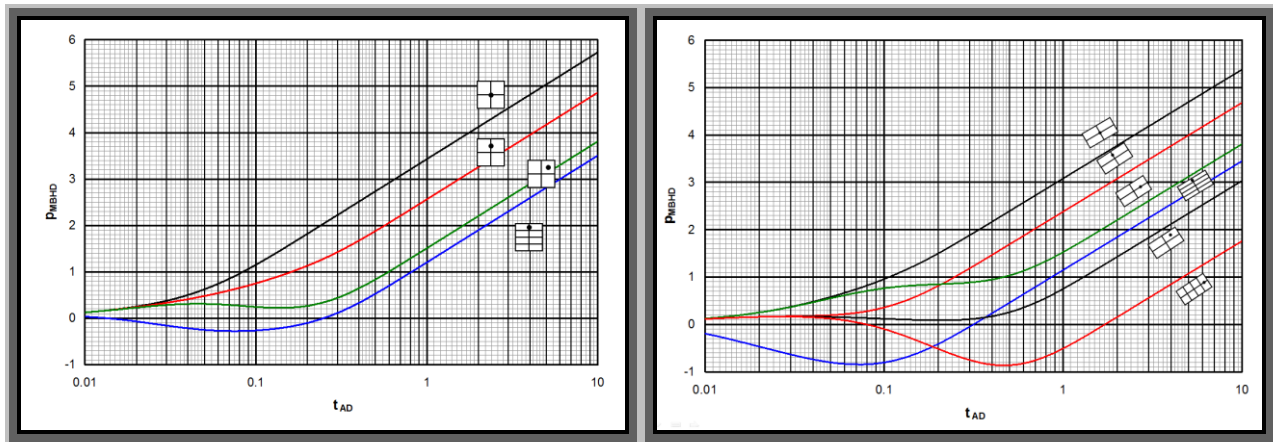


Fig. 2-15 – Gráfica que muestra curvas realizadas con el método Matthews-Broek-Horner para un pozo ubicado en distintas zonas en diversas áreas de drene de forma cuadrada y rectangular¹⁷⁷.

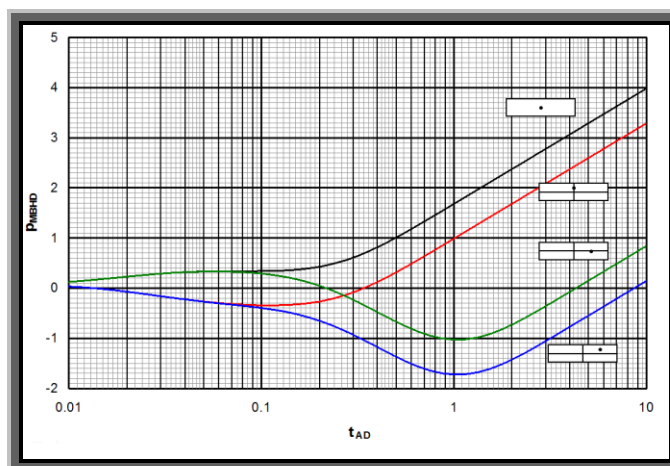


Fig. 2-16 – Gráfica que muestra curvas realizadas con el método Matthews-Broek-Horner¹⁷⁰ para un pozo ubicado en distintas zonas en diversas áreas de drene de forma rectangular¹⁷⁷.

2.8 Yacimientos naturalmente fracturados

Las fracturas se definen como superficies planas de discontinuidad, en donde la roca ha perdido cohesión y los procesos de deformación y alteración de la misma son ocupadas por fluidos. Desde una perspectiva general se manejan diversos modelos para representar los medios fracturados. En el más simple se consideran bloques de roca, separados por planos de ancho variable, representando fracturas, en éste modelo se considera que las fracturas tienen poca influencia sobre la porosidad de las formaciones y alta repercusión en la permeabilidad del sistema, así la capacidad de desplazamiento de fluidos está controlada por las fracturas, mientras los bloques de la matriz se relacionan con la capacidad de almacenamiento. Los tipos de fracturas que existen en los yacimientos son muy variados, las fracturas por lo general son muy poco anchas, variando desde el grueso de un papel hasta 6 mm o más; las otras dimensiones de las fracturas, varían considerablemente. La existencia de las fracturas se atribuye a tres causas principales: (1) el diastrófismo, como en el caso del afallamiento y los plegamientos, el afallamiento tiende a generar rompimientos a lo largo de la línea de falla, lo cual a su vez produce una zona de esfuerzos que provocan las fracturas, (2) la distribución del volumen de roca, como en el caso de las lutitas con la pérdida de agua o el enfriamiento de las rocas ígneas y desecación de las rocas sedimentarias y (3) la erosión causada por la sobrecarga de toda la columna de rocas, que permite a las capas superiores expandirse, levantarse y provocar fracturas en las formaciones inferiores.

Los modelos de doble porosidad se refieren a los modelos que tienen dos medios con diferentes propiedades. El primer medio es el sistema de fracturas el cual contiene muy poco de líquido (baja capacidad de almacenamiento) y la mayor transmisibilidad de los fluidos. El segundo sistema es la matriz del sistema, la cual tiene alta capacidad de almacenamiento y una baja transmisibilidad de los fluidos. Las **Figs. 2-17** a la **2-20** son modelos hipotéticos o idealizados de bloques de matriz con fracturas que se utilizan para caracterizar yacimientos naturalmente fracturados.

Así que lo que se tiene aquí es un sistema de dos partes compuesto de la matriz y sus fracturas, los yacimientos naturalmente fracturados son a menudo llamados “yacimientos de doble porosidad”. La matriz ocupa el mayor parte del volumen del yacimiento, tiene baja permeabilidad comparada con el sistema de fracturas, de moderada a alta porosidad, contiene la mayoría de los poros para el almacenamiento de los hidrocarburos (porosidad

primaria). El sistema de fracturas ocupan solamente una pequeña fracción del volumen del yacimiento, posee alta permeabilidad, la cual provee una buena trayectoria para el movimiento de los fluidos, es de muy baja porosidad, es a menudo referida como porosidad secundaria, desarrollada a través de procesos diagénéticos ocurridos después de la depositación. Parte izquierda de la **Fig. 2-17**.

Existen muchos modelos de doble porosidad que se basan en la misma idea sobre dos sistemas de porosidad. Los modelos difieren entre sí en dos razones: (1) la relación entre el flujo en la matriz y el flujo en los sistemas de fracturas, es decir, el tipo de flujo entre la matriz de bloques y la fractura del sistema, y (2) la forma de los bloques de la matriz. Existen dos tipos de flujo interporoso, uno es el flujo en estado pseudo-estacionario, en el cual el flujo proveniente de los bloques de la matriz al sistema de fracturas se asume en estado pseudo-estacionario, el segundo tipo de flujo interporoso es de tipo transitorio, aquí se asume que el flujo en la matriz se rige por la teoría de flujo transitorio. Estos modelos de matriz tienen superficie y volumen idéntico, sus propiedades de difusividad son indistinguibles.

Se identifican una serie de diferentes tipos de geometrías de fractura, estas geometrías son representadas por bloques, columnas, cubos, esferas y en capas. Estos diferentes modelos de bloques de matriz **Figs. 2-17 a la 2-20**, resultan en diferencias insignificantes con respecto a las soluciones para el modelo con flujo transitorio. Las principales diferencias ocurren principalmente durante el período de flujo transitorio y no pueden distinguirse para fines prácticos. Las soluciones analíticas para los diferentes modelos de flujo interporoso para flujo radial fueron presentadas por diferentes autores, se consideraron flujos transitorio y pseudo-estacionario, en condiciones internas y externas de frontera¹⁷⁷.

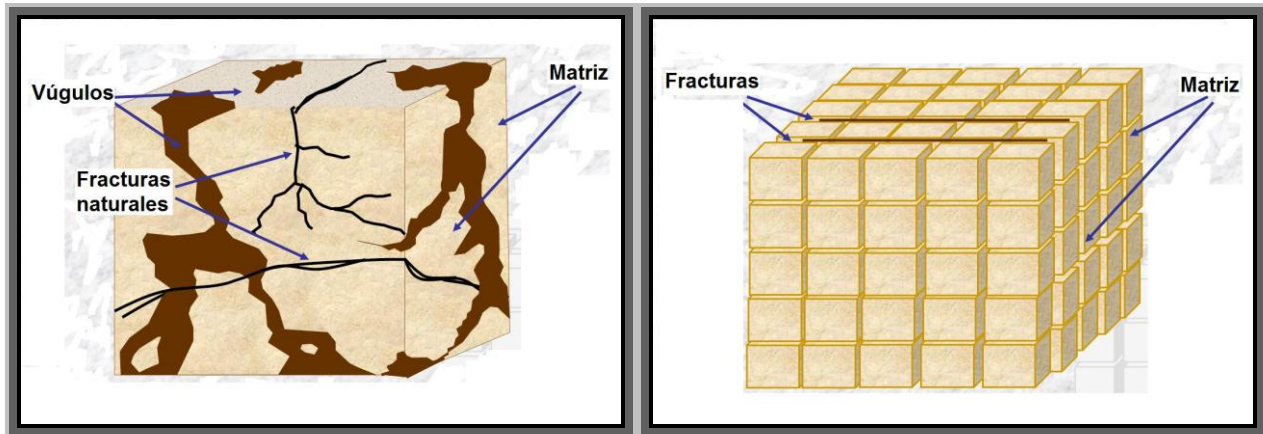


Fig. 2-17 – Esquema que muestra en su parte izquierda un yacimiento real complejo, en el cual se exhibe la matriz de la roca, los vúgulos y las fracturas naturales las cuales afectan su geometría, en la parte derecha se representa el yacimiento en forma de pequeños cubos para representar la matriz interceptada por las fracturas¹⁷⁷.

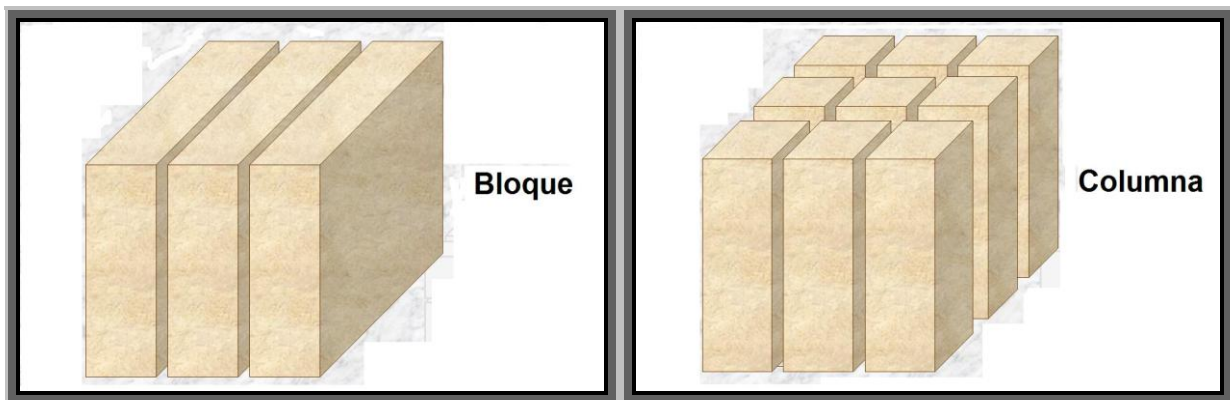


Fig. 2-18 – Diagrama que muestra en su parte izquierda una geometría del yacimiento que se caracteriza por una serie de fracturas paralelas, orientadas verticalmente, en la parte derecha se ilustra un yacimiento con geometría de columna, se tienen conjuntos ortogonales de fracturas paralelas, las cuales pueden ser orientadas horizontalmente o verticalmente¹⁷⁷.

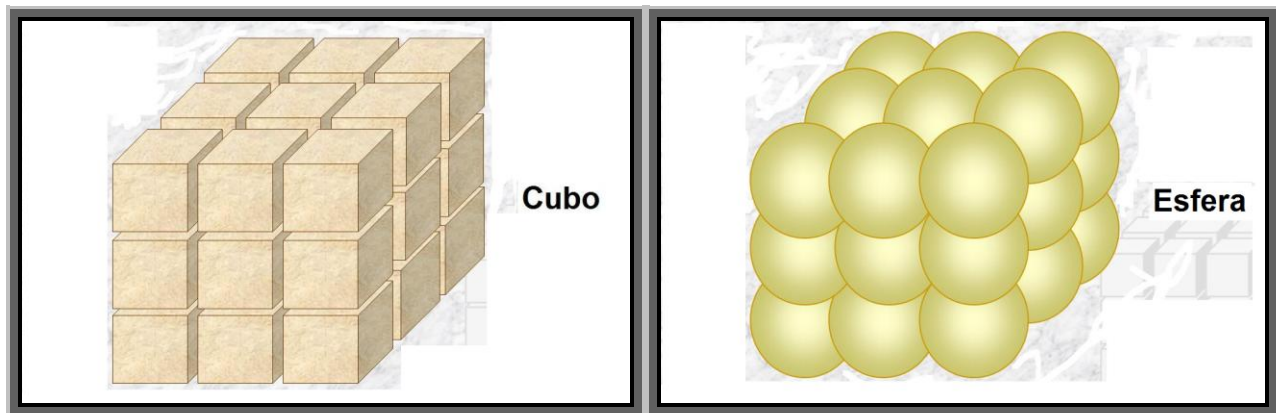


Fig. 2-19 – Ilustración que exhibe en su parte izquierda la geometría de matriz en forma de cubos, se tienen tres conjuntos ortogonales de fracturas paralelas, el espacio entre las fracturas es distinto en las tres direcciones, en la parte derecha se presenta la geometría de matriz en forma de esferas, la cual se compone de conjuntos mutuamente ortogonales de las esferas¹⁷⁷.

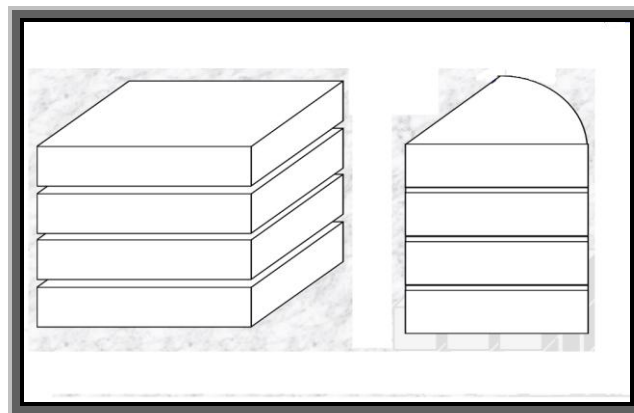


Fig. 2-20 – Modelo de bloque de matriz idealizado referente a un yacimiento estratificado (en capas)¹⁷⁷.

Los modelos de doble porosidad se caracterizan por los parámetros habituales que se utilizan para la caracterización de yacimientos homogéneos (permeabilidad, k porosidad, ϕ espesor de la formación, h viscosidad del fluido, μ factor de volumen de la formación, B y la compresibilidad total, c_t) con la adición de otros dos parámetros: el coeficiente flujo de interporosidad, λ y el radio de almacenamiento, ω , el primero determina la relación entre los bloques de matriz y el sistema de fracturas, un alto valor de λ significa que el

fluido se mueve con facilidad de la matriz al sistema de fracturas, el radio de almacenamiento, ω determina cuanto líquido existe en el sistema de fracturas en comparación con el total del fluido en el yacimiento (matriz y fracturas). Estos dos parámetros son usualmente calculados a partir del análisis de presión transitoria, en los que se necesitan conocer las propiedades de la matriz, las propiedades de la fractura, etc¹⁷⁷.

2.9 Resumen

El objetivo de éste capítulo es mostrar algunas definiciones y/o conceptos básicos concernientes a los fundamentos teóricos de la ingeniería de yacimientos de gas aplicables a éste trabajo.

En éste Capítulo II, primero, se presenta una definición del gas natural, así como de sus propiedades físicas y químicas, su origen y fuentes, reservas, yacimientos de gas húmedo y seco.

Después, se presentan las características principales de los yacimientos de gas con baja permeabilidad, así como también, los conceptos referentes al fracturamiento hidráulico, al volumen original de gas, G y al período transitorio.

Éste capítulo también se enfoca, en exponer el flujo de fluidos en medios porosos como lo es la ecuación de difusión, la pseudo-presión del gas real, las variables adimensionales en yacimientos lineales homogéneos, los modelos de tipo de curva para los diferentes regímenes de flujo detectados en yacimientos de gas con baja permeabilidad, las soluciones analíticas que modelan el comportamiento de la caída de la presión adimensional durante los períodos de flujo transitorio y dominados por la frontera externa para el caso de líquidos y gases bajo las condiciones de explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y/o a gasto de flujo constante de gas, q_g en un yacimiento lineal u homogéneo, infinito o finito según sea el caso y el factor de forma de Dietz's.

Finalmente, en la última sección se presenta un panorama general tocante a los yacimientos naturalmente fracturados o de doble porosidad.

Los **Apéndices C, D y F** de éste trabajo son anexos a diversos temas que se tratan en éste Capítulo II, (propiedades fisicoquímicas del gas, métodos para el cálculo del volumen original de gas, G , ecuación de difusión, respectivamente). En los capítulos posteriores se utilizan las definiciones, conceptos y tablas de éste Capítulo II.

CAPÍTULO III

DERIVACIÓN DE LAS ECUACIONES DE INTERPRETACIÓN PARA LOS DIFERENTES RÉGIMENES DE FLUJO DETECTADOS EN YACIMIENTOS DE GAS CON BAJA PERMEABILIDAD

3.1 Introducción

Ahora se consideran los diferentes regímenes o geometrías de flujo que aparecen en los yacimientos de gas con baja permeabilidad tanto en el período de flujo transitorio (lineal, lineal temprano, bilineal, radial y esférico) como en el flujo dominado por la frontera externa (estado pseudo-estacionario y declinación exponencial). Existen algunas formas comunes que aparecen en estos yacimientos, las cuales ocurren en muchos tipos de modelos de yacimientos. De hecho, un modelo sencillo de yacimiento puede exhibir diferentes patrones de flujo en tiempos diferentes, pero estos diferentes regímenes de flujo ocurren en una secuencia específica para un determinado tipo yacimiento o modelo de yacimiento.

En éste capítulo, se presenta una definición de las geometrías, períodos o regímenes de flujo que aparecen en estos yacimientos, sus soluciones analíticas, sus modelos de flujo y el desarrollo de las ecuaciones de interpretación de los distintos períodos de flujo para calcular algunas propiedades del yacimiento tales como, el producto $\sqrt{k}A_c$, el producto $k h$ (potencial de flujo), el área de drene, A , el volumen de poro, V_p , el radio de investigación, r_{inv} , el volumen original de gas, G el factor de daño de la formación y/o el efecto del régimen de flujo al comienzo del tiempo de explotación, s y/o b , etc.

. Estas ecuaciones se adaptaron para flujo de gases reales a partir de diferentes soluciones analíticas y semi-analíticas presentadas en la literatura técnica petrolera con la finalidad de analizar los datos de presión-producción provenientes de pozos productores reales con las condiciones de explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y/o a gasto de flujo constante de gas, q_g considerando yacimientos de gas homogéneos e isotrópicos. Se muestra por último la técnica de superposición del tiempo, la cual tiene la

finalidad de ser utilizada cuando la presión de fondo fluyendo, p_{wf} y el gasto de flujo constante de gas, q_g presentan variaciones sustanciales respecto al tiempo de explotación.

Primero, se presenta la ocurrencia del régimen de flujo lineal y la derivación de sus ecuaciones de interpretación para calcular algunos parámetros del yacimiento y el volumen original de gas, G , así como algunos escenarios físicos que causan flujo lineal y su comportamiento en el período transitorio.

Segundo, se define de igual manera que para flujo lineal la ocurrencia de las geometrías de flujo para flujo bilineal, radial, esférico para el período transitorio, así como también, la derivación de las ecuaciones de interpretación con base en soluciones analíticas para cada flujo.

En seguida se presenta el período o régimen de flujo dominado por la frontera externa, el cual inicia al final del período transitorio, es decir, cuando la condición de no-flujo más alejada de la pared del pozo es alcanzada por el disturbio de la presión y el área total de drenaje comienza a contribuir en la producción. Así mismo, las condiciones en las cercanías del pozo (gasto de flujo y presión) tienden a estabilizarse durante éste régimen de flujo dominado por la frontera externa¹⁶⁵. Se presenta así, la derivación de las ecuaciones analíticas para el cálculo de algunos valores propios del yacimiento bajo las condiciones de explotación a gasto de flujo constante de gas (estado pseudo-estacionario) y a presión de fondo fluyendo constante (declinación exponencial).

Posteriormente se muestra un período de flujo lineal temprano de fractura el cual se produce en un período de tiempo muy corto, en el cual la mayoría de los fluidos que ingresan al pozo provienen de la expansión del sistema dentro de la fractura con lo que se exhibe un flujo esencialmente lineal, se desarrollan las ecuaciones propias para éste flujo lineal temprano para ambas condiciones de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g y a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} con la finalidad de obtener algunos parámetros del yacimiento.

A continuación se presenta una técnica de gran interés en el análisis de la presión transitoria llamada superposición del tiempo con el objeto de examinar los datos de presión producción con múltiples cierres del pozo productor causando períodos en donde la presión de fondo fluyendo, p_{wf} y el gasto de flujo de gas, q_g varían durante el tiempo de

explotación, esta técnica suaviza y/o endereza los datos de presión-producción, con la cual se obtienen tendencias de la producción, sin necesidad de tener una presión estable para todos los tiempos, las ecuaciones de interpretación para cada régimen de flujo se utilizan una vez aplicada la técnica de superposición del tiempo para calcular diversos valores del yacimiento (algunos parámetros del yacimiento y el volumen original de gas, G).

Los **Apéndices A** y **E** de éste trabajo hacen referencia a la literatura técnica concerniente a los yacimientos de gas con baja permeabilidad y sus períodos de flujo, así como también a los escenarios físicos que causan un régimen de flujo lineal respectivamente. El significado y las unidades de cada parámetro en las ecuaciones presentadas en cada tabla y los parámetros mostrados en cada figura se muestran en la nomenclatura localizada al final de los capítulos en éste trabajo. Finalmente, se muestra un resumen de éste capítulo.

3.2 Soluciones analíticas para los distintos regímenes o geometrías de flujo que modelan el comportamiento de los datos de presión-producción en un yacimiento homogéneo para las condiciones de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g y a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf}

3.3 Régimen de flujo lineal (L)

El comportamiento de flujo lineal de largo plazo se ha detectado en casi todas las cuencas que producen gas en yacimientos con baja permeabilidad^{20,23,24,36,40-47}. Son numerosas las causas que provocan flujo lineal en éste tipo de yacimientos: yacimientos lineales o largos, vetas de alta permeabilidad entre dos pozos sin límites de flujo, comportamiento transitorio de doble porosidad para yacimientos radiales, pozos interceptados por fracturas verticales, pozos en yacimientos de canal, en los pozos recientemente fracturados hidráulicamente, con fracturas verticales, horizontales o diagonales, y pozos horizontales con fracturas. En las **Figs. 3-1** a la **3-7** se presentan algunos escenarios físicos que causan flujo lineal transitorio de larga duración en varias cuencas de baja permeabilidad productoras de gas.

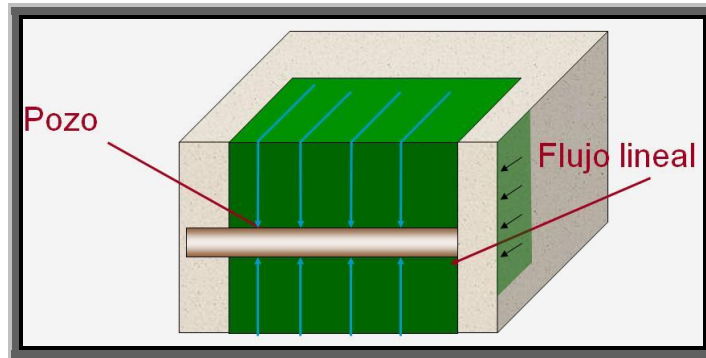


Fig. 3-1 – Diagrama que muestra la presencia de un régimen o geometría de flujo lineal temprano en pozos horizontales.

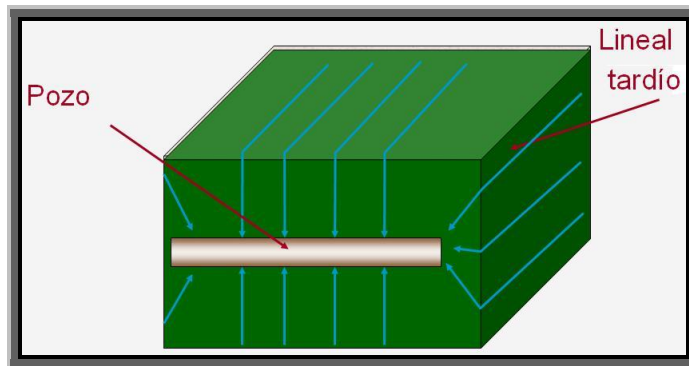


Fig. 3-2 – Diagrama que muestra la presencia de un régimen o geometría de flujo lineal tardío en pozos horizontales.

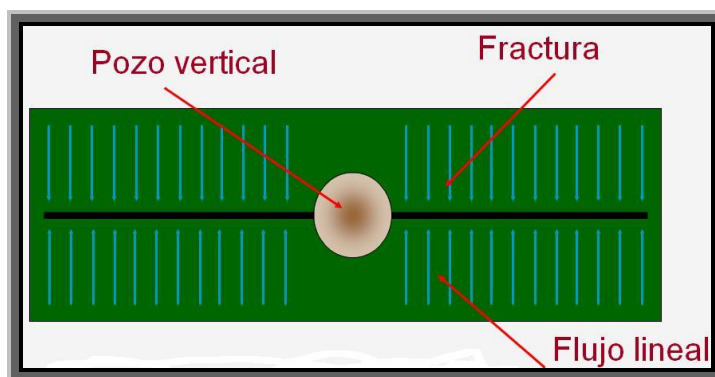


Fig. 3-3 – Esquema que muestra la presencia de una geometría de flujo lineal en pozos verticales con fractura.

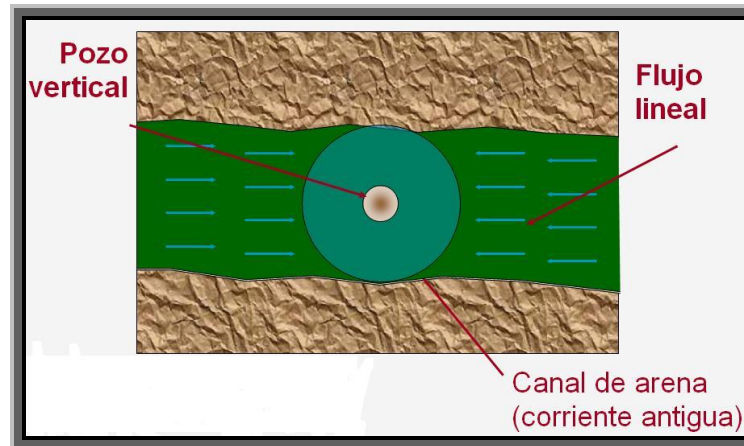


Fig. 3-4 – Esbozo que muestra la presencia de un régimen de flujo lineal en un pozo terminado en un yacimiento elongado o en una corriente antigua (arenas de canal).

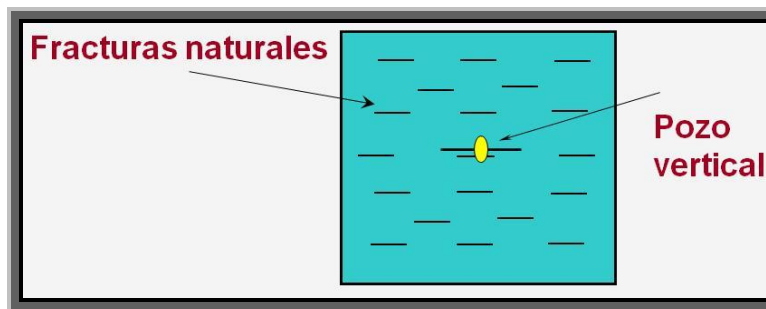


Fig. 3-5 – Dibujo que muestra la presencia de flujo lineal en un yacimiento naturalmente fracturado.

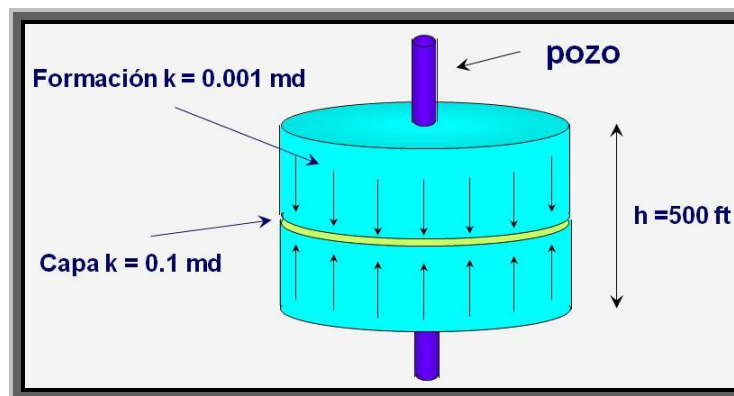


Fig. 3-6 – Diagrama que muestra la presencia de flujo lineal vertical en formaciones gruesas con baja permeabilidad con capas de alta permeabilidad.

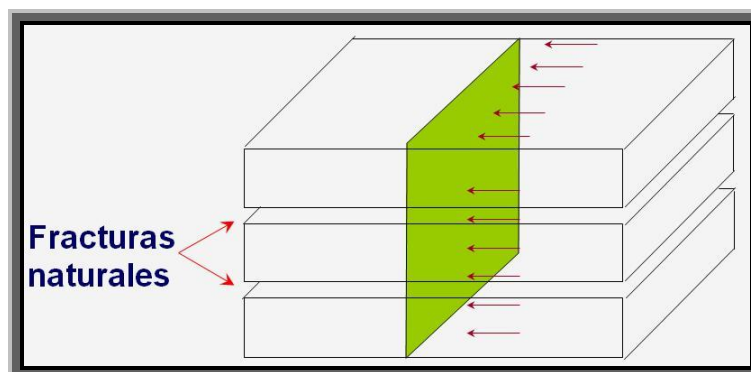


Fig. 3-7 – Esquema que muestra la presencia de flujos transitorios en yacimientos lineales con doble porosidad.

Se ha reportado que el régimen de flujo lineal predomina en numerosas situaciones y se caracteriza mediante el comportamiento de \sqrt{t} durante el flujo transitorio. Algunas veces éste flujo lineal dura por muchos años y es especialmente un importante régimen de flujo asociado con la producción en yacimientos de gas con baja permeabilidad. En éste tipo de yacimientos de gas, en muchos pozos el flujo lineal de largo plazo ocurre durante el agotamiento³².

El análisis de flujo lineal a corto plazo puede caracterizarse con tratamientos de fractura en pozos fracturados, pero la producción con flujo lineal de largo plazo en algunos casos puede ser controlado por la geometría del yacimiento, en otros, es controlado en forma natural por las propiedades del yacimiento. Algunas causas que generan y controlan el flujo lineal de largo plazo en formaciones de gas de baja permeabilidad son debido a yacimientos largos, anisotrópicos, yacimientos naturalmente fracturados, flujo vertical en vetas de alta permeabilidad (yacimientos estratificados), y pozos fracturados (pozos verticales interceptados por fracturas verticales, horizontales o diagonales, y pozos horizontales con fracturas). En el **Apéndice E** de éste trabajo se definen los diferentes escenarios físicos para régimen de flujo lineal transitorio de largo plazo para pozos en yacimientos de gas con baja permeabilidad.

Los datos generados con poco tiempo de producción en pozos fracturados de gas en éste tipo de yacimientos de baja permeabilidad exhiben propiedades de flujo lineal. Éste flujo lineal por razones lógicas en cuanto a la longitud de la fractura y las propiedades de la formación debería concluir en pocas horas, días o meses⁷⁴. Sin embargo, se encontró que datos de campo actuales muestran flujo lineal de largo plazo por años en un gran número de pozos^{20,23,24,39-47,136} debido a la extremadamente baja permeabilidad del yacimiento.

3.3.1 Ecuaciones de interpretación para régimen de flujo lineal en un modelo de yacimiento homogéneo e infinito para las condiciones de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g y a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} (L)

En varios pozos se ha observado la permanencia del régimen de flujo lineal por meses y años. Una razón para éste flujo lineal de largo plazo es debido a que estos pozos son perforados y terminados en muchos yacimientos de gas con baja permeabilidad con apropiado fracturamiento hidráulico, en el que la mitad de la fractura, x_f , puede continuar y extenderse a la frontera de drenado del pozo.

La **Fig. 3-8** muestra en su parte izquierda un sistema lineal homogéneo de gas con baja permeabilidad y en su parte derecha muestra un sistema de fracturas naturales de matriz-paralela para un yacimiento de gas con baja permeabilidad.

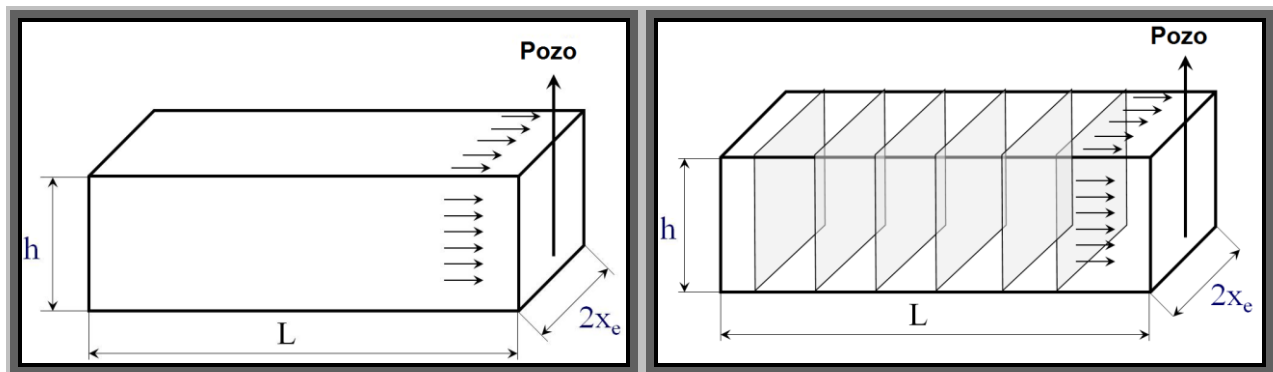


Fig. 3-8 – Sistema lineal homogéneo de gas con baja permeabilidad (esbozo izquierdo), sistema de fracturas naturales de matriz-paralela para un yacimiento de gas con baja permeabilidad (esbozo derecho).

En el caso para los modelos y soluciones para régimen de flujo lineal en yacimientos lineales con pozos fracturados las **Figs. 3-9** y **3-10** muestran un yacimiento homogéneo cuadrado con espesor uniforme, un pozo vertical localizado en el centro del yacimiento y penetrando a través de toda la fractura.

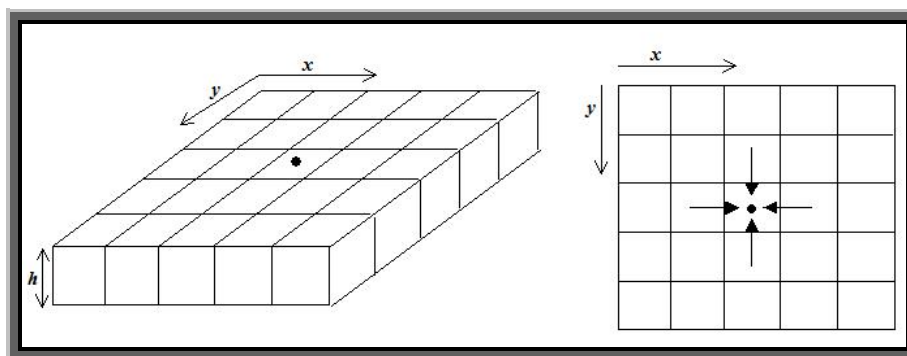


Fig. 3-9 – Esquema de yacimiento homogéneo cuadrado con espesor uniforme.

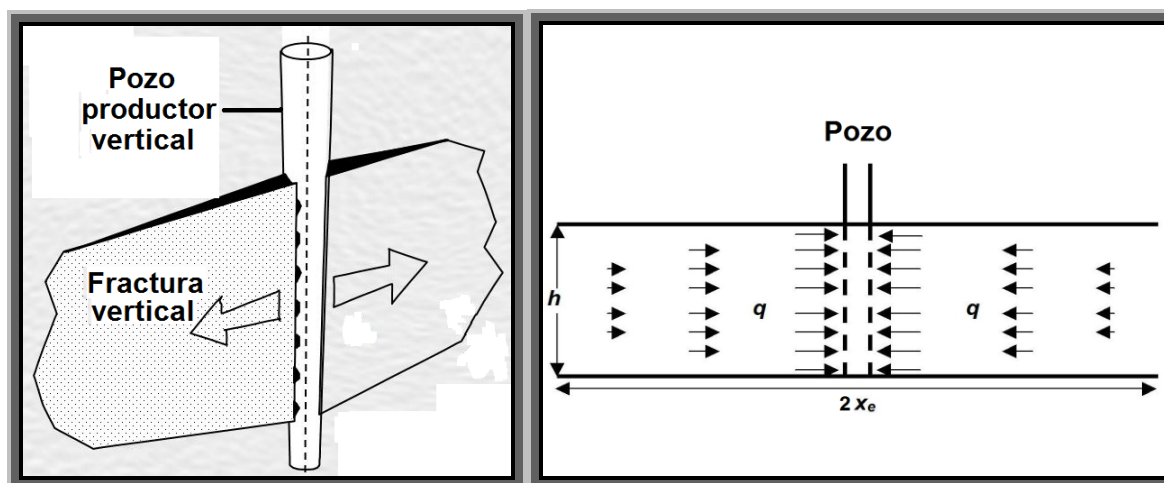


Fig. 3-10 – Pozo productor vertical penetrando totalmente en el espesor de la fractura vertical, en la cual se observa flujo lineal horizontal al pozo (esbozo derecho).

La **Fig. 3-11** muestra el esbozo del área de un medio cerrado en forma cuadrada, modelo de geometría con flujo horizontal, incluyendo un pozo verticalmente fracturado. El pozo está localizado en el centro del área cuadrada de drenaje. Se asume que la fractura penetra plenamente en la extensión vertical del medio poroso y es de la misma longitud a

ambos lados del pozo productor. La distancia del pozo a la frontera externa, x_e , y la distancia de la fractura hidráulica a la frontera externa, y_e , son equivalentes ($x_e = y_e$).

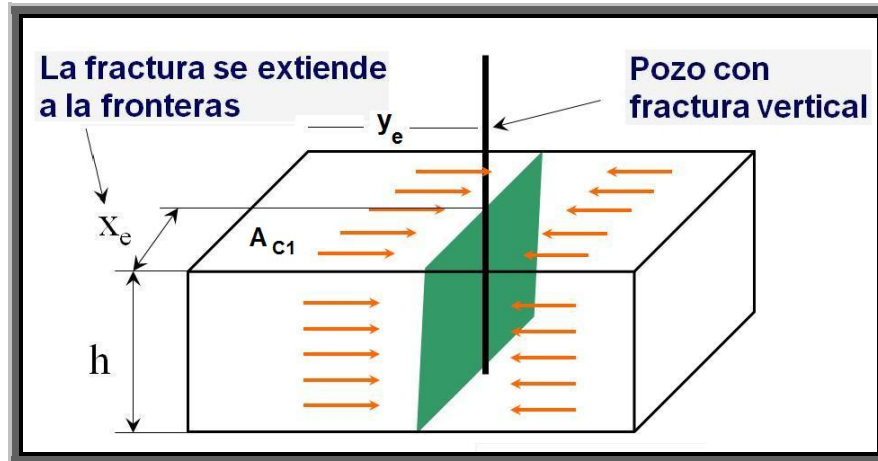


Fig. 3-11 – Dibujo que muestra un modelo de yacimiento lineal para el análisis con flujo horizontal.

El flujo lineal ocurre en un pozo produciendo en un yacimiento el cual tiene un sistema de fracturas naturales^{39,45}. La **Fig. 3-12** muestra esbozos del área de un medio cerrado en forma cuadrada, incluyendo un pozo verticalmente fracturado con un sistema de fracturas naturales paralelas. El pozo está localizado en el centro del área cuadrada de drenado, el cual tiene fracturamiento natural con dirección paralela a la fractura hidráulica. Se asume que todas las fracturas penetran plenamente en la extensión vertical del medio poroso y son de la misma longitud a ambos lados del pozo productor. La distancia del pozo a la frontera externa, x_e , y la distancia de la fractura hidráulica a la frontera externa, y_e , son equivalentes ($x_e = y_e$). En esta figura en su parte derecha la mitad de la fractura, x_f , continua y se extiende a los límites laterales del yacimiento en la dirección x , x_e , esto significa que $x_e = x_f$.

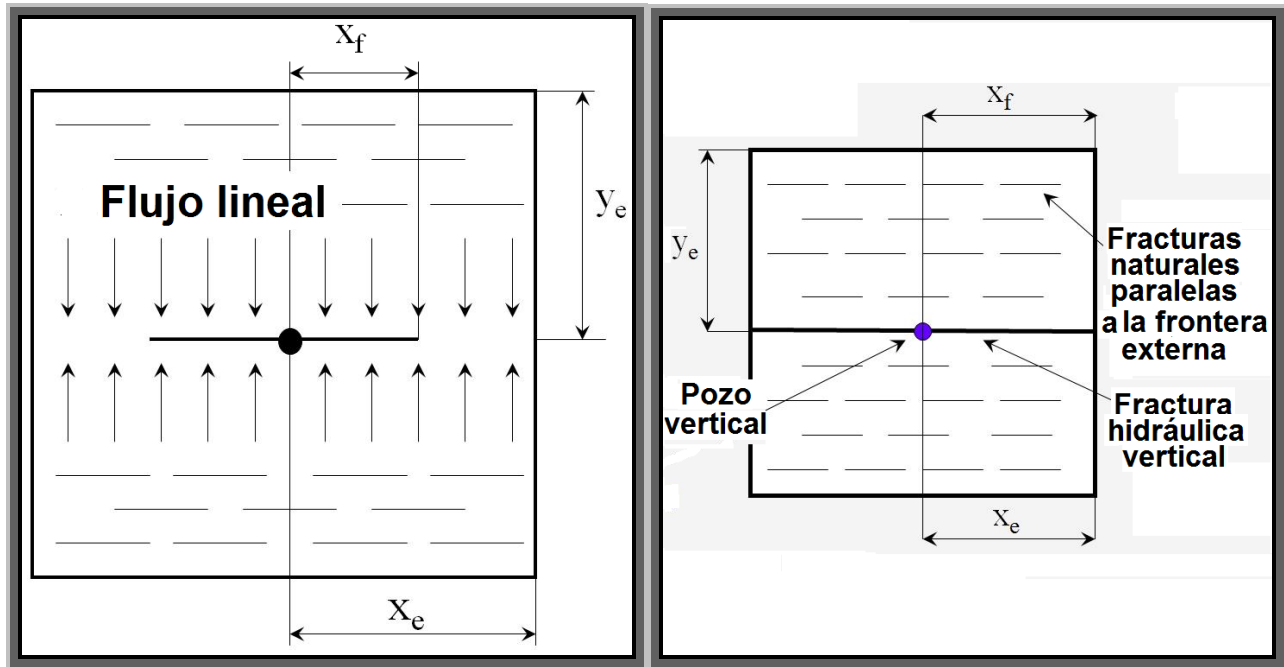


Fig. 3-12 – Esbozos que muestran una visión areal una geometría cuadrada incluyendo fracturamiento natural, en que las fracturas están en dirección paralela a las del pozo fracturado ($x_e = y_e$).

La **Fig. 3-13** muestra un dibujo de la geometría de un pozo hidráulicamente fracturado en un yacimiento lineal de gas con baja permeabilidad, cuya mitad de la fractura, x_f , continua y se extiende a los límites laterales del yacimiento en la dirección x , x_e , esto significa que $x_e = x_f$. Se asume que el pozo se localiza en el centro del área de drenaje de forma rectangular y que la fractura tiene conductividad infinita. La distancia a la frontera externa en la dirección perpendicular a la fractura es y_e . El área de drenaje del pozo en la geometría de la **Fig. 3-13** es $4x_e y_e$.

En el caso de la **Fig. 3-13**, se tienen grandes valores adimensionales de conductividad de la fractura ($F_{CD} > 50$) debido al bajo valor de la permeabilidad de la formación en yacimientos de gas con baja permeabilidad (menores que 0.1 md). Entonces, se asume que la fractura tiene conductividad infinita. Bajo estas condiciones, éste modelo presentará flujo lineal perpendicular a la fractura hidráulica hasta que la presión transitoria alcance la frontera externa del yacimiento.

La geometría de flujo de la **Fig. 3-13** es más simple que en la mayoría de los casos sobre pozos fracturados que se exponen en la literatura técnica petrolera.

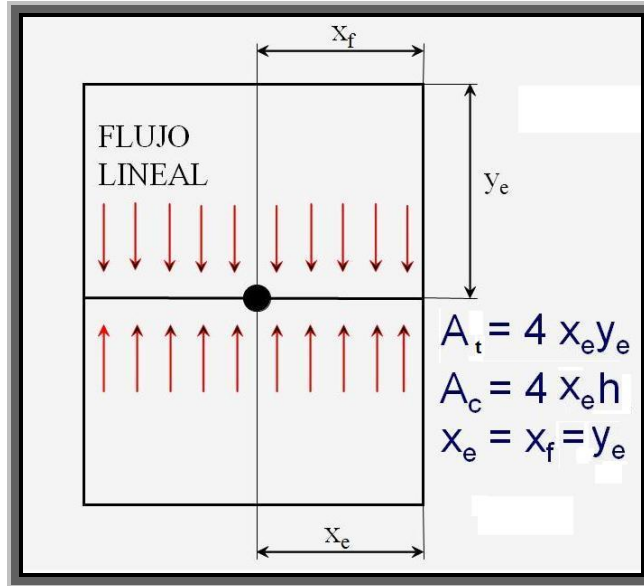


Fig. 3-13 – Vista superior de un yacimiento rectangular y un pozo hidráulicamente fracturado, se muestra solamente flujo lineal dentro de la fractura ($x_e = y_e$).

Wattenbarger y otros autores^{32,33} han adaptado las soluciones de Miller¹³³, Nabor y Barham¹³⁴ para pozos fracturados en la geometría de las **Figs. 3-11** y **3-13**. Incluyen ambas constantes de producción p_{wf} y q_g para flujo lineal en un yacimiento rectangular. Sus ecuaciones proveen herramientas para el análisis del comportamiento de largo plazo para pozos de gas en yacimientos de gas con baja permeabilidad.

Para el caso de líquidos las siguientes Ecuaciones. L.1 y L.2 son las soluciones para el comportamiento de flujo lineal de fractura en un yacimiento lineal u homogéneo e infinito para gasto de flujo constante de líquido, q_L y a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} , respectivamente, $F_{CD} \geq 100$ en el comienzo del tiempo de explotación.

$$p_{WDL} = \sqrt{\pi t_{DL}} \dots\dots\dots(L.1)$$

$$\frac{1}{q_{WDL}} = \frac{\pi}{2} \sqrt{\pi t_{DL}} \dots\dots\dots(L.2)$$

Para el caso de gas real las siguientes Ecuaciones. L.3 y L.4 son las soluciones para el comportamiento de flujo lineal de fractura en un yacimiento lineal u homogéneo e infinito para gasto de flujo constante de gas, q_g y a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} , respectivamente, en el comienzo del tiempo de explotación.

$$m_{wDL} = \sqrt{\pi t_{DL}} \dots\dots\dots(L.3)$$

$$\frac{1}{m_{wDL}} = \frac{\pi}{2} \sqrt{\pi t_{DL}} \dots\dots\dots(L.4)$$

3.3.1.1 Ecuaciones de interpretación para régimen de flujo lineal en un modelo de yacimiento homogéneo e infinito con la condición de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g

Se tiene el modelo del comportamiento de flujo lineal de fractura en un yacimiento homogéneo e infinito para la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g . Se renombran las Ecuaciones. L.3 y A.1:

$$m_{wDL} = \sqrt{\pi t_{DL}} \dots\dots\dots(L.3)$$

$$m_{DL} = \frac{k h [m(p_i) - m(p_{wf})]}{1424 q_g T} \dots\dots\dots (A.1)$$

se hace:

$$m_{DL} = m_{wDL} + S^g \dots\dots\dots(L-3.1)$$

para llegar al modelo de la ecuación de la línea recta $y = mx + b \Rightarrow \Delta p = c_1 \sqrt{t} + c_2$, que es el modelo de tipo de curva para flujo lineal. Se sustituyen las Ecuaciones. L.3 y A.1 en la Ec. L-3.1 y da:

$$\frac{k h [m(p_i) - m(p_{wf})]}{1424 q_g T} = \sqrt{\pi t_{DL}} + S^g \dots\dots\dots(L-3.2)$$

se toma en cuenta la Ec. A.3 y se sustituye esta en la Ec. L-3.2:

$$\frac{k h [m(p_i) - m(p_{wf})]}{1424 q_g T} = \sqrt{\pi \left(\frac{0.00633 k t}{(\phi \mu_g c_t)_i L^2} \right)} + S^g \dots\dots\dots(L-3.3)$$

se despeja el término $\Delta m(p)/q_g$:

$$\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = \left(\frac{1424 T}{k h} \right) \sqrt{(\pi)(0.00633)} \left[\sqrt{\frac{k t}{(\phi \mu_g c_t)_i L^2}} + S^g \right] \dots\dots\dots(L-3.4)$$

se hace:

$$X = \left(\frac{1424 T}{k h} \right) \dots\dots\dots(L-3.5)$$

se simplifica y se ordena, da:

$$\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = \frac{200.8107 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i} h \left(\frac{1}{\sqrt{k} L} \right)} \sqrt{t} + S^g X \dots\dots\dots(L-3.6)$$

Se tiene la forma de la ecuación de la línea recta $y = mx + b \Rightarrow \Delta p = c_1 \sqrt{t} + c_2$, **Fig. 3-14**, que es el modelo de tipo de curva para flujo lineal. Una gráfica normal de $[m(p_i) - m(p_{wf})]/q_g$ vs. \sqrt{t} da una línea recta, en donde $S^g X = b_{LGC} = \Delta P_s$, de la Ec. L-3.6 se obtiene la pendiente:

$$c_1 = \tilde{m}_{LGC} = \frac{200.8107 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i} h \left(\frac{1}{\sqrt{k} L} \right)} \dots\dots\dots(L-3.7)$$

si se considera que en las **Figs. 3-11** y **3-13** que $L = x_e = y_e$ entonces la Ec. L-3.7 se expresa como:

$$\tilde{m}_{LGC} = \frac{200.8107 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i} h \left(\frac{1}{\sqrt{k} x_e} \right)} \dots\dots\dots(L-3.8)$$

La Ec. L-3.8 es la pendiente de la línea recta con base en la distancia del pozo a la frontera externa y a la fractura hidráulica $x_f = x_e = y_e$ de acuerdo a la **Fig. 3-13**.

se reacomoda la Ec. L-3.8 se tiene:

$$\sqrt{k} x_e = \frac{200.8107 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i}} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{LGC} h} \right) \dots\dots\dots(L-3.9)$$

de la Ec. 3.9 se obtiene:

$$k x_e^2 = \frac{40,324.9243}{(\phi \mu_g c_t)_i} \left(\frac{T}{\tilde{m}_{LGC} h} \right)^2 \dots\dots\dots(L-3.10)$$

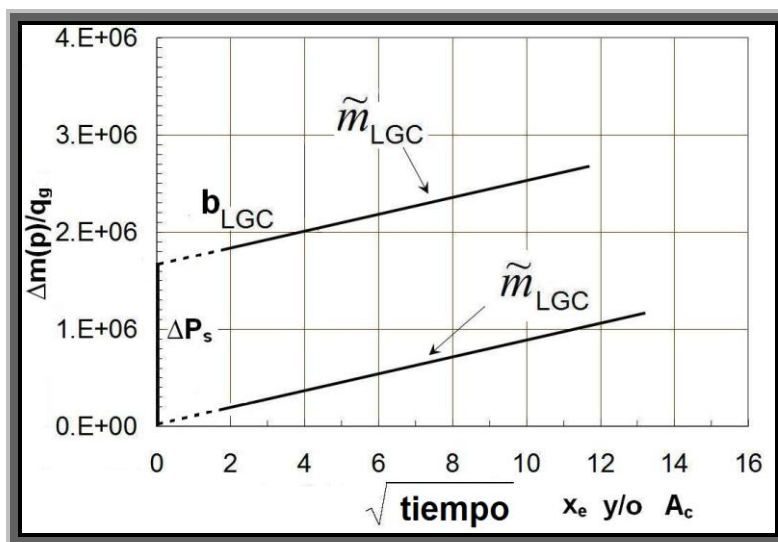


Fig. 3-14 – Ilustración de la gráfica normal que contiene el modelo de tipo de curva para régimen de flujo lineal para evaluar algunos valores en yacimientos de gas con baja permeabilidad para flujo lineal con intersección en cero y no intersección en cero de la línea recta, bajo la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g .

Estas Ec. L-3.9 y L-3.10 requieren que la permeabilidad sea conocida para determinar x_e . A menos que k se conozca independientemente, éste hecho lo hace muy complicado para determinar x_e .

Para el modelo de flujo lineal con fractura hidráulica **Figs. 3-11 y 3-13**, el área para el flujo, A_c , se evalúa como:

$$A_{c1} = x_e h \dots\dots\dots(L-3.11)$$

para todas las áreas se tiene:

$$A_c = 4x_e h \dots\dots\dots(L-3.12)$$

entonces, la Ec. L-3.9 se expresa como sigue:

$$\sqrt{k} x_e h = \frac{200.8107 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i}} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{LGC}} \right) \dots\dots\dots(L-3.13)$$

se aplica el concepto de la Ec. L-3.11 en la Ec. L-3.13 y se tiene:

$$\sqrt{k} (x_e h) = \sqrt{k} A_{c1} = \frac{200.8107 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i}} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{LGC}} \right) \dots\dots\dots(L-3.14)$$

ahora para el área A_c , se aplica el concepto de la Ec. L-3.12 en la Ec. L-3.14 y se obtiene la siguiente Ec. L-3.16:

$$\sqrt{k} A_c = \frac{4(200.8107) T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i}} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{LGC}} \right) \dots\dots\dots(L-3.15)$$

$$\sqrt{k} A_c = \frac{803.2427 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i}} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{LGC}} \right) \dots\dots\dots(L-3.16)$$

finalmente se tiene,

$$\sqrt{k} A_c = \frac{803 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i}} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{LGC}} \right) \dots\dots\dots(L-3.17)$$

En esta Ec. L-3.17 al igual que en las Ecuaciones. L-3.9 y L-3.10 requieren que la permeabilidad sea conocida para determinar A_c . A menos que k se conozca de forma independiente, esto lo hace muy complicado para la determinación de A_c .

3.3.1.1.1 Cálculo de la distancia de investigación, y_e . La distancia y_e se calcula mediante la identificación del final de la “media pendiente” en la línea recta, t_{frc} , y se compara éste tiempo en días, para el correspondiente tiempo adimensional, t_{Dye} . Éste valor de $(t_{Dye})_{flr}$ es de 0.25 (**Apéndice E**) para el caso con la constante de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g . La distancia correspondiente a la frontera externa es entonces dada mediante el rearrreglo de la Ec. A.3 al tiempo correspondiente, t_{flr} y a la distancia y_e .

$$t_{DL} = \frac{0.00633 k t}{(\phi \mu_g c_t)_i L^2} \dots\dots\dots (A.3)$$

se tiene que $t = t_{frc}$, $t_{DL} = t_{Dye}$, $L^2 = y_e^2$ y $t_{Dye} = 0.25$, se sustituye en la Ec. A.3, da:

$$t_{Dye} = \frac{0.00633 k t_{frc}}{(\phi \mu_g c_t)_i y_e^2} = 0.25 \dots\dots\dots (L-3.18)$$

se despeja y_e y se tiene:

$$y_e^2 = \frac{0.00633 k t_{frc}}{(\phi \mu_g c_t)_i t_{Dye} = 0.25} \dots\dots\dots (L-3.19)$$

$$y_e = \sqrt{\frac{0.00633 k t_{frc}}{(\phi \mu_g c_t)_i 0.25}} \dots\dots\dots (L-3.20)$$

$$y_e = \left(\frac{0.00633}{0.25}\right)^{1/2} \frac{\sqrt{k t_{frc}}}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i}} \dots\dots\dots (L-3.21)$$

la distancia a la frontera externa es entonces se obtiene de la Ec. 3.18 como:

$$y_e = 0.1591 \sqrt{\frac{k t_{frc}}{(\phi \mu_g c_t)_i}} \dots\dots\dots (L-3.22)$$

o

$$x_e = 0.1591 \sqrt{\frac{k t_{frc}}{(\phi \mu_g c_t)_i}} \dots\dots\dots (L-3.23)$$

siendo $y_e = x_e$.

3.3.1.1.2 Cálculo del área de drene, A. El área de drene se evalúa directamente, sin tener el conocimiento de k o de x_e . El área de drene esta dada mediante, **Figs. 3-11 y 3-13**:

$$A = (2 x_e)(2 x_e) = (2 x_e)^2 = 4 x_e^2 \dots\dots\dots (L-3.24)$$

se renombra la Ec. L-3.8:

$$\tilde{m}_{LGC} = \frac{200.8107 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i} h} \left(\frac{1}{\sqrt{k} x_e} \right) \dots\dots\dots(L-3.8)$$

se despeja el término \sqrt{k} :

$$\sqrt{k} = \frac{200.8107 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i} h} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{LGC} x_e} \right) \dots\dots\dots(L-3.25)$$

se renombra la Ec. L-3.23:

$$x_e = 0.1591 \sqrt{\frac{k t_{frc}}{(\phi \mu_g c_t)_i}} \dots\dots\dots(L-3.23)$$

se reacomoda la ecuación anterior:

$$x_e = 0.1591 \sqrt{k} \sqrt{\frac{t_{frc}}{(\phi \mu_g c_t)_i}} \dots\dots\dots(L-3.26)$$

se sustituye la Ec. L-3.25 dentro de la Ec. L-3.26 y se obtiene:

$$x_e = 0.1591 \frac{200.8107 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i} h} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{LGC} x_e} \right) \sqrt{\frac{t_{frc}}{(\phi \mu_g c_t)_i}} \dots\dots\dots(L-3.27)$$

se despeja el término x_e :

$$x_e x_e = 0.1591 \frac{200.8107 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i} h} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{LGC}} \right) \sqrt{\frac{t_{frc}}{(\phi \mu_g c_t)_i}} \dots\dots\dots(L-3.28)$$

se re arregla la Ec. L-3.28:

$$x_e^2 = \frac{31.9490 T}{(\phi \mu_g c_t)_i} \left(\frac{\sqrt{t_{frc}}}{\tilde{m}_{LGC} h} \right) \dots\dots\dots(L-3.29)$$

se tiene el área de una sección de la **Fig. 3-13**, se obtiene el área total de drene de acuerdo a la Ec. L-3.24.

$$4x_e^2 = A = 4 \left[\frac{31.9490 T}{(\phi \mu_g c_t)_i} \left(\frac{\sqrt{t_{frc}}}{\tilde{m}_{LGC} h} \right) \right] \dots\dots\dots(L-3.30)$$

finalmente se tiene la Ec. L-3.32 del área de drene:

$$A = \frac{127.79 T}{(\phi \mu_g c_t)_i} \left(\frac{\sqrt{t_{frc}}}{\tilde{m}_{LGC} h} \right) \dots\dots\dots(L-3.31)$$

$$A = \frac{128 T}{(\phi \mu_g c_t)_i} \left(\frac{\sqrt{t_{frc}}}{\tilde{m}_{LGC} h} \right) \dots\dots\dots(L-3.32)$$

3.3.1.1.3 Cálculo del volumen de poro, V_p . De acuerdo al la **Fig. 3-11** el volumen de poro esta dado por:

$$V_p = A(\phi)_i h \dots\dots\dots(L-3.33)$$

se renombra la Ec. L-3.32 y se sustituye en la Ec. L-3.33, se obtiene:

$$V_p = \frac{128 T}{(\phi \mu_g c_t)_i} \left(\frac{\sqrt{t_{frc}}}{\tilde{m}_{LGC} h} \right) (\phi)_i h \dots\dots\dots(L-3.34)$$

$$V_p = \frac{128 T}{(\mu_g c_t)_i} \left(\frac{\sqrt{t_{frc}}}{\tilde{m}_{LGC}} \right) \dots\dots\dots(L-3.35)$$

3.3.1.1.4 Cálculo del volumen original de gas, G . Se tiene la siguiente Ec. L-3.36:

$$G = \frac{V_p (1 - S_{wi})}{B_{gi}} \dots\dots\dots(L-3.36)$$

se renombra la Ec. L-3.35 y se sustituye en la Ec. L-3.36, se tiene:

$$G = \frac{\frac{128 T}{(\mu_g c_t)_i} \left(\frac{\sqrt{t_{frc}}}{\tilde{m}_{LGC}} \right) (1 - S_{wi})}{B_{gi}} \dots\dots\dots(L-3.37)$$

$$G = \frac{128 T \sqrt{t_{frc}} (1 - S_{wi})}{(\mu_g c_t)_i \tilde{m}_{LGC} B_{gi}} \dots\dots\dots(L-3.38)$$

se tiene que:

$$(1 - S_{wi}) = S_{gi} \dots\dots\dots(L-3.39)$$

se sustituye la Ec. L-3.39 en la Ec. L-3.38, se obtiene:

$$G = \frac{128 T \sqrt{t_{frc}} S_{gi}}{(\mu_g c_t)_i \tilde{m}_{LGC} B_{gi}} \dots\dots\dots(L-3.40)$$

se reacomodan términos, y finalmente da:

$$G = \frac{128 T S_{gi}}{(\mu_g c_t B_g)_i} \left(\frac{\sqrt{t_{frc}}}{\tilde{m}_{LGC}} \right) \dots\dots\dots(L-3.41)$$

3.3.1.1.5 Evaluación del volumen original de gas, G mediante el uso de c_g además de c_t . Si $S_w < 10\%$ y $S_g c_g$ dominan en el cálculo de c_t . Se tiene:

$$c_t = \cancel{\phi_f} + S_g c_g + S_w \cancel{c_w} = S_g c_g \dots\dots\dots(L-3.42)$$

entonces, con la Ec. L-3.35:

$$Vp = \frac{128 T}{(\mu_g c_t)_i} \left(\frac{\sqrt{t_{frc}}}{\tilde{m}_{LGC}} \right) \dots\dots\dots(L-3.35)$$

se sustituye la Ec. L-3.42 en la Ec. L-3.35 y esto da:

$$Vp = \frac{128 T}{(\mu_g S_g c_g)_i} \left(\frac{\sqrt{t_{frc}}}{\tilde{m}_{LGC}} \right) \dots\dots\dots(L-3.43)$$

y de la Ec. L-3.36,

$$G = \frac{Vp(1 - S_{wi})}{B_{gi}} \dots\dots\dots(L-3.36)$$

se sustituye la Ec. L-3.43 dentro de la Ec. L-3.36, y se tiene:

$$G = \frac{128 T}{(\mu_g c_g S_g)_i} \frac{(1 - S_{wi})}{B_{gi}} \left(\frac{\sqrt{t_{frc}}}{\tilde{m}_{LGC}} \right) \dots\dots\dots(L-3.44)$$

de acuerdo a la Ec. L-3.39, la Ec, L-3.44 se convierte en:

$$G = \frac{128 T}{(\mu_g c_g B_g)_i} \left(\frac{\sqrt{t_{frc}}}{\bar{m}_{LGC}} \right) \dots\dots\dots(L-3.45)$$

3.3.1.1.6 Cálculo del daño al comienzo del efecto del régimen de flujo, b . De la Ec. L-3.6:

$$\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = \frac{200.8107 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i} h} \left(\frac{1}{\sqrt{k} L} \right) \sqrt{t} + S^g X \dots\dots\dots(L-3.6)$$

la no intersección en cero para la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g es b_{LGC} :

$$b_{LGC} = S^g X \dots\dots\dots(L-3.46)$$

y X es:

$$X = \left(\frac{1424T}{k h} \right) \dots\dots\dots(L-3.5)$$

Se sustituye la Ec. L-3.5 en la Ec. L-3.46, da:

$$b_{LGC} = S^g \frac{1424T}{k h} \dots\dots\dots(L-3.47)$$

si $S^g = b$ en la línea recta de la gráfica en la **Fig. 3-14**, y $h = x_e$ en la **Fig. 3-11**,

$A_{c1} = h^2 \Rightarrow \sqrt{A_{c1}} = h$ entonces en la Ec. L-3.47, se tiene:

$$b_{LGC} = b \frac{1424T}{k \sqrt{A_{c1}}} \dots\dots\dots(L-3.48)$$

el daño a la formación al comienzo del efecto de régimen de flujo es:

$$b = \frac{b_{LGC} k \sqrt{A_{c1}}}{1424T} \dots\dots\dots(L-3.49)$$

3.3.1.2 Ecuaciones de interpretación para régimen de flujo lineal en un modelo de yacimiento homogéneo e infinito con la condición de explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf}

Se tiene el modelo del comportamiento de flujo lineal de fractura en un yacimiento homogéneo e infinito para la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} . Se renombran las Ecuaciones. L.4 y A.2:

$$\frac{1}{m_{WDL}} = \frac{\pi}{2} \sqrt{\pi t_{DL}} \dots\dots\dots(L.4)$$

$$\frac{1}{q_{DL}} = \frac{k h [m(p_i) - m(p_{wf})]}{1424 q_g T} \dots\dots\dots (A.2)$$

se hace:

$$\frac{1}{q_{DL}} = \frac{1}{m_{WDL}} + S^g \dots\dots\dots(L-3.50)$$

para llegar al modelo de la ecuación de la línea recta $y = mx + b \Rightarrow \Delta p = c_1 \sqrt{t} + c_2$, que es el modelo de tipo de curva para régimen de flujo lineal.

se sustituyen las Ecuaciones. L.4 y A.2 en la Ec. L-3.50 y da:

$$\frac{k h [m(p_i) - m(p_{wf})]}{1424 q_g T} = \frac{\pi}{2} \sqrt{\pi t_{DL}} + S^g \dots\dots\dots(L-3.51)$$

se toma en cuenta la Ec. A.3 y se sustituye en la Ec. L-3.51:

$$\frac{k h [m(p_i) - m(p_{wf})]}{1424 q_g T} = \frac{\pi}{2} \sqrt{\pi \left(\frac{0.00633 k t}{(\phi \mu_g c_t)_i L^2} \right)} + S^g \dots\dots\dots(L-3.52)$$

se despeja , $\Delta m(p) / q_g$:

$$\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = \left(\frac{1424 T}{k h} \right) \left(\frac{\pi}{2} \right) \sqrt{(\pi)(0.00633)} \left[\sqrt{\frac{k t}{(\phi \mu_g c_t)_i L^2}} + S^g \right] \dots\dots\dots(L-3.53)$$

se hace:

$$X = \left(\frac{1424 T}{k h} \right) \dots\dots\dots(L-3.5)$$

se simplifica y se ordena la Ec. L-3.53, se obtiene:

$$\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = \frac{315.4327 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i} h} \left(\frac{1}{\sqrt{k} L} \right) \sqrt{t} + S^s X \dots\dots\dots(L-3.54)$$

Se tiene la forma de la ecuación de la línea recta $y = mx + b \Rightarrow \Delta p = c_1 \sqrt{t} + c_2$, que es el modelo de tipo de curva para flujo lineal. Una gráfica normal de $[m(p_i) - m(p_{wf})] / q_g$ vs. \sqrt{t} da una línea recta, en donde $S^s X = b_{LPC} = \Delta P_s$, de la Ec. L-3.54 se obtiene la pendiente:

$$c_1 = \tilde{m}_{LPC} = \frac{315.4327 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i} h} \left(\frac{1}{\sqrt{k} L} \right) \dots\dots\dots(L-3.55)$$

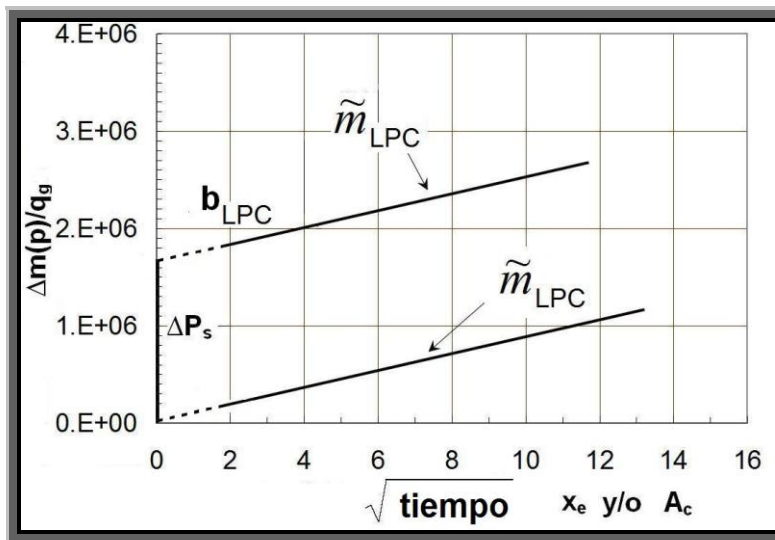


Fig. 3-15 – Ilustración de la gráfica normal que contiene el modelo de tipo de curva para régimen de flujo lineal para evaluar algunos valores en yacimientos de gas con baja permeabilidad para flujo lineal con intersección en cero y no intersección en cero de la línea recta, bajo la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} .

se considera que en las **Figs. 3-11** y **3-13** que $L = x_e = y_e$, entonces la Ec. L-3.55 se expresa como:

$$\tilde{m}_{LPC} = \frac{315.4327 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i} h} \left(\frac{1}{\sqrt{k} x_e} \right) \dots\dots\dots(L-3.56)$$

La Ec. L-3.56 es la pendiente de la línea recta con base en la distancia del pozo a la frontera externa y a la fractura hidráulica $x_f = x_e = y_e$ de acuerdo a las **Fig. 3-13**.

se re acomoda la Ec. L-3.56 y se tiene:

$$\sqrt{k} x_e = \frac{315.4327 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i}} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{LPC} h} \right) \dots\dots\dots(L-3.57)$$

de la Ec. L-3.57 se obtiene:

$$k x_e^2 = \frac{99,497.7627}{(\phi \mu_g c_t)_i} \left(\frac{T}{\tilde{m}_{LPC} h} \right)^2 \dots\dots\dots(L-3.58)$$

Estas Ecuaciones. L-3.57 y L-3.58 requieren que la permeabilidad, k se conozca para determinar x_e . A menos que k sea conocida de forma independiente, esto lo hace muy complicado para la determinación de x_e .

Para el modelo de flujo lineal con fractura hidráulica **Figs. 3-11** y **3-13**, el área para el flujo, A_c , se evalúa como:

$$A_{c1} = x_e h \dots\dots\dots(L-3.11)$$

para todas las áreas se tiene:

$$A_c = 4x_e h \dots\dots\dots(L-3.12)$$

entonces, la Ec. L-3.57 se expresa como sigue:

$$\sqrt{k} x_e h = \frac{315.4327 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i}} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{LPC}} \right) \dots\dots\dots(L-3.59)$$

se aplica el concepto de la Ec. L-3.11 en la Ec. L-3.59 y se tiene:

$$\sqrt{k} (x_e h) = \sqrt{k} A_{c1} = \frac{315.4327 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i}} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{LPC}} \right) \dots\dots\dots(L-3.60)$$

ahora para el área A_c , se aplica el concepto de la Ec. L-3.12 en la Ec. L-3.60 y se obtiene la siguiente Ec. L-3.63:

$$\sqrt{k} A_c = \frac{4(315.4327) T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i}} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{LPC}} \right) \dots\dots\dots(L-3.61)$$

$$\sqrt{k} A_c = \frac{1261.7308 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i}} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{LPC}} \right) \dots\dots\dots(L-3.62)$$

finalmente se tiene,

$$\sqrt{k} A_c = \frac{1262 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i}} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{LPC}} \right) \dots\dots\dots(L-3.63)$$

En esta Ec. L-3.63 al igual que en las Ecuaciones. L-3.57 y L-3.58 se requiere que la permeabilidad, k se conozca para determinar A_c . A menos que k sea conocida de manera independientemente, esto lo hace muy complicado para la determinación de A_c .

3.3.1.2.1 Cálculo de la distancia de investigación, y_e . La distancia y_e se calcula mediante la identificación del final de la “media pendiente” en la línea recta, t_{flr} , y se compara éste tiempo en días, para el correspondiente tiempo adimensional, t_{Dye} . Éste valor de $(t_{Dye})_{flr}$ es de 0.20 (**Apéndice E**) para el caso de con la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} . La distancia correspondiente a la frontera externa se obtiene mediante el rearrreglo de la Ec. A.3 al tiempo correspondiente, t_{flr} y a la distancia y_e .

$$t_{DL} = \frac{0.00633 k t}{(\phi \mu_g c_t)_i L^2} \dots\dots\dots (A.3)$$

se tiene que $t = t_{frc}, t_{DL} = t_{Dye}, L^2 = y_e^2$ y $t_{Dye} = 0.20$, se sustituye en la Ec. A.3 y da:

$$t_{Dye} = \frac{0.00633 k t_{frc}}{(\phi \mu_g c_t)_i y_e^2} = 0.20 \dots\dots\dots(L-3.64)$$

se despeja y_e y se tiene:

$$y_e^2 = \frac{0.00633 k t_{frc}}{(\phi \mu_g c_t)_i t_{Dye} = 0.20} \dots\dots\dots(L-3.65)$$

$$y_e = \sqrt{\frac{0.00633 k t_{frc}}{(\phi \mu_g c_t)_i 0.20}} \dots\dots\dots(L-3.66)$$

$$y_e = \left(\frac{0.00633}{0.20}\right)^{1/2} \frac{\sqrt{k t_{frc}}}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i}} \dots\dots\dots(L-3.67)$$

la distancia a la frontera externa se obtiene de la Ec. L-3.64 como:

$$y_e = 0.1779 \sqrt{\frac{k t_{frc}}{(\phi \mu_g c_t)_i}} \dots\dots\dots(L-3.68)$$

o

$$x_e = 0.1779 \sqrt{\frac{k t_{frc}}{(\phi \mu_g c_t)_i}} \dots\dots\dots(L-3.69)$$

siendo $y_e = x_e$.

3.3.1.2.2 Cálculo del área de drene, A . El área de drene se evalúa directamente, sin el conocimiento de k o de x_e . El área de drene esta dada mediante, **Figs. 3-11 y 3-13**:

$$A = (2x_e)(2x_e) = (2x_e)^2 = 4x_e^2 \dots\dots\dots(L-3.24)$$

se renombra la Ec. L-3.56:

$$\tilde{m}_{LPC} = \frac{315.4327 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i} h} \left(\frac{1}{\sqrt{k} x_e} \right) \dots\dots\dots(L-3.56)$$

se despeja \sqrt{k} :

$$\sqrt{k} = \frac{315.4327 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i} h} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{LPC} x_e} \right) \dots\dots\dots(L-3.70)$$

se renombra la Ec. L-3.69:

$$x_e = 0.1779 \sqrt{\frac{k t_{frc}}{(\phi \mu_g c_t)_i}} \dots\dots\dots(L-3.69)$$

se reacomoda la ecuación anterior:

$$x_e = 0.1779 \sqrt{k} \sqrt{\frac{t_{frc}}{(\phi \mu_g c_t)_i}} \dots\dots\dots(L-3.71)$$

se sustituye la Ec. L-3.70 dentro de la Ec. L-3.71 y se obtiene:

$$x_e = 0.1779 \frac{315.4327 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i} h \left(\tilde{m}_{LPC} x_e \right)} \sqrt{\frac{t_{frc}}{(\phi \mu_g c_t)_i}} \dots\dots\dots(L-3.72)$$

se despeja el término x_e :

$$x_e x_e = 0.1779 \frac{315.4327 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i} h \left(\tilde{m}_{LPC} \right)} \sqrt{\frac{t_{frc}}{(\phi \mu_g c_t)_i}} \dots\dots\dots(L-3.73)$$

se re arregla la Ec. L-3.73:

$$x_e^2 = \frac{56.1155 T}{(\phi \mu_g c_t)_i} \left(\frac{\sqrt{t_{frc}}}{\tilde{m}_{LPC} h} \right) \dots\dots\dots(L-3.74)$$

se tiene el área de una sección de la **Fig. 3-13**, se obtiene el área total de drene de acuerdo a la Ec. L-3.24.

$$4x_e^2 = A = 4 \left[\frac{56.1155 T}{(\phi \mu_g c_t)_i} \left(\frac{\sqrt{t_{frc}}}{\tilde{m}_{LPC} h} \right) \right] \dots\dots\dots(L-3.75)$$

finalmente se tiene la Ec. L-3.77 del área de drene:

$$A = \frac{224.4619 T}{(\phi \mu_g c_t)_i} \left(\frac{\sqrt{t_{frc}}}{\tilde{m}_{LPC} h} \right) \dots\dots\dots(L-3.76)$$

$$A = \frac{225 T}{(\phi \mu_g c_t)_i} \left(\frac{\sqrt{t_{frc}}}{\tilde{m}_{LPC} h} \right) \dots\dots\dots(L-3.77)$$

3.3.1.2.3 Cálculo del volumen de poro, V_p . De acuerdo a la **Fig. 3-11** el volumen de poro esta dado por:

$$V_p = A(\phi)_i h \dots\dots\dots(L-3.33)$$

se renombra la Ec. L-3.77 y sustituye en la Ec. L-3.33, se obtiene:

$$V_p = \frac{225 T}{(\phi \mu_g c_t)_i} \left(\frac{\sqrt{t_{frc}}}{\tilde{m}_{LPC} h} \right) (\phi)_i h \dots\dots\dots(L-3.78)$$

$$V_p = \frac{225 T}{(\mu_g c_t)_i} \left(\frac{\sqrt{t_{frc}}}{\tilde{m}_{LPC}} \right) \dots\dots\dots(L-3.79)$$

3.3.1.2.4 Cálculo del volumen original de gas, G . Se tiene la siguiente Ec. L-3.36:

$$G = \frac{V_p (1 - S_{wi})}{B_{gi}} \dots\dots\dots(L-3.36)$$

se renombra la Ec. L-3.79 y se sustituye en la Ec. L-3.36, se tiene:

$$G = \frac{\frac{225 T}{(\mu_g c_t)_i} \left(\frac{\sqrt{t_{frc}}}{\tilde{m}_{LPC}} \right) (1 - S_{wi})}{B_{gi}} \dots\dots\dots(L-3.80)$$

$$G = \frac{225 T \sqrt{t_{frc}} (1 - S_{wi})}{(\mu_g c_t)_i \tilde{m}_{LPC} B_{gi}} \dots\dots\dots(L-3.81)$$

se tiene que:

$$(1 - S_{wi}) = S_{gi} \dots\dots\dots(L-3.39)$$

se sustituye la Ec. L-3.39 en la Ec. L-3.81, se obtiene:

$$G = \frac{225 T \sqrt{t_{frc}} S_{gi}}{(\mu_g c_t)_i \tilde{m}_{LPC} B_{gi}} \dots\dots\dots(L-3.82)$$

se reacomodan términos, y finalmente da:

$$G = \frac{225 T S_{gi}}{(\mu_g c_t B_{gi})_i} \left(\frac{\sqrt{t_{frc}}}{\tilde{m}_{LPC}} \right) \dots\dots\dots(L-3.83)$$

3.3.1.2.5 Evaluación del volumen original de gas, G mediante el uso de c_g además de c_t . Si $S_w < 10\%$ y $S_g c_g$ dominan en el cálculo de c_t . Se tiene:

$$c_t = c_f + S_g c_g + S_w c_w = S_g c_g \dots\dots\dots(L-3.42)$$

entonces, con la Ec. L-3.79:

$$Vp = \frac{225 T}{(\mu_g c_t)_i} \left(\frac{\sqrt{t_{frc}}}{\tilde{m}_{LPC}} \right) \dots\dots\dots(L-3.79)$$

se sustituye la Ec. L-3.42 en la Ec. L-3.79 y da:

$$Vp = \frac{225 T}{(\mu_g S_g c_g)_i} \left(\frac{\sqrt{t_{frc}}}{\tilde{m}_{LPC}} \right) \dots\dots\dots(L-3.84)$$

y de la Ec. L-3.36,

$$G = \frac{Vp(1-S_{wi})}{B_{gi}} \dots\dots\dots(L-3.36)$$

se sustituye la Ec. L-3.84 dentro de la Ec. L-3.36, se tiene:

$$G = \frac{225 T}{(\mu_g c_g S_g)_i} \frac{(1-S_{wi})}{B_{gi}} \left(\frac{\sqrt{t_{frc}}}{\tilde{m}_{LPC}} \right) \dots\dots\dots(L-3.85)$$

de acuerdo a la Ec. L-3.39, la Ec, L-3.85 se convierte en:

$$G = \frac{225 T}{(\mu_g c_g B_g)_i} \left(\frac{\sqrt{t_{frc}}}{\tilde{m}_{LPC}} \right) \dots\dots\dots(L-3.86)$$

3.3.1.2.6 Cálculo del daño al comienzo del efecto del régimen de flujo, b . De la Ec. L-3.54:

$$\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = \frac{315.4327 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i} h} \left(\frac{1}{\sqrt{k L}} \right) \sqrt{t} + S^g X \dots\dots\dots(L-3.54)$$

la no intersección en cero de la línea recta para la condición de explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} es b_{LPC} :

$$b_{LPC} = S^g X \dots\dots\dots(L-3.87)$$

y X es:

$$X = \left(\frac{1424T}{kh} \right) \dots\dots\dots(L-3.5)$$

se sustituye Ec. L-3.5 en la Ec. L-3.87, da:

$$b_{LPC} = S^g \frac{1424T}{kh} \dots\dots\dots(L-3.88)$$

si $S^g = b$ en la línea recta de la gráfica en la **Fig. B4**, y $h = x_e$ en la **Fig. 3-11**,

$A_{c1} = h^2 \Rightarrow \sqrt{A_{c1}} = h$ entonces en la Ec. L-3.88, se tiene:

$$b_{LPC} = b \frac{1424T}{k \sqrt{A_{c1}}} \dots\dots\dots(L-3.89)$$

el daño a la formación al comienzo del efecto de régimen de flujo es:

$$b = \frac{b_{LPC} k \sqrt{A_{c1}}}{1424T} \dots\dots\dots(L-3.90)$$

3.4 Régimen de flujo bilineal (B)

Esta geometría de flujo se detecta en pozos hidráulicamente fracturados y en yacimientos naturalmente fracturados. Un flujo bilineal existe, cuando la mayoría de los fluidos en el agujero del pozo provenientes de la formación y de la fractura no han sentido los efectos de la frontera externa⁷⁵, éste se presenta generalmente después de un período de transición, la duración de éste flujo depende principalmente de la conductividad de la fractura⁸⁶. El flujo bilineal se observa con datos de producción en yacimientos de baja permeabilidad. El comportamiento bilineal de largo plazo se ha detectado en algunas cuencas con baja permeabilidad que producen gas.

Algunas condiciones que causan flujo bilineal son: un pozo vertical entre dos fugas paralelas de frontera debido a fallamiento o a procesos sedimentarios, un pozo vertical cerca de una falla con conductividad infinita, un pozo vertical con fractura de conductividad infinita, un pozo horizontal en un yacimiento fracturado con comportamiento transitorio de doble porosidad durante el período intermedio con flujo lineal, en un pozo horizontal ubicado en un yacimiento estratificado con comportamiento transitorio de doble porosidad

durante el período intermedio con flujo lineal y un yacimiento lineal con comportamiento de doble porosidad.

3.4.1 Ecuaciones de interpretación para régimen de flujo bilineal en un modelo de yacimiento homogéneo e infinito con la condición de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g

Éste tipo de comportamiento de flujo no ha sido muy considerado en la literatura técnica. Es llamado flujo bilineal debido a que dos flujos lineales ocurren en forma simultánea. Uno de los flujos es un flujo lineal incompresible en la fractura, y el otro es flujo lineal compresible en la formación^{86,75}, como se muestra en la **Fig. 3-16**. Los pozos fracturados exhiben varios tipos de flujo; el flujo bilineal se produce debido a la expansión de la formación generando flujo lineal tanto al pozo como a la fractura alimentando en el interior de esta última al otro flujo lineal que ya tiene lugar con dirección al pozo.

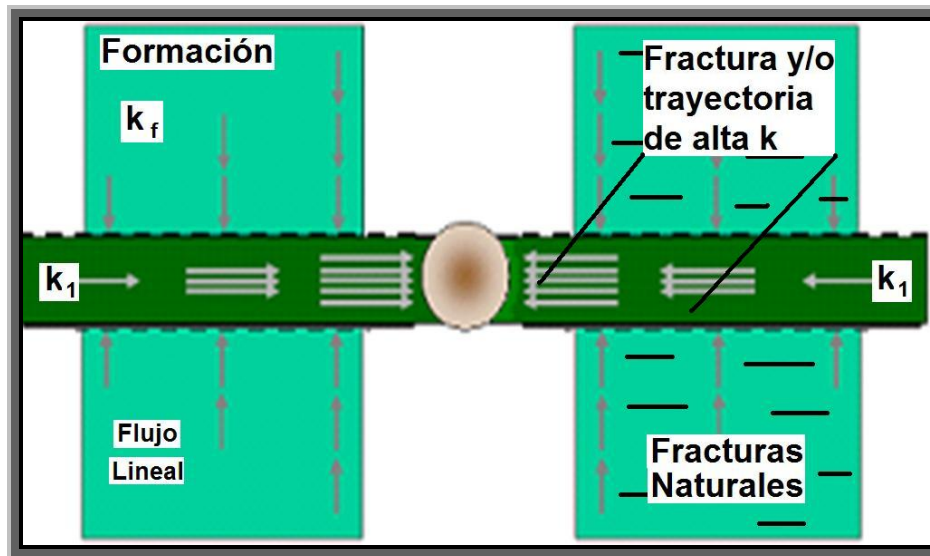


Fig. 3-16 – Diagrama que muestra la presencia de un régimen o geometría de flujo bilineal alrededor de un pozo productor conectado a una trayectoria de alta permeabilidad, la cual posee flujo que se alimenta por fluido proveniente de la formación y se añade al flujo lineal existente dentro de la trayectoria.

Hay existencia de flujo bilineal si en la fractura se tiene cierta resistencia al flujo de fluido y no se produce expansión (no hay aportación de fluidos), y si en la formación se tiene alguna resistencia al flujo y se da en la formación la expansión necesaria. Esta geometría de flujo aplica en yacimientos naturalmente fracturados o en yacimientos hidráulicamente fracturados.

El flujo en el interior de la fractura puede ser considerado como incompresible debido a que el volumen de la fractura es muy pequeño. Éste flujo es observado cuando la conductividad de la fractura es intermedia o pequeña. $F_{CD} = k_f w_f$. Esto significa que el valor del producto entre el ancho y la permeabilidad de la fractura sea bajo como la caída de la presión en la misma. La conductividad adimensional de la fractura es:

$$F_{CD} = (k_f w)_D = \frac{k_f w_f}{k x_f} \dots\dots\dots (A.5)$$

Si $(k_f w)_D \geq 300$ la conductividad de la fractura es infinita, esto significa que el régimen de flujo bilineal se presenta en respuesta a la presión si la conductividad de la fractura es menor a éste valor, aquí no existen Δp a través de la fractura, esto quiere decir que la presión no depende de x_f . El régimen de flujo bilineal es afectado por c_f, ϕ, μ, k, k_f y w_f . El comportamiento de la presión durante el período de flujo bilineal se representa por:

$$P_{WDB} = \frac{\pi}{\Gamma\left(1\frac{1}{4}\right)\sqrt{2k_{fD}w_{fD}}} t_{D_{sf}}^{1/4} + S^g = \frac{2.457}{\sqrt{(k_f w)_D}} t_{D_{sf}}^{1/4} + S^g \dots\dots\dots (B.1)$$

o

$$P_{WDB} = \frac{2.457}{\sqrt{(k_f w)_D}} t_{D_{sf}}^{1/4} + S^g \dots\dots\dots (B.1)$$

Esta ecuación B.1 modela la caída de presión adimensional para la condición de explotación a gasto de flujo constante de producción, q_L para el caso de líquidos.

La Ec. B.1 indica que una gráfica de P_{wD} vs. $\sqrt[4]{t}$ produce una línea recta con pendiente inversamente proporcional a la raíz cuadrada de la conductividad de la fractura, $[2.457/\sqrt{(k_f w)_D}]$ y la no intersección en cero de la línea recta.

$$m_{fb} = \frac{\pi}{\Gamma\left(1\frac{1}{4}\right)\sqrt{2k_{fd}w_{fd}}} = \frac{2.457}{\sqrt{(k_f w)_D}} \dots\dots\dots (B-3.1)$$

Este régimen de flujo es fácil de confundir con el régimen de flujo lineal, para distinguirlos se necesita tener una particular atención en la pendiente de línea recta, para flujo lineal es de $\frac{1}{2}$; para el comportamiento de flujo bilineal es de $\frac{1}{4}$. **Fig. 3- 17.**

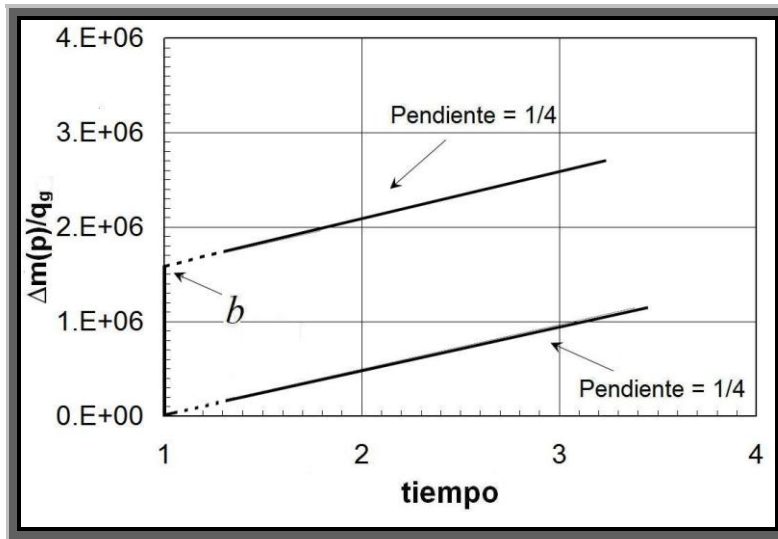


Fig. 3-17 – Esquema que muestra la detección de un régimen o geometría de flujo bilineal alrededor de un pozo productor vertical u horizontal con base en el valor de la pendiente de la línea recta.

El final de la porción de la línea recta en la **Fig. 3-17** es una función de $(k_f w)_D$. El tiempo adimensional para el final de la porción de la línea recta o la duración del flujo bilineal se calcula de:

$$t_{Dffb} = \frac{0.1}{(k_f w)_D^2} \dots\dots\dots (B-3.2)$$

para $(k_f w)_D \geq 3$,

$$t_{Dffb} = \frac{0.0205}{[(k_f w)_D - 1.5]^{1.53}} \dots\dots\dots (B-3.3)$$

para $1.6 \leq (k_f w)_D \leq 3$,

$$t_{Dffb} = \left(\frac{4.55}{\sqrt{(k_f w)_D}} - 2.5 \right)^{-4} \dots\dots\dots (B-3.4)$$

para $(k_f w)_D \leq 1.6$.

éste período de flujo ocurre generalmente cuando $F_{CD} = (k_f w)_D \geq 3$.

Para deducir las fórmulas de interpretación se renombra la Ec. B.1 la cual es el modelo matemático para la caída de presión adimensional para la condición de producción a gasto de flujo constante, q_L en el caso de líquidos.

$$P_{WDB} = \frac{2.457}{\sqrt{(k_f w)_D}} t_{Dsf}^{1/4} + S^g \dots\dots\dots (B.1)$$

ahora se hace la similitud para el caso del gas $P_{WDB} = m_{WDB}$:

$$m_{WDB} = \frac{2.45}{\sqrt{(k_f w)_D}} t_{Dsf}^{1/4} + S^g \dots\dots\dots (B.2)$$

La Ec. B.2 es el modelo matemático para la caída de presión adimensional para la condición de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g para el caso de gas. Se renombra la Ec. A.1 que es la presión adimensional para el gas real:

$$m_{DL} = \frac{k h [m(p_i) - m(p_{wf})]}{1424 q_g T} \dots\dots\dots (A.1)$$

se hace:

$$m_{DL} = m_{WDB} + S^g \dots\dots\dots (B-3.5)$$

para llegar al modelo de la ecuación de la línea recta $y = mx + b \Rightarrow \Delta p = c_1 \sqrt[4]{t} + c_2$, que es el modelo de tipo de curva para flujo bilineal. Se sustituyen las Ecuaciones. A.1 y B.2 en la Ec. B-3.5:

$$\frac{k h [m(p_i) - m(p_{wf})]}{1424 q_g T} = \frac{2.45}{\sqrt{(k_f w)_D}} t_{D_g}^{1/4} + S^g \dots\dots\dots (B-3.6)$$

el tiempo adimensional del gas real se representa como:

$$t_{DL} = \frac{0.00633 k t}{(\phi \mu_g c_i)_i L^2} \dots\dots\dots (A.3)$$

se tiene que $t_{DL} = t_{D_{x_f}}$ basado en la distancia $x_e = x_f$, **Fig. 3-13**, entonces $L^2 = x_f^2 = A_c$,

también $h = \sqrt{A_c}$:

$$t_{D_{x_f}} = \frac{0.00633 k t}{(\phi \mu_g c_i)_i A_c} \dots\dots\dots (B-3.7)$$

se renombra la Ec. A.6 que es la conductividad de la fractura adimensional

$$F_{CD} = (k_f w)_D = \frac{k_f w}{k x_f} \dots\dots\dots (A.6)$$

si $L^2 = x_f^2 = A_c$, entonces la Ec. A.6 se convierte en:

$$F_{CD} = (k_f w)_D = \frac{k_f w}{k \sqrt{A_c}} \dots\dots\dots (B-3.8)$$

con $L^2 = x_f^2 = A_c$, entonces $L = \sqrt{A_c}$ y se sustituyen las Ecuaciones. B-3.7 y B-3.8 en la Ec.

B-3.6, además $h = \sqrt{A_c}$ se obtiene:

$$\frac{k \sqrt{A_c} [m(p_i) - m(p_{wf})]}{1424 q_g T} = \frac{2.45}{\sqrt{\frac{k_f w}{k \sqrt{A_c}}}} \left(\frac{0.00633 k t}{(\phi \mu_g c_i)_i A_c} \right)^{1/4} + S^g \dots\dots\dots (B-3.9)$$

se despejan y acomodan términos:

$$\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = \frac{(2.45)(1424)(0.00633)^{1/4} T \left(\frac{0.00633 k t}{(\phi \mu_g c_t)_i A_c} \right)^{1/4}}{\sqrt{k_f w} \sqrt{k \sqrt{A_c}}} + S^g X \dots\dots\dots (B-3.10)$$

y X es:

$$X = \left(\frac{1424 T}{k \sqrt{A_c}} \right) \dots\dots\dots (B-3.11)$$

se re arregla,

$$\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = \frac{(2.45)(1424)(0.00633)^{1/4} T \left(\frac{k \sqrt{A_c}}{k_f w} \right)^{1/2} \left(\frac{k t}{(\phi \mu_g c_t)_i A_c} \right)^{1/4}}{k \sqrt{A_c}} + S^g X \dots\dots\dots (B-3.12)$$

$$\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = \frac{984.0723 T k^{1/2} k^{1/4} A_c^{1/2} A_c^{1/2}}{[(\phi \mu_g c_t)_i]^{1/4} (k_f w)^{1/2} k^{1/4} A_c^{1/2} A_c^{1/4}} \sqrt[4]{t} + S^g X \dots\dots\dots (B-3.13)$$

$$\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = \frac{984.0723 T A_c^{1/4}}{[(\phi \mu_g c_t)_i]^{1/4} (k_f w)^{1/2} k^{1/4}} \sqrt[4]{t} + S^g X \dots\dots\dots (B-3.14)$$

finalmente se obtiene:

$$\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = \frac{984 A_c^{1/4}}{\sqrt[4]{k(\phi \mu_g c_t)_i}} \left(\frac{T}{\sqrt{k_f w}} \right) \sqrt[4]{t} + S^g X \dots\dots\dots (B-3.15)$$

Se tiene la forma de la ecuación de la línea recta $y = mx + b \Rightarrow \Delta p = c_1 \sqrt[4]{t} + c_2$, que es el modelo de tipo de curva para flujo bilineal. Una gráfica normal de $[m(p_i) - m(p_{wf})]/q_g$ vs. $\sqrt[4]{t}$ da una línea recta, **Fig. 3-18**, de la Ec. B-3.15 se obtiene la pendiente:

$$c_1 = \tilde{m}_{BGC} = \frac{984 A_c^{1/4}}{\sqrt[4]{k(\phi \mu_g c_t)_i}} \left(\frac{T}{\sqrt{k_f w}} \right) \dots\dots\dots (B-3.16)$$

se despeja el término $\sqrt{k_f w}$:

$$\sqrt{k_f w} = \frac{984 A_c^{1/4}}{\sqrt[4]{k(\phi \mu_g c_t)_i}} \left(\frac{T}{\tilde{m}_{BGC}} \right) \dots\dots\dots (B-3.17)$$

ahora se hace k_f igual a la trayectoria de mayor permeabilidad k_1 :

$$\sqrt{k_1 w} = \frac{984 A_c^{1/4}}{\sqrt[4]{k(\phi \mu_g c_t)_i}} \left(\frac{T}{\tilde{m}_{BGC}} \right) \dots\dots\dots (B-3.18)$$

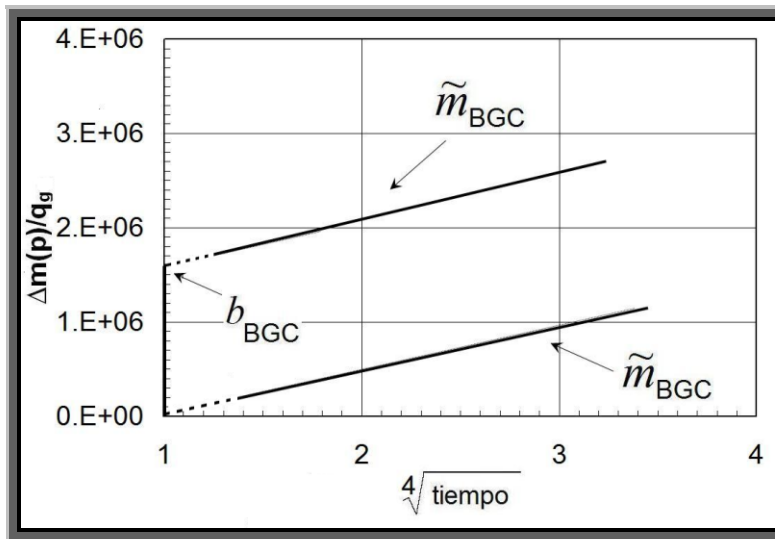


Fig. 3-18 – Esquema que muestra la presencia de un régimen o geometría de flujo bilineal alrededor de un pozo productor con intersección y no intersección en cero de la líneas rectas.

3.4.1.1 Cálculo del daño al comienzo del efecto del régimen de flujo, s_1 . De la Ec. B-3.15:

$$\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = \frac{984 A_c^{1/4}}{\sqrt[4]{k(\phi \mu_g c_t)_i}} \left(\frac{T}{\sqrt{k_f w}} \right) \sqrt[4]{t} + S^g X \dots\dots\dots (B-3.15)$$

la no intersección en cero para flujo bilineal con la condición de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g es b_{BGC} :

$$c_2 = b_{BGC} = S^g X \dots\dots\dots (B-3.19)$$

y X es:

$$X = \left(\frac{1424T}{k \sqrt{A_c}} \right) \dots\dots\dots (B-3.11)$$

se sustituye la Ec. B-3.11 en la Ec. B-3.19, da:

$$b_{BGC} = S^g \frac{1424T}{k \sqrt{A_c}} \dots\dots\dots (B-3.20)$$

si $S^g = s_1$ en la línea recta de la gráfica en la **Fig. 3-18**. Entonces en la Ec. B-3.20, se tiene:

$$b_{BGC} = s_1 \frac{1424T}{k \sqrt{A_c}} \dots\dots\dots (B-3.21)$$

se despeja s_1 y el daño a la formación al comienzo del efecto de régimen de flujo es:

$$s_1 = \frac{b_{BGC} k \sqrt{A_c}}{1424T} \dots\dots\dots (B-3.22)$$

3.5 Régimen de Flujo radial (R)

Ahora se presenta el régimen de flujo radial, en los diagramas de abajo se tiene una vista superficial del un pozo productor vertical y su entorno con la formación no fracturada y fracturada, y un corte transversal de la formación con un pozo productor vertical, en la **Fig. 3-19** y **Fig. 3-20** respectivamente, en estas figuras se ilustra la geometría de flujo radial hacia un pozo productor.

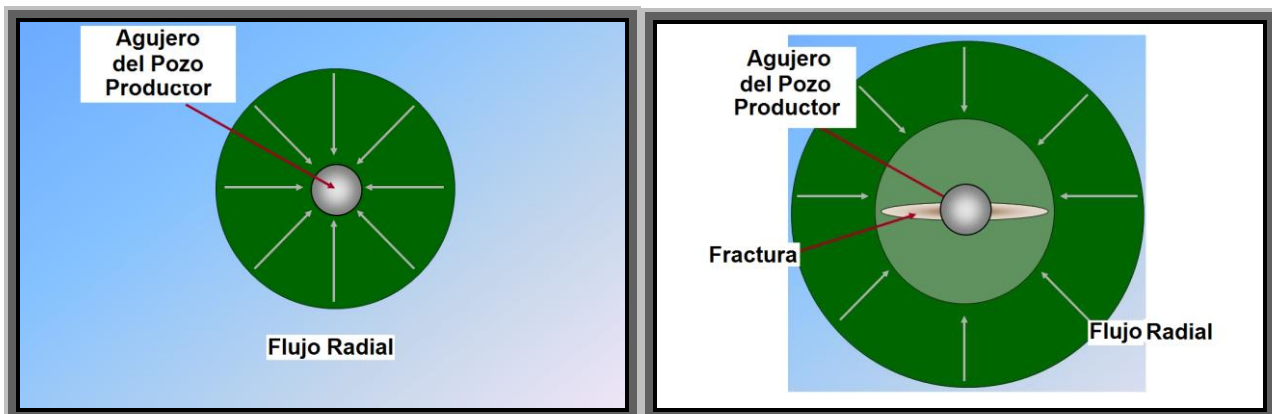


Fig. 3-19 – Esquema que muestra la presencia de un régimen o geometría de flujo radial alrededor de un pozo productor vertical sin fractura (esbozo izquierdo) y con fractura (esbozo derecho).

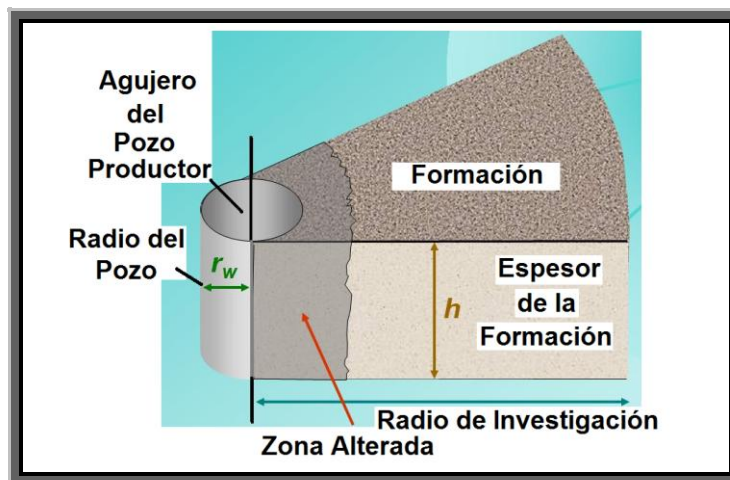


Fig. 3-20 – Ilustración que muestra un corte transversal de una formación con un pozo productor vertical con la presencia de un régimen o geometría de flujo radial.

El régimen de flujo radial ocurre en diversas situaciones. Cuando se dispone de datos indicativos de un régimen de flujo radial, estos datos se utilizan para estimar la permeabilidad de la formación y el factor de daño. Las situaciones físicas que pueden causar flujo radial son, en primer lugar, un pozo vertical que pasa a través de la formación, la aparición de flujo radial en algún momento es muy probable, en un pozo productor hidráulicamente fracturado no se tiene flujo radial al comienzo del tiempo de explotación, pero una vez que el período transitorio o el radio de investigación ha ido más allá de la fractura, entonces se tiene flujo radial. Una segunda posible aparición de flujo radial en un pozo horizontal viene después de que el transitorio se ha salido de la formación, más allá del final de los extremos del pozo, algo que es análogo a tener la posibilidad de tener flujo radial en pozos verticales hidráulicamente fracturados después de que el período transitorio ha avanzado más allá de las puntas de las fracturas. **Fig. 3-21.**

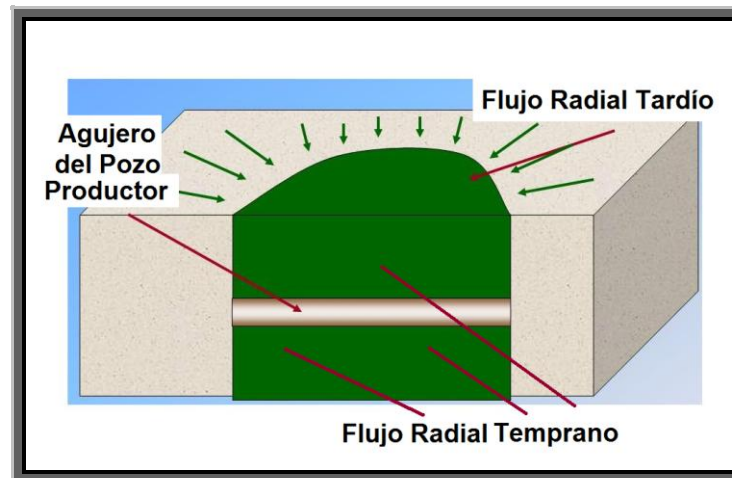


Fig. 3-21 – Esquema que muestra la similitud del comportamiento en cuanto a la aparición de flujo radial en un pozo horizontal y en un pozo vertical hidráulicamente fracturado.

3.5.1 Radio de investigación, r_{inv} . El radio de investigación es el punto en el yacimiento en el cual la reducción de la presión es insignificante. La presión transitoria se mueve del exterior al interior del yacimiento, éste radio de investigación representa la profundidad a la cual las propiedades de la formación son estudiadas, es decir, indica el punto más alejado de los cambios de presión del pozo.

3.5.2 Ecuaciones de interpretación para régimen de flujo radial en un modelo de yacimiento homogéneo e infinito con las condiciones de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g y a presión de fondo fluyendo constante, P_{wf}

En un modelo de yacimiento homogéneo para líquidos ligeramente compresibles, las técnicas de análisis para la evaluación del pozo para éste tipo de yacimientos se basan en la línea fuente (Ei-función) para la ecuación de difusión.

3.5.2.1 Consideraciones del modelo de flujo radial. La ecuación estándar que modela el flujo radial de los fluidos del yacimiento tiene las siguientes consideraciones:

- Líquido en una sola fase con las constantes de μ, c, B .
- La formación tiene constantes de ϕ, h .
- Pozo productor terminado el cual penetra en todo el espesor de arena.
- Yacimiento infinito conteniendo solamente un pozo productor.
- Presión uniforme en el yacimiento previo a la producción.
- Gasto de producción constante, q al inicio en el tiempo $t = 0$.
- Yacimiento homogéneo.

De las ecuaciones para yacimientos homogéneos en el caso de líquidos se tiene la siguiente solución analítica para la condición de producción a gasto de flujo constante de líquido, q_L para flujo radial:

$$P_{wD} = \frac{1}{2}(\ln t_D + 0.80907 + 2s) \dots\dots\dots (R.1)$$

o para la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} , $P_{wD} = \frac{1}{q_{wD}}$:

$$\frac{1}{q_{wD}} = \frac{1}{2}(\ln t_D + 0.80907 + 2s) \dots\dots\dots (R.2)$$

La solución analítica para el flujo de líquido se adapta para el flujo de gas mediante el uso de la pseudo-presión del gas real. Para el caso de gas la solución de P_{wD} es reemplazada por m_{wD} así, a gasto de flujo constante de gas, q_g :

$$P_{wD} = m_{wD} = \frac{1}{2}(\ln t_D + 0.80907 + 2s) \dots\dots\dots (R.3)$$

o a presión de fondo fluyendo constante p_{wf} :

$$\frac{1}{q_{wD}} = \frac{1}{m_{wD}} = \frac{1}{2}(\ln t_D + 0.80907 + 2s) \dots\dots\dots (R.4)$$

Las definiciones para m_{WD} y para $\frac{1}{m_{WD}}$ parecen que son las mismas, excepto que para el caso de m_{WD} la presión de fondo fluyendo, p_{wf} varía, mientras que para el caso de $\frac{1}{m_{WD}}$ el gasto de flujo de gas, q_g varía.

Se tienen las variables adimensionales para yacimientos homogéneos lineales, renombrando las Ecuaciones. 4 y 9:

$$m_{DL} = \frac{k h [m(p_i) - m(p_{wf})]}{1424 q_g T} \dots\dots\dots (A.1)$$

y

$$t_{DL} = \frac{0.00633 k t}{(\phi \mu_g c_t)_i L^2} \dots\dots\dots (A.3)$$

3.5.2.2 Ecuaciones de interpretación para régimen de flujo radial en un modelo de yacimiento homogéneo e infinito con la condición de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g

Se tiene el modelo de flujo radial para gasto de flujo constante de gas, q_g , Ec. R.3:

$$m_{WD} = \frac{1}{2} (\ln t_D + 0.80907 + 2s) \dots\dots\dots (R.3)$$

se hace:

$$m_{DL} = m_{WD} \dots\dots\dots (R-3.1)$$

se sustituyen las Ecuaciones. A.1 y R.3 dentro de la Ec. R-3.1 y da:

$$\frac{k h [m(p_i) - m(p_{wf})]}{1424 q_g T} = \frac{1}{2} (\ln t_D + 0.80907 + 2s) \dots\dots\dots (R-3.2)$$

se toma en cuenta que $t_{DL} = t_D$, y $L^2 = r_w^2$, y se sustituye la Ec. A.3 en la Ec. R-3.2 para dar:

$$\frac{k h [m(p_i) - m(p_{wf})]}{1424 q_g T} = \frac{1}{2} \left(\ln \frac{0.00633 k t}{(\phi \mu_g c_t)_i r_w^2} + 0.80907 + 2s \right) \dots\dots\dots (R-3.3)$$

se aplica cambio de logaritmo natural a logaritmo común o decimal con base 10, $\ln = 2.3025850929 \log$, en la Ec. R-3.3, se tiene:

$$\frac{k h [m(p_i) - m(p_{wf})]}{1424 q_g T} = \frac{1}{2} \left(2.3025850929 \log \frac{0.00633 k t}{(\phi \mu_g c_t)_i r_w^2} + 0.80907 + 2s \right) \dots\dots\dots (R-3.4)$$

se simplifican términos:

$$\left(\frac{1}{2.3025850929} \right) \left(\frac{k h [m(p_i) - m(p_{wf})]}{1424 q_g T} \right) = \left(\frac{1}{2} \right) \dots\dots\dots (R-3.5)$$

$$\left(2.3025850929 \log \frac{0.00633 k t}{(\phi \mu_g c_t)_i r_w^2} + 0.80907 + 2s \right) \left(\frac{1}{2.3025850929} \right)$$

$$\left(\frac{k h [m(p_i) - m(p_{wf})]}{3,278.8812 q_g T} \right) = \frac{1}{2} \left(\log \frac{0.00633 k t}{(\phi \mu_g c_t)_i r_w^2} + 0.3516 + 0.8686s \right) \dots\dots\dots (R-3.6)$$

se despeja y simplifica:

$$\left(\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} \right) = \frac{3,278.8812 T}{2 k h} \left(\log \frac{0.00633 k t}{(\phi \mu_g c_t)_i r_w^2} + 0.3516 + 0.8686s \right) \dots\dots\dots (R-3.7)$$

$$\left(\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} \right) = \frac{1,639.4406 T}{k h} \left(\log \frac{0.00633 k t}{(\phi \mu_g c_t)_i r_w^2} + 0.3516 + 0.8686s \right) \dots\dots\dots (R-3.8)$$

re agrupando términos se tiene:

$$\left(\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} \right) = \frac{1640 T}{k h} \log t + \frac{1640 T}{k h} \left(\log \frac{0.00633 k}{(\phi \mu_g c_t)_i r_w^2} + 0.352 + 0.869s \right) \dots\dots\dots (R-3.9)$$

Se compara esta última ecuación con la ecuación de la línea recta, $y = mx + b$ y con el modelo de flujo radial a gasto de flujo constante de gas, q_g , **Fig 3-22**, $\Delta p = c_1 \log t + c_2$ se sugiere una técnica de análisis en la cual los siguientes términos son análogos: $y \approx \Delta m(p) / q_g = \Delta p$; $x \approx \log t$ y $m = c_1$, entonces la pendiente \tilde{m}_{RGC} es:

$$\tilde{m}_{RGC} = \frac{1640 T}{k h} \dots\dots\dots (R-3.10)$$

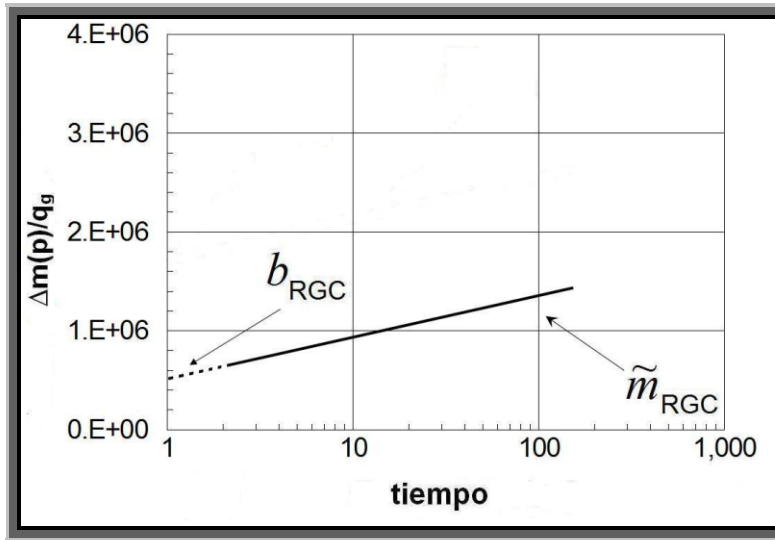


Fig. 3-22 – Ilustración de la gráfica semi-log que contiene el modelo de tipo de curva para régimen de flujo radial para evaluar algunos valores en yacimientos de gas con baja permeabilidad para flujo radial con no intersección en cero de la línea recta, bajo la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g .

se obtiene el producto kh de la Ec. R-3.10, se tiene:

$$kh = \frac{1640T}{\tilde{m}_{RGC}} \dots\dots\dots (R-3.11)$$

del modelo de flujo radial y de la Ec. R-3.9 se obtiene $c_2 = b_{RGC}$, así:

$$c_2 = b_{RGC} = \frac{1640T}{kh} \left(\log \frac{0.00633k}{(\phi \mu_g c_t)_i r_w^2} + 0.352 + 0.869s \right) \dots\dots\dots (R-3.12)$$

de la cual se obtiene la distancia en dirección al flujo, s :

$$s = \frac{1}{0.869} \left(\frac{b_{RGC} kh}{1640T} - \log \frac{0.00633k}{(\phi \mu_g c_t)_i r_w^2} - 0.352 \right) \dots\dots\dots (R-3.13)$$

3.5.2.2.1 Cálculo del radio de investigación, r_{inv} . El radio de investigación r_{inv} se calcula mediante la identificación del final de la línea recta para el régimen de flujo radial, t_{flr} , y comparando éste tiempo en días, para el correspondiente tiempo adimensional, $t_{Dr_{inv}}$. Éste valor de $(t_{Dr_{inv}})_{flr}$ es de 0.20, el radio de investigación correspondiente a la frontera externa se obtiene mediante el rearrreglo de la Ec. A.3 al tiempo correspondiente, t_{flr} y a la distancia del radio de investigación, r_{inv} . Se renombra la Ec. A.3:

$$t_{DL} = \frac{0.00633 k t}{(\phi \mu_g c_t)_i L^2} \dots\dots\dots (A.3)$$

se tiene que $t = t_{flr}$, $t_{DL} = t_{Dr_{inv}}$, $L^2 = r_{inv}^2$ y $t_{Dr_{inv}} = 0.20$, se sustituye en la Ec. A.3 y da:

$$t_{Dr_{inv}} = \frac{0.00633 k t_{flr}}{(\phi \mu_g c_t)_i r_{inv}^2} = 0.20 \dots\dots\dots (R-3.14)$$

se despeja r_{inv} , se tiene:

$$r_{inv}^2 = \frac{0.00633 k t_{flr}}{(\phi \mu_g c_t)_i t_{Dr_{inv}} = 0.20} \dots\dots\dots (R-3.15)$$

$$r_{inv} = \sqrt{\frac{0.00633 k t_{flr}}{(\phi \mu_g c_t)_i 0.20}} \dots\dots\dots (R-3.16)$$

$$r_{inv} = \left(\frac{0.00633}{0.20}\right)^{1/2} \frac{\sqrt{k t_{flr}}}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i}} \dots\dots\dots (R-3.17)$$

el radio de investigación se obtiene entonces de la Ec. R-3.17 como:

$$r_{inv} = 0.1779 \sqrt{\frac{k t_{flr}}{(\phi \mu_g c_t)_i}} \dots\dots\dots (R-3.18)$$

3.5.2.2.2 Cálculo del área de drene, A . El área de drene esta dada mediante la Ec. R-3.19:

$$A = \pi r_{inv}^2 \dots\dots\dots (R-3.19)$$

se renombra la Ec. R-3.11:

$$k h = \frac{1640T}{\tilde{m}_{RGC}} \dots\dots\dots (R-3.11)$$

se despeja la permeabilidad, k :

$$k = \frac{1640T}{\tilde{m}_{RGC} h} \dots\dots\dots (R-3.20)$$

se renombra la Ec. R-3.18:

$$r_{inv} = 0.1779 \sqrt{\frac{k t_{flr}}{(\phi \mu_g c_t)_i}} \dots\dots\dots (R-3.18)$$

se reacomoda la ecuación anterior:

$$r_{inv} = 0.1779 \sqrt{k} \sqrt{\frac{t_{flr}}{(\phi \mu_g c_t)_i}} \dots\dots\dots (R-3.21)$$

se sustituye la Ec. R-3.20 dentro de la Ec. R-3.21, se obtiene:

$$r_{inv} = 0.1779 \left(\frac{1640T}{\tilde{m}_{RGC} h} \right)^{1/2} \left(\frac{t_{flr}}{(\phi \mu_g c_t)_i} \right)^{1/2} \dots\dots\dots (R-3.22)$$

se sustituye la Ec. R-3.22 en la Ec. R-3.19:

$$A = \pi \left(0.1779 \sqrt{\frac{1640T}{\tilde{m}_{RGC} h}} \sqrt{\frac{t_{flr}}{(\phi \mu_g c_t)_i}} \right)^2 \dots\dots\dots (R-3.23)$$

se re arregla la Ec. R-3.23:

$$A = \pi \left(51.9034 \frac{T}{\tilde{m}_{RGC} h} \frac{t_{flr}}{(\phi \mu_g c_t)_i} \right) \dots\dots\dots (R-3.24)$$

o

$$A = \frac{163.0593T}{(\phi \mu_g c_t)_i h} \left(\frac{t_{flr}}{\tilde{m}_{RGC}} \right) \dots\dots\dots (R-3.25)$$

finalmente, queda:

$$A = \frac{163 T}{(\phi \mu_g c_t)_i h} \left(\frac{t_{flr}}{\tilde{m}_{RGC}} \right) \dots\dots\dots (R-3.26)$$

3.5.2.2.3 Cálculo del volumen de poro, V_p . El volumen de poro esta dado por:

$$V_p = A(\phi)_i h \dots\dots\dots (R-3.27)$$

se renombra la Ec. R-3.26 y se sustituye en la Ec. R-3.27, se obtiene:

$$V_p = \frac{163 T}{(\phi \mu_g c_t)_i h} \left(\frac{t_{flr}}{\tilde{m}_{RGC}} \right) (\phi)_i h \dots\dots\dots (R-3.28)$$

se simplifica:

$$V_p = \frac{163 T}{(\mu_g c_t)_i} \left(\frac{t_{flr}}{\tilde{m}_{RGC}} \right) \dots\dots\dots (R-3.29)$$

3.5.2.2.4 Cálculo del volumen original de gas, G . Se tiene la siguiente Ec. R-3.30:

$$G = \frac{V_p(1-S_{wi})}{B_{gi}} \dots\dots\dots (R-3.30)$$

se renombra la Ec. R-3.29 y se sustituye en la Ec. R.330:

$$G = \frac{\frac{163T}{(\mu_g c_t)_i} \left(\frac{t_{flr}}{\tilde{m}_{RGC}} \right) (1-S_{wi})}{B_{gi}} \dots\dots\dots (R-3.31)$$

$$G = \frac{163T t_{flr} (1-S_{wi})}{(\mu_g c_t)_i \tilde{m}_{RGC} B_{gi}} \dots\dots\dots (R-3.32)$$

se tiene que:

$$(1-S_{wi}) = S_{gi} \dots\dots\dots (R-3.33)$$

se sustituye la Ec. R-3.33 en la Ec. R-3.32, se obtiene:

$$G = \frac{163T t_{flr} S_{gi}}{(\mu_g c_t)_i \tilde{m}_{RGC} B_{gi}} \dots\dots\dots (R-3.34)$$

se acomodan términos, y finalmente da:

$$G = \frac{163 T S_{gi}}{(\mu_g c_t B_g)_i} \left(\frac{t_{flr}}{\hat{m}_{RGC}} \right) \dots\dots\dots (R-3.35)$$

3.5.2.3 Ecuaciones de interpretación para régimen de flujo radial en un modelo de yacimiento homogéneo e infinito con la condición de explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf}

Se tiene el modelo de flujo radial con la condición de explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} , la Ec. R.4:

$$\frac{1}{m_{wD}} = \frac{1}{2} (\ln t_D + 0.80907 + 2s) \dots\dots\dots (R.4)$$

se renombra la Ec. A.1 y la Ec. A.3:

$$m_{DL} = \frac{k h [m(p_i) - m(p_{wf})]}{1424 q_g T} \dots\dots\dots (A.1)$$

$$t_{DL} = \frac{0.00633 k t}{(\phi \mu_g c_t)_i L^2} \dots\dots\dots (A.3)$$

se hace:

$$m_{DL} = \frac{1}{m_{wD}} \dots\dots\dots (R-3.36)$$

se sustituyen las Ecuaciones. R.4 y A.1 dentro de la Ec. R-3.36 y da:

$$\frac{k h [m(p_i) - m(p_{wf})]}{1424 q_g T} = \frac{1}{2} (\ln t_D + 0.80907 + 2s) \dots\dots\dots (R-3.37)$$

se toma en cuenta que $t_{DL} = t_D$, y $L^2 = r_w^2$, y se sustituye la Ec. A.3 en la Ec. R-3.37, se tiene:

$$\frac{k h [m(p_i) - m(p_{wf})]}{1424 q_g T} = \frac{1}{2} \left(\ln \frac{0.00633 k t}{(\phi \mu_g c_t)_i r_w^2} + 0.80907 + 2s \right) \dots\dots\dots (R-3.38)$$

se aplica cambio de logaritmo natural a logaritmo común o decimal con base 10, $\ln = 2.3025850929 \log$, en la Ec. R-3.38, se tiene:

$$\frac{kh[m(p_i) - m(p_{wf})]}{1424 q_g T} = \frac{1}{2} \left(2.3025850929 \log \frac{0.00633 kt}{(\phi \mu_g c_t)_i r_w^2} + 0.80907 + 2s \right) \dots\dots\dots (R-3.39)$$

se simplifican términos:

$$\left(\frac{1}{2.3025850929} \right) \left(\frac{kh[m(p_i) - m(p_{wf})]}{1424 q_g T} \right) = \left(\frac{1}{2} \right) \dots\dots\dots (R-3.40)$$

$$\left(2.3025850929 \log \frac{0.00633 kt}{(\phi \mu_g c_t)_i r_w^2} + 0.80907 + 2s \right) \left(\frac{1}{2.3025850929} \right)$$

$$\left(\frac{kh[m(p_i) - m(p_{wf})]}{3,278.8812 q_g T} \right) = \frac{1}{2} \left(\log \frac{0.00633 kt}{(\phi \mu_g c_t)_i r_w^2} + 0.3516 + 0.8686s \right) \dots\dots\dots (R-3.41)$$

se despeja y se simplifica:

$$\left(\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} \right) = \frac{3,278.8812 T}{2 kh} \left(\log \frac{0.00633 kt}{(\phi \mu_g c_t)_i r_w^2} + 0.3516 + 0.8686s \right) \dots\dots\dots (R-3.42)$$

$$\left(\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} \right) = \frac{1,639.4406 T}{kh} \left(\log \frac{0.00633 kt}{(\phi \mu_g c_t)_i r_w^2} + 0.3516 + 0.8686s \right) \dots\dots\dots (R-3.43)$$

se re agrupan términos y se tiene:

$$\left(\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} \right) = \frac{1640 T}{kh} \log t + \frac{1640 T}{kh} \left(\log \frac{0.00633 k}{(\phi \mu_g c_t)_i r_w^2} + 0.352 + 0.869s \right) \dots\dots (R-3.44)$$

Se compara esta última ecuaciones con la ecuación de la línea recta, $y = mx + b$ y con el modelo de flujo radial a con la condición de explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} , **Fig 3-23**, $\Delta p = c_1 \log t + c_2$ se sugiere una técnica de análisis en la cual los siguientes términos son análogos: $y \approx \Delta m(p)/q_g = \Delta p$; $x \approx \log t$ y $m = c_1$, entonces la pendiente \tilde{m}_{RPC} es:

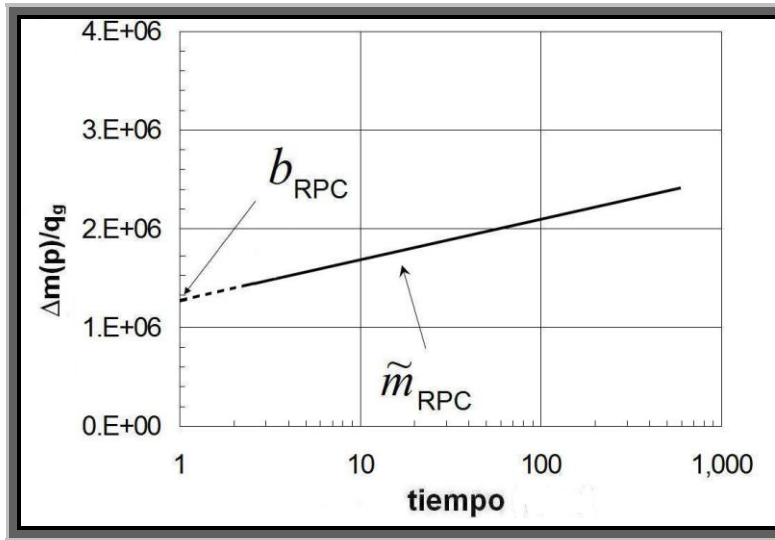


Fig. 3-23 – Ilustración de la gráfica semi-log que contiene el modelo de tipo de curva para régimen de flujo radial para evaluar algunos valores en yacimientos de gas con baja permeabilidad para flujo radial con no intersección en cero de la línea recta, bajo la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} .

$$\tilde{m}_{RPC} = \frac{1640 T}{k h} \dots\dots\dots (R-3.45)$$

se obtiene el producto kh de la Ec. R-3.45 y se tiene:

$$k h = \frac{1640 T}{\tilde{m}_{RPC}} \dots\dots\dots (R-3.46)$$

del modelo de flujo radial y de la Ec. R-3.44 se obtiene $c_2 = b_{RPC}$, así:

$$c_2 = b_{RPC} = \frac{1640 T}{k h} \left(\log \frac{0.00633 k}{(\phi \mu_g c_t)_i r_w^2} + 0.352 + 0.869 s \right) \dots\dots\dots (R-3.47)$$

de la cual se obtiene la distancia en dirección al flujo, s :

$$s = \frac{1}{0.869} \left(\frac{b_{RPC} k h}{1640 T} - \log \frac{0.00633 k}{(\phi \mu_g c_t)_i r_w^2} - 0.352 \right) \dots\dots\dots (R-3.48)$$

3.5.2.3.1 Cálculo del radio de investigación, r_{inv} . El radio de investigación r_{inv} se calcula mediante la identificación del final de la línea recta para el régimen de flujo radial, t_{flr} , y se compara éste tiempo en días, para el correspondiente tiempo adimensional, $t_{Dr_{inv}}$. Éste valor de $(t_{Dr_{inv}})_{flr}$ es de 0.20, el radio de investigación correspondiente a la frontera externa se obtiene mediante el rearrreglo de la Ec. A.3 al tiempo correspondiente, t_{flr} y a la distancia del radio de investigación, r_{inv} . Se siguen los mismos pasos hechos para el cálculo del radio de investigación para flujo radial con la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g , se renombra la Ec. A.3:

$$t_{DL} = \frac{0.00633 k t}{(\phi \mu_g c_t)_i L^2} \dots\dots\dots (A.3)$$

se tiene que $t = t_{flr}$, $t_{DL} = t_{Dr_{inv}}$, $L^2 = r_{inv}^2$ y $t_{Dr_{inv}} = 0.20$, y se sustituye en la Ec. A.3, da:

$$t_{Dr_{inv}} = \frac{0.00633 k t_{flr}}{(\phi \mu_g c_t)_i r_{inv}^2} = 0.20 \dots\dots\dots (R-3.49)$$

se despeja el radio de investigación, r_{inv} y se tiene:

$$r_{inv}^2 = \frac{0.00633 k t_{flr}}{(\phi \mu_g c_t)_i t_{Dr_{inv}} = 0.20} \dots\dots\dots (R-3.50)$$

$$r_{inv} = \sqrt{\frac{0.00633 k t_{flr}}{(\phi \mu_g c_t)_i 0.20}} \dots\dots\dots (R-3.51)$$

$$r_{inv} = \left(\frac{0.00633}{0.20}\right)^{1/2} \frac{\sqrt{k t_{flr}}}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i}} \dots\dots\dots (R-3.52)$$

el radio de investigación se obtiene entonces de la Ec. R-3.52 como:

$$r_{inv} = 0.1779 \sqrt{\frac{k t_{flr}}{(\phi \mu_g c_t)_i}} \dots\dots\dots (R-3.53)$$

3.5.2.3.2 Cálculo del área de drene, A . El área de drene esta dada mediante la Ec. R-3.19:

$$A = \pi r_{inv}^2 \dots\dots\dots (R-3.19)$$

se renombra la Ec. R-3.46:

$$k h = \frac{1640T}{\tilde{m}_{RPC}} \dots\dots\dots (R-3.46)$$

se despeja la permeabilidad, k :

$$k = \frac{1640T}{\tilde{m}_{RPC} h} \dots\dots\dots (R-3.54)$$

se renombra la Ec. R-3.53:

$$r_{inv} = 0.1779 \sqrt{\frac{k t_{flr}}{(\phi \mu_g c_t)_i}} \dots\dots\dots (R-3.53)$$

se reacomoda la ecuación anterior:

$$r_{inv} = 0.1779 \sqrt{k} \sqrt{\frac{t_{flr}}{(\phi \mu_g c_t)_i}} \dots\dots\dots (R-3.55)$$

se sustituye la Ec. R-3.54 dentro de la Ec. R-3.55 y se obtiene:

$$r_{inv} = 0.1779 \left(\frac{1640T}{\tilde{m}_{RPC} h} \right)^{1/2} \left(\frac{t_{flr}}{(\phi \mu_g c_t)_i} \right)^{1/2} \dots\dots\dots (R-3.56)$$

se sustituye la Ec. R-3.56 en la Ec. R-3.19:

$$A = \pi \left(0.1779 \sqrt{\frac{1640T}{\tilde{m}_{RPC} h}} \sqrt{\frac{t_{flr}}{(\phi \mu_g c_t)_i}} \right)^2 \dots\dots\dots (R-3.57)$$

se re arregla la Ec. R-3.57:

$$A = \pi \left(51.9034 \frac{T}{\tilde{m}_{RPC} h} \frac{t_{flr}}{(\phi \mu_g c_t)_i} \right) \dots\dots\dots (R-3.58)$$

o

$$A = \frac{163.0593T}{(\phi \mu_g c_t)_i h} \left(\frac{t_{flr}}{\tilde{m}_{RPC}} \right) \dots\dots\dots (R-3.59)$$

finalmente, queda:

$$A = \frac{163 T}{(\phi \mu_g c_t)_i h} \left(\frac{t_{flr}}{\tilde{m}_{RPC}} \right) \dots\dots\dots (R-3.60)$$

3.5.2.3.3 Cálculo del volumen de poro, V_p . El volumen de poro está dado por la ecuación:

$$V_p = A(\phi)_i h \dots\dots\dots (R-3.27)$$

se renombra la Ec. R-3.60 y se sustituye esta en la Ec. R-3.27, se obtiene:

$$V_p = \frac{163 T}{(\phi \mu_g c_t)_i h} \left(\frac{t_{flr}}{\tilde{m}_{RPC}} \right) (\phi)_i h \dots\dots\dots (R-3.61)$$

se simplifican términos:

$$V_p = \frac{163T}{(\mu_g c_t)_i} \left(\frac{t_{flr}}{\tilde{m}_{RPC}} \right) \dots\dots\dots (R-3.62)$$

3.5.2.3.4 Cálculo del volumen original de gas, G . Se renombra la ecuación Ec. R-3.30:

$$G = \frac{V_p(1-S_{wi})}{B_{gi}} \dots\dots\dots (R-3.30)$$

se renombra la Ec. R-3.62 y se sustituye ésta en la Ec. R-3.30, se obtiene:

$$G = \frac{\frac{163T}{(\mu_g c_t)_i} \left(\frac{t_{flr}}{\tilde{m}_{RPC}} \right) (1-S_{wi})}{B_{gi}} \dots\dots\dots (R-3.63)$$

$$G = \frac{163T t_{flr} (1-S_{wi})}{(\mu_g c_t)_i \tilde{m}_{RPC} B_{gi}} \dots\dots\dots (R-3.64)$$

se tiene la Ec. R-3.33:

$$(1-S_{wi}) = S_{gi} \dots\dots\dots (R-3.33)$$

se sustituye la Ec. R-3.33 en la Ec. R-3.64, y se obtiene:

$$G = \frac{163T t_{flr} S_{gi}}{(\mu_g c_t)_i \bar{m}_{RPC} B_{gi}} \dots\dots\dots (R-3.65)$$

se acomodan términos, finalmente da:

$$G = \frac{163T S_{gi}}{(\mu_g c_t B_g)_i} \left(\frac{t_{flr}}{\bar{m}_{RPC}} \right) \dots\dots\dots (R-3.66)$$

3.6 Régimen de flujo esférico (E)

Las soluciones para flujo esférico han sido discutidas extensamente por varios autores^{23,138-143}. En general, la geometría de flujo esférico se detecta como un período intermedio entre dos períodos de flujo radial para pozos productores terminados en yacimientos de espesor amplio con solamente un pequeño intervalo abierto al flujo. En general, dos tipos de hipótesis fueron hechas para la solución de éste problema: (1) flujo dentro de un hundimiento esférico ficticio y (2) flujo dentro de un agujero del pozo cilíndrico de conductividad infinita **Fig. 3-24**. El segundo caso es mucho más realista y varias técnicas numéricas y de simplificación han sido utilizadas para resolver las ecuaciones. Varios autores han discutido la diferencia entre los dos casos.

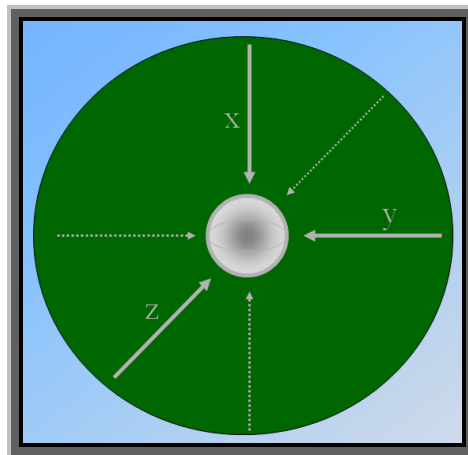


Fig. 3-24 – Esquema que muestra la presencia de un régimen o geometría de flujo esférico alrededor de un pozo productor vertical¹⁴³.

La geometría o régimen de flujo esférico ocurre cuando la presión transitoria es libre de propagarse en tres dimensiones. Éste régimen de flujo esférico ocurre para pozos productores que penetran solamente una corta distancia dentro de la zona de interés **Fig. 3-25**, en cuyo caso, se añade flujo hemisférico, o en pozos productores verticales que tienen sólo un número limitado de perforaciones abiertas al flujo, se incluye el caso más simple de tener solamente una perforación abierta al flujo **Fig. 3-26**, ya que solamente se tiene efecto en un área pequeña abierta al flujo, se tiene la presencia de régimen de flujo esférico. Ocurre esto mismo con algunas herramientas utilizadas para pruebas en la formación, debido a la pequeña zona abierta al flujo que poseen **Fig. 3-27**.

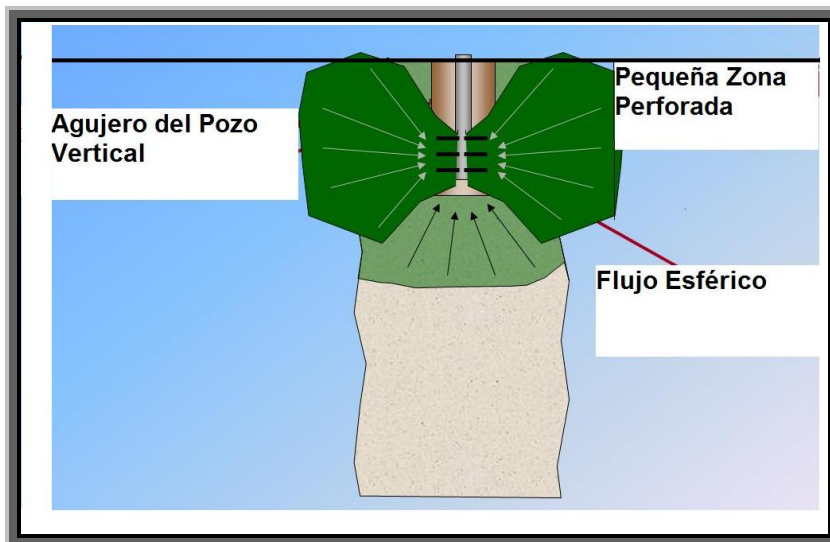


Fig. 3-25 – Esquema que muestra la presencia de un régimen o geometría de flujo esférico para pozos productores que penetran solamente una corta distancia dentro de la zona de interés ¹⁴³.

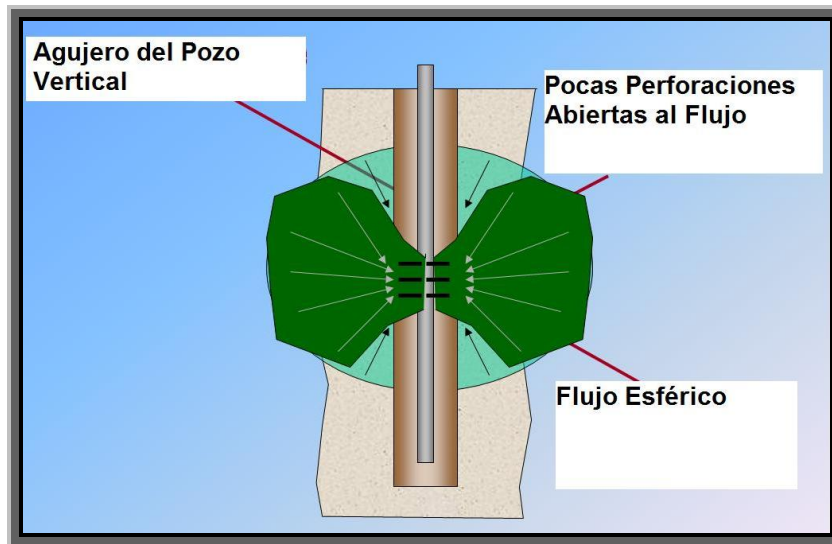


Fig. 3-26 – Esquema que muestra la presencia de un régimen o geometría de flujo esférico en pozos productores verticales que tienen sólo un número limitado de perforaciones abiertas al flujo ¹⁴³.

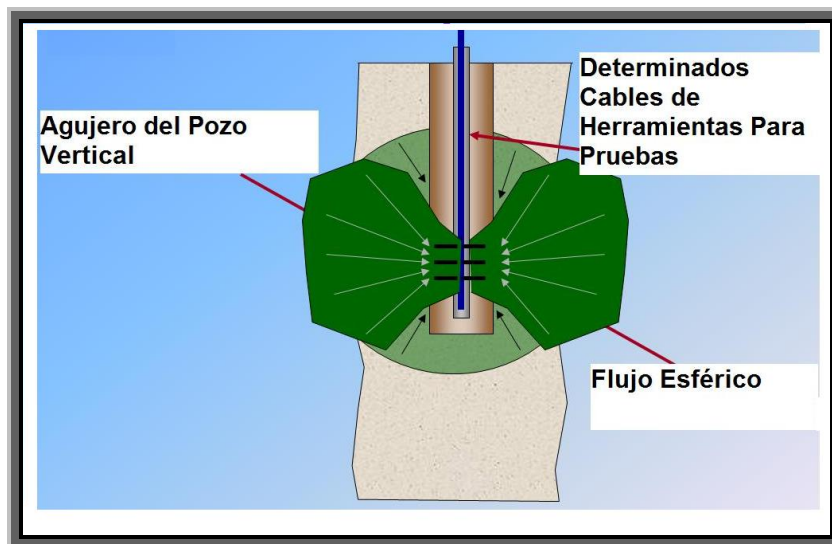


Fig. 3-27 – Esquema que muestra la presencia de un régimen o geometría de flujo esférico debido a algunas herramientas utilizadas para diversas pruebas de formación, debido a la zona reducida abierta al flujo que tienen ¹⁴³.

3.6.1 Ecuaciones de interpretación para régimen de flujo esférico en un modelo de yacimiento homogéneo e infinito con la condición de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g .

La siguiente Ec. E.1 representa una solución para el comportamiento de la caída de presión adimensional durante el período de flujo esférico en un yacimiento homogéneo e infinito para el caso de líquidos con la condición de explotación a gasto de flujo constante, q_L .

$$P_{WDE} = 1 - \frac{1}{\sqrt{\pi t_{DL}}} \dots\dots\dots (E.1)$$

se renombra la Ec. A.4:

$$r_D = \frac{r_e}{r_w} \dots\dots\dots (A.4)$$

para $r_D = 1$ y $t_D \geq 50$ y con la Ec. A.4 en el pozo se tiene que:

$$r_D = \frac{r_e}{r_w} = 1 \dots\dots\dots (E-3.1)$$

ahora se hace la similitud para el caso del gas $P_{WDE} = m_{WDE}$, y se obtiene:

$$m_{WDE} = 1 - \frac{1}{\sqrt{\pi t_{DL}}} \dots\dots\dots (E.2)$$

La Ec. E.2 representa una solución para el comportamiento de la caída de presión adimensional durante el período de régimen de flujo esférico en un yacimiento homogéneo e infinito para el caso de gas real con la condición de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g . Se renombra la Ec. A.1 y A.3 que es la presión adimensional y el tiempo adimensional para el gas real, respectivamente:

$$m_{DL} = \frac{kh [m(p_i) - m(p_{wf})]}{1424 q_g T} \dots\dots\dots (A.1)$$

$$t_{DL} = \frac{0.00633 kt}{(\phi \mu_g c_i)_i L^2} \dots\dots\dots (A.3)$$

se hace:

$$m_{DL} = m_{WDE} \dots\dots\dots (E-3.2)$$

para llegar al modelo de la ecuación de la línea recta $y = mx + b \Rightarrow \Delta p = c_1 \frac{1}{\sqrt{t}} + c_2$, que es el modelo de tipo de curva para flujo esférico. Se sustituyen las Ecuaciones. A.1 y E.2 en la Ec. E-3.2 y se tiene:

$$\frac{k h [m(p_i) - m(p_{wf})]}{1424 q_g T} = 1 - \frac{1}{\sqrt{\pi t_{DL}}} \dots\dots\dots (E-3.3)$$

se sustituye en la Ec. E-3.3 la Ec. A.3, y se tiene:

$$\frac{k h [m(p_i) - m(p_{wf})]}{1424 q_g T} = 1 - \frac{1}{\sqrt{\pi \frac{0.00633 k t}{(\phi \mu_g c_t)_i L^2}}} \dots\dots\dots (E-3.4)$$

ahora se tiene que $r_w = r_w'$, $h = r_w'$ y $L = r_w'$ siendo r_w' el radio equivalente de la esfera, entonces se produce:

$$\frac{k r_w' [m(p_i) - m(p_{wf})]}{1424 q_g T} = 1 - \frac{1}{\sqrt{\pi \frac{0.00633 k t}{(\phi \mu_g c_t)_i (r_w')^2}}} \dots\dots\dots (E-3.5)$$

se despeja la caída de la pseudo-presión, $\Delta m(p)/q_g$ y se acomodan términos:

$$\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = \frac{1424 T}{k r_w'} - \left(\frac{1424 T}{k r_w'} \right) \frac{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i (r_w')^2}}{\sqrt{(\pi)(0.00633) k}} \frac{1}{\sqrt{t}} \dots\dots\dots (E-3.6)$$

$$\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = - \frac{10,097.95 T}{k^{3/2}} \sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i} \frac{1}{\sqrt{t}} + \frac{1424 T}{k r_w'} \dots\dots\dots (E-3.7)$$

Se tiene la forma de la ecuación de la línea recta $y = mx + b \Rightarrow \Delta p = c_1 \frac{1}{\sqrt{t}} + c_2$, que es el modelo de tipo de curva para flujo esférico, **Fig. 3-28**.

3.6.1.1 Cálculo de la permeabilidad, k con el régimen de flujo esférico. La Ec. E-3.7 indica que una gráfica normal de $[m(p_i) - m(p_{wf})]/q_g$ vs. $\frac{1}{\sqrt{t}}$ produce una línea recta con pendiente igual a:

$$c_1 = \tilde{m}_{EGC} = - \frac{10,097.95 T}{k^{3/2}} \sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i} \dots\dots\dots (E-3.8)$$

se simplifican términos:

$$\tilde{m}_{EGC} = - \frac{10098 T}{k^{3/2}} \sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i} \dots\dots\dots (E-3.9)$$

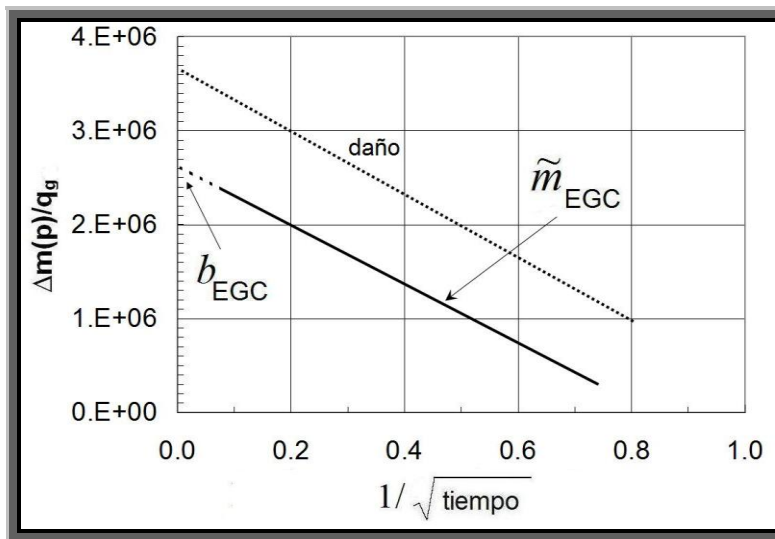


Fig. 3-28 – Ilustración de la gráfica normal que contiene el modelo de tipo de curva para régimen de flujo esférico para evaluar algunos valores en yacimientos de gas con baja permeabilidad para flujo esférico con no intersección en cero de la línea recta, bajo la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g .

se despeja la permeabilidad, k de la Ec. E-3.9, y se tiene finalmente la ecuación,

$$k = - \left[\frac{10098 T}{\tilde{m}_{EGC}} \sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i} \right]^{2/3} \dots\dots\dots (E-3.10)$$

3.6.1.2 Cálculo del radio equivalente de la esfera, $r_w' = r_{esf}$. De la Ec. E-3.7 la no intersección en cero de la línea recta para la condición de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g es de acuerdo al modelo de tipo de curva para flujo esférico,

$y = mx + b \Rightarrow \Delta p = c_1 \frac{1}{\sqrt{t}} + c_2$, esto es:

$$c_2 = b_{EGC} = \frac{1424 T}{k r_{esf}} \dots\dots\dots (E-3.11)$$

se despeja de la Ec. E-3.11 el radio equivalente de la esfera, r_{esf} y queda finalmente, así:

$$r_{esf} = \frac{1424 T}{k b_{EGC}} \dots\dots\dots (E-3.12)$$

3.7 Régimen de flujo dominado por la frontera externa (FE)

Después de un período inicial de producción ya sea con cualesquiera de las condiciones de explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y a gasto de flujo constante de gas, q_g , es decir, período o flujo transitorio, las condiciones de la frontera externa (no-flujo y $p = cte$) comienzan a afectar la producción en el pozo y el flujo se estabiliza. Éste período o régimen de flujo dominado por la frontera externa inicia al final del período transitorio cuando la condición de no-flujo más alejada de la pared del pozo es alcanzada por el disturbio de la presión y el área total de drene comienza a contribuir en la producción, es decir, el radio de drene ha alcanzado las fronteras externas de no-flujo. Así mismo, las condiciones en las cercanías del pozo (gasto de flujo y presión) tienden a estabilizarse durante éste régimen de flujo dominado por la frontera externa¹⁶⁵.

Estas fronteras son hidrodinámicas y se desarrollan alrededor de los pozos como resultado del gasto de flujo de producción y la variación regional en las propiedades de la formación (permeabilidad, espesor de la zona productora, etc.). Estas fronteras, junto con las fronteras impermeables (no-flujo) permanentes tales como discontinuidades geológicas y fallas, establecen un volumen de drene para cada pozo. El ritmo de la declinación de la presión en el yacimiento dependerá de qué tan rápido los fluidos sean producidos, de la expansión de los fluidos en el yacimiento y de la compactación del volumen de poros, el

efecto más importante de la declinación es el deterioro del comportamiento de afluencia, reflejado mediante la declinación de la presión media del yacimiento y el incremento de la resistencia de flujo, cuantificar el abatimiento de la presión es uno de los retos del ingeniero de yacimientos, el cual se apoyará con balance de materia para evaluarla¹⁶⁵. Se mostrarán dos casos de abatimiento con las condiciones de producción a gasto de flujo constante (estado pseudo-estacionario *PSS*) y a presión de fondo fluyendo constante (declinación exponencial). **Figs. 3-29** y **3-30**, respectivamente.

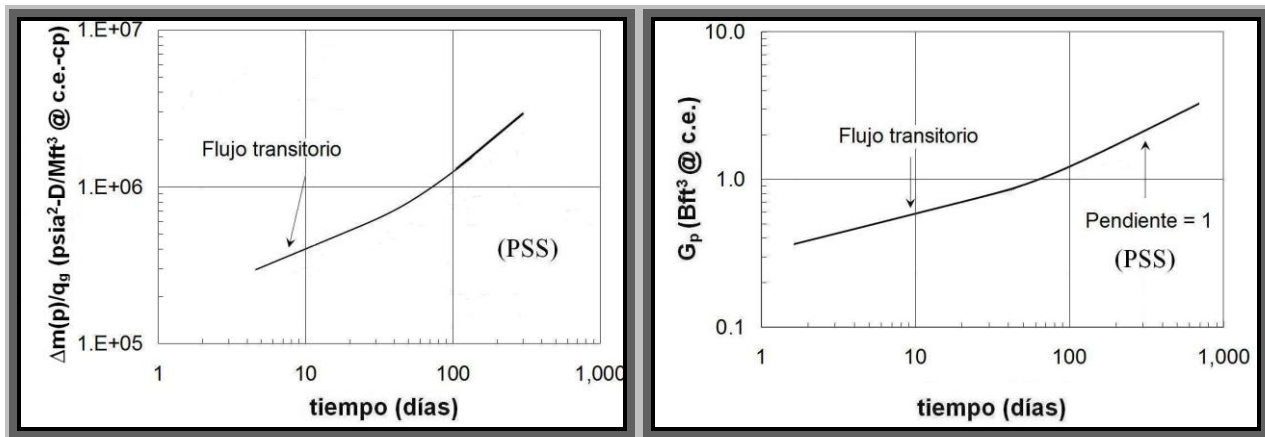


Fig. 3-29 – Dibujos de las gráficas en las cuales se detecta un régimen de flujo dominado por la frontera externa bajo la condición de producción a gasto de flujo constante (estado pseudo-estacionario *PSS*).

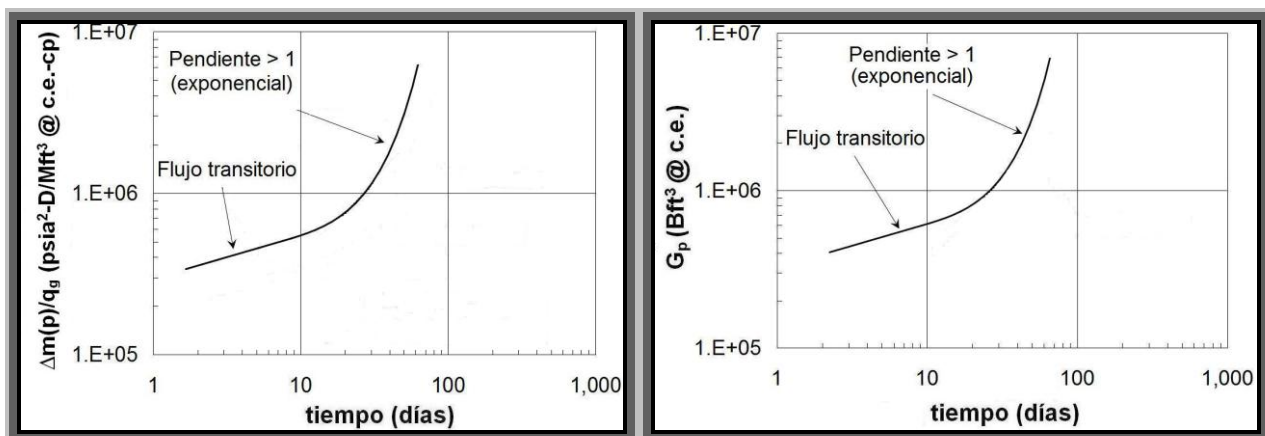


Fig. 3-30 – Dibujos de las gráficas en las cuales se detecta un régimen de flujo dominado por la frontera externa bajo la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante (declinación exponencial).

3.7.1 Ecuaciones de interpretación para régimen de flujo dominado por la frontera externa en un modelo de yacimiento homogéneo para las condiciones de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g en estado pseudo-estacionario (PSS) y a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} (declinación exponencial)

Las siguientes Ecuaciones. FE.1 y FE.2 son las soluciones analíticas para el comportamiento de la caída de presión adimensional durante el período de flujo dominado por la frontera externa en un yacimiento homogéneo para el caso de líquidos para las condiciones de explotación a gasto de flujo constante de líquido, q_L y a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} respectivamente:

$$P_{WDFGC} = 2\pi t_{DA} + \frac{1}{2} \ln \left(\frac{A}{r_w^2} \right) + \frac{1}{2} \ln \left(\frac{2.2458}{C_A} \right) + s \dots\dots\dots (FE.1)$$

y

$$q_{WDFPC} = \frac{2}{\ln c_{fpc}} \exp \left(- \frac{4\pi}{\ln c_{fpc}} t_{DA} \right) + \frac{1}{2s} \dots\dots\dots (FE.2)$$

Las soluciones analíticas para el flujo de líquido se adaptan para el flujo de gas real mediante el uso de la caída de la pseudo-presión del gas real. Para el caso de gas la solución de P_{WDFGC} se reemplaza por m_{WDFGC} , con al condición de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g :

$$P_{WDFGC} = m_{WDFGC} = 2\pi t_{DA} + \frac{1}{2} \ln \left(\frac{A}{r_w^2} \right) + \frac{1}{2} \ln \left(\frac{2.2458}{C_A} \right) + s \dots\dots\dots (FE.3)$$

o con la condición de explotación a presión de fondo fluyendo constante, P_{wf} :

$$q_{WDFPC} = m_{WDFPC} = \frac{2}{\ln c_{fpc}} \exp \left(- \frac{4\pi}{\ln c_{fpc}} t_{DA} \right) + \frac{1}{2s} \dots\dots\dots (FE.4)$$

Se tienen las variables adimensionales para yacimientos homogéneos lineales, renombrando las Ecs. A.1 y A.3:

$$m_{DL} = \frac{k h [m(p_i) - m(p_{wf})]}{1424 q_g T} \dots\dots\dots (A.1)$$

y

$$t_{DL} = \frac{0.00633 k t}{(\phi \mu_g c_t)_i L^2} \dots\dots\dots (A.3)$$

3.7.1.1 Ecuaciones de interpretación para régimen de flujo dominado por la frontera externa en un modelo de yacimiento homogéneo con la condición de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g en estado pseudo-estacionario (PSS)

La solución analítica para el caso de flujo de gas real con la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g es, renombrando la Ec. FE.3:

$$m_{WDFGC} = 2\pi t_{DA} + \frac{1}{2} \ln\left(\frac{A}{r_w^2}\right) + \frac{1}{2} \ln\left(\frac{2.2458}{C_A}\right) + s \dots\dots\dots (FE.3)$$

se hace:

$$m_{DL} = m_{WDFGC} \dots\dots\dots (FE-3.1)$$

para llegar al modelo de la ecuación de la línea recta $y = mx + b \Rightarrow \Delta p = c_1 t + c_2$, que es el modelo de tipo de curva para flujo de frontera para la condición de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g . Se sustituyen las Ecuaciones. A.1 y FE.3 en la Ec. FE-3.1:

$$\frac{k h [m(p_i) - m(p_{wf})]}{1424 q_g T} = 2\pi t_{DA} + \frac{1}{2} \ln\left(\frac{A}{r_w^2}\right) + \frac{1}{2} \ln\left(\frac{2.2458}{C_A}\right) + s \dots\dots\dots (FE-3.2)$$

ahora se hace el tiempo adimensional así, $t_{DL} = t_{DA}$ y $L^2 = A$, se sustituye éste concepto en la Ec. A.3 y esta en la Ec. FE-3.2, se obtiene:

$$t_{DA} = \frac{0.00633 k t}{(\phi \mu_g c_t)_i A} \dots\dots\dots (A.3)$$

$$\frac{k h [m(p_i) - m(p_{wf})]}{1424 q_g T} = 2\pi \left(\frac{0.00633 k t}{(\phi \mu_g c_t)_i A} \right) + \frac{1}{2} \ln \left(\frac{A}{r_w^2} \right) + \frac{1}{2} \ln \left(\frac{2.2458}{C_A} \right) + s \dots\dots\dots (\text{FE-3.3})$$

se despejan y simplifican términos:

$$\frac{k h [m(p_i) - m(p_{wf})]}{1424 q_g T} = \frac{1424 T}{k h} \left[2\pi \left(\frac{0.00633 k t}{(\phi \mu_g c_t)_i A} \right) \right] \dots\dots\dots (\text{FE-3.4})$$

$$+ \frac{1424 T}{k h} \left[\frac{1}{2} \ln \left(\frac{A}{r_w^2} \right) + \frac{1}{2} \ln \left(\frac{2.2458}{C_A} \right) + s \right]$$

$$\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = \frac{2\pi(1424)(0.00633) T t}{(\phi \mu_g c_t)_i A h} + \frac{1424 T}{2 k h} \left[\ln \left(\frac{2.2458}{C_A} \right) + \ln \left(\frac{A}{r_w^2} \right) + 2s \right] (\text{FE-3.5})$$

$$\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = \frac{56.6361 T}{(\phi \mu_g c_t)_i A h} t + \frac{1424 T}{2 k h} \left[\ln \left(\frac{2.2458}{C_A} \right) + \ln \left(\frac{A}{r_w^2} \right) + 2s \right] \dots\dots\dots (\text{FE-3.6})$$

o

$$\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = \frac{56.6361 T}{(\phi \mu_g c_t)_i A h} t + \frac{1424 T}{2 k h} \left[\ln \left(\frac{A}{r_w^2} \frac{2.2458}{C_A} \right) + 2s \right] \dots\dots\dots (\text{FE-3.7})$$

Se tiene la forma de la ecuación de la línea recta $y = mx + b \Rightarrow \Delta p = c_1 t + c_2$, que es el modelo de tipo de curva para flujo de frontera para la condición de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g , **Fig. 3-31**. La Ec. FE-3.7 indica que una gráfica normal de $[m(p_i) - m(p_{wf})]/q_g$ vs. t produce una línea recta con pendiente igual a:

$$c_1 = \tilde{m}_{FGC} = \frac{56.6361 T}{(\phi \mu_g c_t)_i A h} \dots\dots\dots (\text{FE-3.8})$$

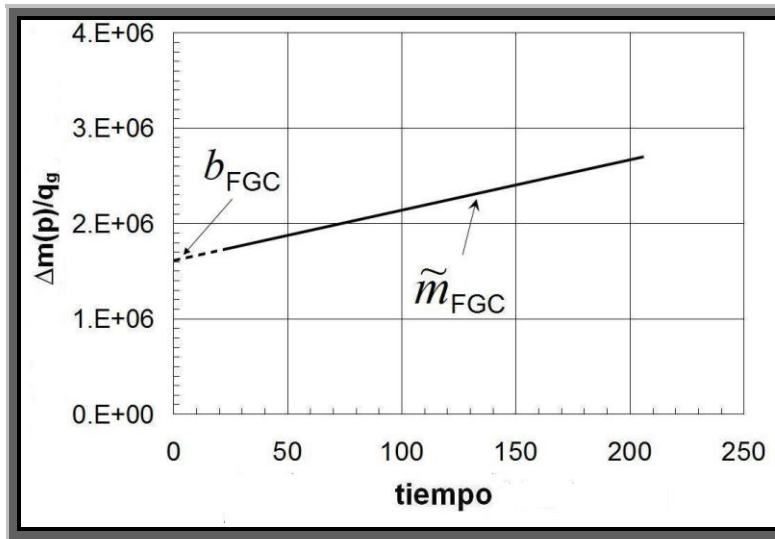


Fig. 3-31 – Ilustración de la gráfica normal que contiene el modelo de tipo de curva para régimen de flujo dominado por la frontera externa para evaluar algunos valores en yacimientos de gas con baja permeabilidad para flujo dominado por la frontera externa con no intersección en cero de la línea recta, bajo la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g (PSS).

3.7.1.1.1 Cálculo del volumen del yacimiento, VY . Se tiene el producto de:

$$A h = VY \dots\dots\dots (FE-3.9)$$

se despeja $A h$ y se sustituye éste concepto en la Ec. FE-3.8, produce:

$$A h = \frac{56.6361 T}{(\phi \mu_g c_i)_i \tilde{m}_{FGC}} \dots\dots\dots (FE-3.10)$$

o

$$VY = \frac{57 T}{(\phi \mu_g c_i)_i} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{FGC}} \right) \dots\dots\dots (FE-3.11)$$

ahora con la Ec. FE-3.9 se despeja el área de drenaje del pozo, y se obtiene:

$$A = \frac{VY}{h} \dots\dots\dots (FE-3.12)$$

3.7.1.1.2 Cálculo del factor de forma de Dietz's, C_A . se renombra la Ec. FE-3.7:

$$\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = \frac{56.6361 T}{(\phi \mu_g c_t)_i A h} t + \frac{1424}{2} \frac{T}{k h} \left[\ln \left(\frac{A}{r_w^2} \frac{2.2458}{C_A} \right) + 2s \right] \dots\dots\dots (\text{FE-3.7})$$

con la forma de la ecuación de la línea recta $y = mx + b \Rightarrow \Delta p = c_1 t + c_2$:

$$c_2 = b_{FGC} = \frac{1424}{2} \frac{T}{k h} \left[\ln \left(\frac{A}{r_w^2} \frac{2.2458}{C_A} \right) + 2s \right] \dots\dots\dots (\text{FE-3.13})$$

se reacomoda la Ec. FE-3.13 para despejar el factor C_A :

$$\frac{2b_{FGC} k h}{1424T} - 2s = \ln \left(\frac{2.2458 A}{C_A r_w^2} \right) \dots\dots\dots (\text{FE-3.14})$$

$$\exp \left[2 \left(\frac{b_{FGC} k h}{1424T} \right) - 2s \right] = \frac{2.2458 A}{C_A r_w^2} \dots\dots\dots (\text{FE-3.15})$$

entonces, se tiene finalmente:

$$C_A = \frac{2.2458 A}{\exp \left[2 \left(\frac{b_{FGC} k h}{1424T} \right) - 2s \right] r_w^2} \dots\dots\dots (\text{FE-3.16})$$

3.7.1.1.3 Cálculo del volumen de poro del yacimiento, V_p y del área de drene del pozo, A . Se tiene la Ec. FE-3.17:

$$V_p = A(\phi)_i h \dots\dots\dots (\text{FE-3.17})$$

se renombran las Ecuaciones. FE-3.12 y FE-3.11:

$$A = \frac{VY}{h} \dots\dots\dots (\text{FE-3.12})$$

$$VY = \frac{57 T}{(\phi \mu_g c_t)_i} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{FGC}} \right) \dots\dots\dots (\text{FE-3.11})$$

se sustituye la Ec. FE-3.11 en la Ec. FE-3.12, y da:

$$A = \frac{57 T}{(\phi \mu_g c_t)_i} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{FGC}} \right) \left(\frac{1}{h} \right) \dots\dots\dots (FE-3.18)$$

ahora se sustituye la Ec. FE-3.18 en la Ec. FE-3.17, y se obtiene:

$$V_p = \frac{57 T}{(\phi \mu_g c_t)_i} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{FGC}} \right) \left(\frac{1}{h} \right) (\phi)_i h \dots\dots\dots (FE-3.19)$$

$$V_p = \frac{57 T}{(\mu_g c_t)_i} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{FGC}} \right) \dots\dots\dots (FE-3.20)$$

3.7.1.1.4 Cálculo del volumen original de gas, G . Se tiene la siguiente Ec. FE-3.21:

$$G = \frac{Vp(1-S_{wi})}{B_{gi}} \dots\dots\dots (FE-3.21)$$

se sustituye la Ec. FE-3.20 en la Ec. FE-3.21, esto produce:

$$G = \frac{\frac{57 T}{(\mu_g c_t)_i} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{FGC}} \right) (1-S_{wi})}{B_{gi}} \dots\dots\dots (FE-3.22)$$

$$G = \frac{57 T}{(\mu_g c_t)_i} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{FGC}} \right) \frac{(1-S_{wi})}{B_{gi}} \dots\dots\dots (FE-3.23)$$

se tiene la Ec. FE-3.24 y se sustituye esta en la Ec. FE-3.23, y esto da:

$$(1-S_{wi}) = S_{gi} \dots\dots\dots (FE-3.24)$$

$$G = \frac{57 T}{(\mu_g c_t)_i} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{FGC}} \right) \frac{S_{gi}}{B_{gi}} \dots\dots\dots (FE-3.25)$$

se re acomoda, y finalmente queda:

$$G = \frac{57 T S_{gi}}{(\mu_g c_t B_g)_i} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{FGC}} \right) \dots\dots\dots (FE-3.26)$$

3.7.1.2 Ecuaciones de interpretación para régimen de flujo dominado por la frontera externa en un modelo de yacimiento homogéneo con la condición de explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} (declinación exponencial)

Una gráfica del gasto de flujo de producción contra el tiempo para un pozo productor, se extrapola para el futuro para proporcionar una estimación de los gastos de flujo futuros de producción. Conociendo estos gastos es posible determinar la producción futura total o reservas del yacimiento en cuestión, después de un período en donde se estabilizó la producción, se ha encontrado que existe un momento en que el pozo no puede sostener su producción y su capacidad fue decayendo regularmente, es decir, comenzó a declinar mes tras mes. La declinación a porcentaje constante es también conocida como declinación exponencial debido a que la expresión matemática que define éste tipo de declinación es una ecuación exponencial.

La solución analítica para el caso de flujo de líquido con la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} es, se renombra la Ec. FE.2:

$$q_{WDFPC} = \frac{2}{\ln c_{fpc}} \exp\left(-\frac{4\pi}{\ln c_{fpc}} t_{DA}\right) + \frac{1}{2s} \dots\dots\dots (FE.2)$$

se tiene para esta condición de explotación:

$$\frac{1}{q_{DL}} = \frac{k h [m(p_i) - m(p_{wf})]}{1424 q_g T} \dots\dots\dots (A.2)$$

se despeja el término q_{DL} :

$$q_{DL} = \frac{1424 q_g T}{k h [m(p_i) - m(p_{wf})]} \dots\dots\dots (FE-3.27)$$

la Ec. FE-3.27 es la pseudo-presión del gas real adimensional con la condición de explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} para flujo dominado por la frontera externa.

La solución analítica para el caso de flujo de gas real para la condición de explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} es análoga a la solución analítica para el caso de líquido con la misma condición, se renombra la Ec. FE.4, la cual proviene de la Ec. FE.2, así:

$$q_{WDFPC} = m_{WDFPC} = \frac{2}{\ln c_{fpc}} \exp\left(-\frac{4\pi}{\ln c_{fpc}} t_{DA}\right) + \frac{1}{2s} \dots\dots\dots (FE.2)$$

$$m_{WDFPC} = \frac{2}{\ln c_{fpc}} \exp\left(-\frac{4\pi}{\ln c_{fpc}} t_{DA}\right) + \frac{1}{2s} \dots\dots\dots (FE.4)$$

en donde:

$$c_{fpc} = \frac{2.2458 A}{r_w^2 C_A} \dots\dots\dots (FE-3.28)$$

se igualan y se sustituyen las Ecuaciones. FE-3.27 y FE.4:

$$q_{DL} = m_{WDFPC} \dots\dots\dots (FE-3.29)$$

para llegar al modelo de la ecuación de la línea recta $y = mx + b \Rightarrow \Delta p = c_1 t + c_2$, que es el modelo de tipo de curva para flujo de la frontera externa para la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} .

$$\frac{1424 q_g T}{k h [m(p_i) - m(p_{wf})]} = \frac{2}{\ln c_{fpc}} \exp\left(-\frac{4\pi}{\ln c_{fpc}} t_{DA}\right) + \frac{1}{2s} \dots\dots\dots (FE-3.30)$$

se renombra la Ec. A.3 y se hace el tiempo adimensional así, $t_{DL} = t_{DA}$ y $L^2 = A$, se sustituye éste concepto en la Ec. A.3 y la ecuación resultante en la Ec. FE-3.30, así:

$$t_{DL} = \frac{0.00633 k t}{(\phi \mu_g c_t)_i L^2} \dots\dots\dots (A.3)$$

$$t_{DA} = \frac{0.00633 k t}{(\phi \mu_g c_t)_i A} \dots\dots\dots (FE-3.31)$$

$$\frac{1424 q_g T}{k h [m(p_i) - m(p_{wf})]} = \frac{2}{\ln c_{fpc}} \exp\left[-\frac{4\pi}{\ln c_{fpc}} \left(\frac{0.00633 k t}{(\phi \mu_g c_t)_i A}\right)\right] + \frac{1}{2s} \dots\dots\dots (FE-3.32)$$

se despeja la relación $\frac{q_g}{[m(p_i) - m(p_{wf})]}$ y se simplifican términos:

$$\frac{q_g}{[m(p_i) - m(p_{wf})]} = \frac{k h}{1424 T} \left\{ \frac{2}{\ln c_{fpc}} \exp \left[-\frac{4 \pi}{\ln c_{fpc}} \left(\frac{0.00633 k t}{(\phi \mu_g c_t)_i A} \right) \right] + \frac{1}{2s} \right\} \dots\dots\dots (FE-3.33)$$

se invierte el primero y segundo miembro de la Ec. FE-3.33 para que se logre la gráfica de la **Fig. 3-32**:

$$\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = \frac{1424 T}{k h} \left\{ \frac{\ln c_{fpc}}{2 \exp \left[-\frac{4 \pi}{\ln c_{fpc}} \left(\frac{0.00633 k t}{(\phi \mu_g c_t)_i A} \right) \right]} + 2s \right\} \dots\dots\dots (FE-3.34)$$

se re arregla la ecuación anterior:

$$\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = \frac{1424 T \ln c_{fpc}}{2 k h} \exp \left[\frac{4 \pi}{\ln c_{fpc}} \left(\frac{0.00633 k t}{(\phi \mu_g c_t)_i A} \right) \right] + 2s X \dots\dots\dots (FE-3.34)$$

se tiene que:

$$X = \left(\frac{1424 T}{k h} \right) \dots\dots\dots (FE-3.35)$$

se aplica logaritmo natural en ambos lados de la Ec. FE-3.35, da:

$$\ln \left(\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} \right) = \ln \left\{ \frac{1424 T \ln c_{fpc}}{2 k h} \exp \left[\frac{4 \pi}{\ln c_{fpc}} \left(\frac{0.00633 k t}{(\phi \mu_g c_t)_i A} \right) \right] \right\} + \ln (2s X) \dots (FE-3.36)$$

$$\ln \left(\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} \right) = \ln \left(\frac{1424 T \ln c_{fpc}}{2 k h} \right) + \ln \left\{ \exp \left[\frac{4 \pi}{\ln c_{fpc}} \left(\frac{0.00633 k t}{(\phi \mu_g c_t)_i A} \right) \right] \right\} \dots\dots\dots (FE-3.37)$$

$$+ \ln (2s X)$$

$$\ln \left(\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} \right) = \ln \left(\frac{1424 T \ln c_{fpc}}{2 k h} \right) + \left(\frac{4 \pi (0.00633) k t}{\ln c_{fpc} (\phi \mu_g c_t)_i A} \right) + \ln (2s X) \dots\dots\dots (FE-3.38)$$

se acomodan términos, se obtiene:

$$\ln \left(\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} \right) = \left(\frac{4\pi (0.00633)k}{\ln c_{fpc} (\phi \mu_g c_t)_i A} \right) t + \ln \left(\frac{1424T \ln c_{fpc}}{2kh} \right) + \ln(2sX) \dots\dots\dots (FE-3.39)$$

se aplica cambio de logaritmo natural a logaritmo común o decimal en base 10, si $\ln = 2.3025850929 \log = 2.303 \log$, en la Ec. FE-3.39, se obtiene:

$$2.303 \log \left(\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} \right) = \left(\frac{4\pi (0.00633)k}{\ln c_{fpc} (\phi \mu_g c_t)_i A} \right) t + \dots\dots\dots (FE-3.40)$$

$$2.303 \log \left(\frac{1424T \ln c_{fpc}}{2kh} \right) + 2.303 \log(2sX)$$

$$\left(\frac{1}{2.303} \right) 2.303 \log \left(\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} \right) = \left(\frac{1}{2.303} \right) \left(\frac{4\pi (0.00633)k}{\ln c_{fpc} (\phi \mu_g c_t)_i A} \right) t + \dots\dots\dots (FE-3.41)$$

$$\left(\frac{1}{2.303} \right) 2.303 \log \left(\frac{1424T \ln c_{fpc}}{2kh} \right) + \left(\frac{1}{2.303} \right) 2.303 \log(2sX)$$

$$\log \left(\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} \right) = \left(\frac{4\pi (0.00633)k}{2.303 \ln c_{fpc} (\phi \mu_g c_t)_i A} \right) t + \log \left(\frac{1424T \ln c_{fpc}}{2kh} \right) + \dots\dots\dots (FE-3.42)$$

$$\log(2sX)$$

Se tiene la forma de la ecuación de la línea recta $y = mx + b \Rightarrow \log \Delta p = c_1 t + \log c_2$, que es el modelo de tipo de curva para flujo de la frontera externa para la condición de explotación y/o producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} . **Fig. 3-32.** La Ec. FE-3.42 indica que una gráfica de $\log [m(p_i) - m(p_{wf})]/q_g$ vs. t produce una línea recta con pendiente igual a:

$$c_1 = \tilde{m}_{FPC} = \left(\frac{4\pi (0.00633)k}{2.303 \ln c_{fpc} (\phi \mu_g c_t)_i A} \right) \dots\dots\dots (FE-3.43)$$

se renombra la Ec. FE-3.28, la cual se sustituye en la Ec. FE-3.43:

$$c_{fpc} = \frac{2.2458A}{r_w^2 C_A} \dots\dots\dots (FE-3.28)$$

$$\tilde{m}_{FPC} = \left(\frac{4\pi (0.00633) k}{2.303 \ln \left(\frac{2.2458 A}{r_w^2 C_A} \right) (\phi \mu_g c_i)_i A} \right) \dots\dots\dots (FE-3.44)$$

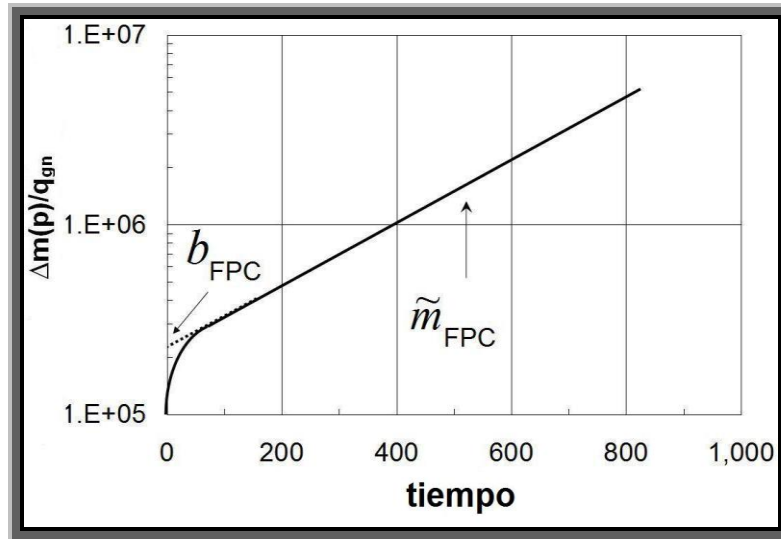


Fig. 3-32 – Ilustración de la gráfica semi-log que contiene el modelo de tipo de curva para régimen de flujo dominado por la frontera externa para evaluar algunos valores en yacimientos de gas con baja permeabilidad para flujo dominado por la frontera externa con no intersección en cero de la línea recta, bajo la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} (declinación exponencial).

también la Ec. FE-3.42 produce una línea recta con no intersección en cero igual a:

$$\log c_2 = \log (b_{FPC}) = \log \left(\frac{1424 T \ln c_{fpc}}{2 k h} \right) \dots\dots\dots (FE-3.44)$$

el término $\log(2s X)$ en la Ec. FE-3.42 se desprecia por no considerar éste tipo de daño.

se renombra la Ec. FE-3.28 y sustituyendo esta en la Ec. FE-3.44, se tiene:

$$c_{fpc} = \frac{2.2458 A}{r_w^2 C_A} \dots\dots\dots (FE-3.28)$$

$$\log(b_{FPC}) = \log \left[\frac{1424T \ln \left(\frac{2.2458 A}{r_w^2 C_A} \right)}{2kh} \right] \dots\dots\dots (FE-3.45)$$

se re arregla la ecuación anterior, da:

$$b_{FPC} = \frac{1424T}{2kh} \ln \left(\frac{2.2458 A}{r_w^2 C_A} \right) \dots\dots\dots (FE-3.46)$$

se despeja el factor de forma de Dietz's, C_A , y se tiene:

$$\frac{b_{FPC} 2kh}{1424T} = \ln \left(\frac{2.2458 A}{r_w^2 C_A} \right) \dots\dots\dots (FE-3.47)$$

$$\frac{2.2458 A}{r_w^2 C_A} = \exp \left(\frac{b_{FPC} 2kh}{1424T} \right) \dots\dots\dots (FE-3.48)$$

$$C_A = \left(\frac{2.2458 A}{r_w^2} \right) \frac{1}{\exp \left(\frac{b_{FPC} 2kh}{1424T} \right)} \dots\dots\dots (FE-3.49)$$

$$C_A = \frac{2.2458 A}{\exp \left[2 \left(\frac{b_{FPC} kh}{1424T} \right) \right] r_w^2} \dots\dots\dots (FE-3.50)$$

3.7.1.2.1 Cálculo del área de drene del pozo, A y del factor de forma de Dietz's, C_A .

Ahora de la Ec. FE-3.44, se despeja A :

$$\tilde{m}_{FPC} = \left(\frac{4\pi (0.00633) k}{2.303 \ln \left(\frac{2.2458 A}{r_w^2 C_A} \right) (\phi \mu_g c_i)_i A} \right) \dots\dots\dots (FE-3.44)$$

$$A = \left(\frac{4 \pi (0.00633) k}{2.303 \ln \left(\frac{2.2458 A}{r_w^2 C_A} \right) (\phi \mu_g c_t)_i \tilde{m}_{FPC}} \right) \dots\dots\dots (FE-3.51)$$

se sustituye la Ec. FE-3.50 en la Ec. FE-3.51:

$$A = \frac{4 \pi (0.00633) k}{2.303 (\phi \mu_g c_t)_i \tilde{m}_{FPC} \ln \left[\frac{2.2458 A}{r_w^2 \left\{ \frac{2.2458 A}{\exp \left[2 \left(\frac{b_{FPC} k h}{1424 T} \right) \right] r_w^2} \right\}} \right]} \dots\dots\dots (FE-3.52)$$

$$A = \frac{4 \pi (0.00633) k}{2.303 (\phi \mu_g c_t)_i \tilde{m}_{FPC} \ln \left[\frac{\exp (2 b_{FPC} k h)}{1424 T} \right]} \dots\dots\dots (FE-3.53)$$

$$A = \frac{4 \pi (0.00633) k}{2.303 (\phi \mu_g c_t)_i \tilde{m}_{FPC} \frac{2 b_{FPC} k h}{1424 T}} \dots\dots\dots (FE-3.54)$$

$$A = \frac{4 \pi (0.00633) (1424) T}{2 (2.303) (\phi \mu_g c_t)_i \tilde{m}_{FPC} b_{FPC} h} \dots\dots\dots (FE-3.55)$$

$$A = \frac{24.5923 T}{(\phi \mu_g c_t)_i \tilde{m}_{FPC} b_{FPC} h} \dots\dots\dots (FE-3.56)$$

se tiene entonces:

$$A = \frac{25 T}{(\phi \mu_g c_t)_i b_{FPC} h} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{FPC}} \right) \dots\dots\dots (FE-3.57)$$

se sustituye la Ec. FE-3.57 dentro de la Ec. FE-3.50, y da:

$$C_A = \frac{2.2458 \frac{25 T}{(\phi \mu_g c_t)_i b_{FPC} h} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{FPC}} \right)}{\exp \left[2 \left(\frac{b_{FPC} k h}{1424 T} \right) \right] r_w^2} \dots\dots\dots (FE-3.58)$$

$$C_A = \frac{2.2458}{\exp \left[2 \left(\frac{b_{FPC} k h}{1424 T} \right) \right] r_w^2} \left[\frac{25 T}{(\phi \mu_g c_t)_i b_{FPC} h} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{FPC}} \right) \right] \dots\dots\dots (FE-3.59)$$

finalmente se tiene:

$$C_A = \frac{56 T}{h(\phi \mu_g c_t)_i b_{FPC} r_w^2} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{FPC}} \right) \exp \left(\frac{-2 b_{FPC} k h}{1424 T} \right) \dots\dots\dots (FE-3.60)$$

3.7.1.2.2 Cálculo del volumen del yacimiento, VY . Se tiene el producto de:

$$A h = VY \dots\dots\dots (FE-3.9)$$

se renombra la Ec. FE-3.57 y se sustituye esta en la Ec. FE-3.9, se obtiene:

$$A = \frac{25 T}{(\phi \mu_g c_t)_i b_{FPC} h} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{FPC}} \right) \dots\dots\dots (FE-3.57)$$

$$A h = VY = \frac{25 T}{(\phi \mu_g c_t)_i b_{FPC} h} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{FPC}} \right) h \dots\dots\dots (FE-3.61)$$

o

$$VY = \frac{25 T}{(\phi \mu_g c_t)_i b_{FPC}} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{FPC}} \right) \dots\dots\dots (FE-3.62)$$

3.7.1.2.3 Cálculo del volumen de poro del yacimiento, V_p . Se tiene la siguiente Ec. FE-3.17:

$$V_p = A(\phi)_i h \dots\dots\dots (FE-3.17)$$

se renombra la Ec. FE-3.57:

$$A = \frac{25 T}{(\phi \mu_g c_t)_i b_{FPC} h} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{FPC}} \right) \dots\dots\dots (FE-3.57)$$

se sustituye la Ec. FE-3.57 en la Ec. FE-3.62, y da:

$$V_p = \frac{25 T}{(\phi \mu_g c_t)_i b_{FPC} h} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{FPC}} \right) (\phi)_i h \dots\dots\dots (FE-3.63)$$

$$V_p = \frac{25 T}{(\mu_g c_t)_i b_{FPC}} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{FPC}} \right) \dots\dots\dots (FE-3.63)$$

3.7.1.2.4 Cálculo del volumen original de gas, G . Se tiene la siguiente Ec. FE-3.21:

$$G = \frac{Vp(1-S_{wi})}{B_{gi}} \dots\dots\dots (FE-3.21)$$

se sustituye la Ec. FE-3.63 en la Ec. FE-3.21, y se produce:

$$G = \frac{\frac{25 T}{(\mu_g c_t)_i b_{FPC}} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{FPC}} \right) (1-S_{wi})}{B_{gi}} \dots\dots\dots (FE-3.64)$$

$$G = \frac{25 T}{(\mu_g c_t)_i b_{FPC}} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{FGC}} \right) \frac{(1-S_{wi})}{B_{gi}} \dots\dots\dots (FE-3.65)$$

se renombra la Ec. FE-3.24 y se sustituye esta en la Ec. FE-3.65, da:

$$(1-S_{wi}) = S_{gi} \dots\dots\dots (FE-3.24)$$

$$G = \frac{25 T}{(\mu_g c_t)_i b_{FPC}} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{FGC}} \right) \frac{S_{gi}}{B_{gi}} \dots\dots\dots (FE-3.66)$$

se re acomodan términos, y finalmente queda:

$$G = \frac{25 T S_{gi}}{(\mu_g c_t B_g)_i b_{FPC}} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{FGC}} \right) \dots\dots\dots (FE-3.67)$$

3.8 Régimen de flujo lineal temprano (LT)

Éste período de flujo lineal de fractura cuyo comportamiento ocurre a valores pequeños en cuanto al tiempo adimensional. Durante éste período de flujo, la mayoría de los fluidos que entran en el pozo provienen de la expansión del sistema dentro de la fractura y el flujo es esencialmente lineal. Éste flujo lineal de fractura termina regularmente cuando comienza la aportación de fluido proveniente de la expansión de la formación, convirtiéndose así en flujo bilineal, por desgracia, éste flujo se produce en un período de tiempo demasiado pronto para ser de uso práctico⁷⁵. **Figs. 3-33 y 3-34.**

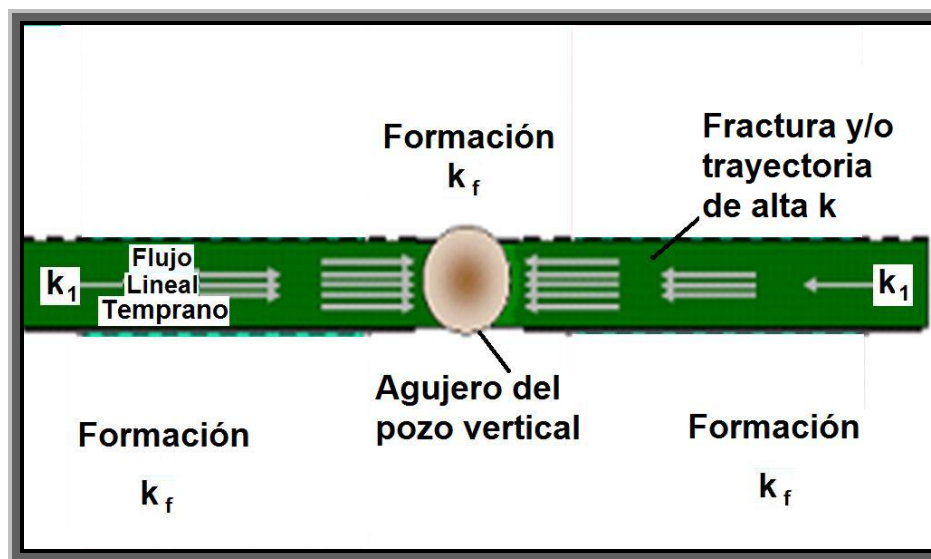


Fig. 3-33 – Diagrama que muestra la presencia de un régimen o geometría de flujo lineal temprano alrededor de un pozo productor vertical conectado a una trayectoria de alta permeabilidad, exhibiendo flujo proveniente de la expansión del sistema dentro de esta trayectoria.

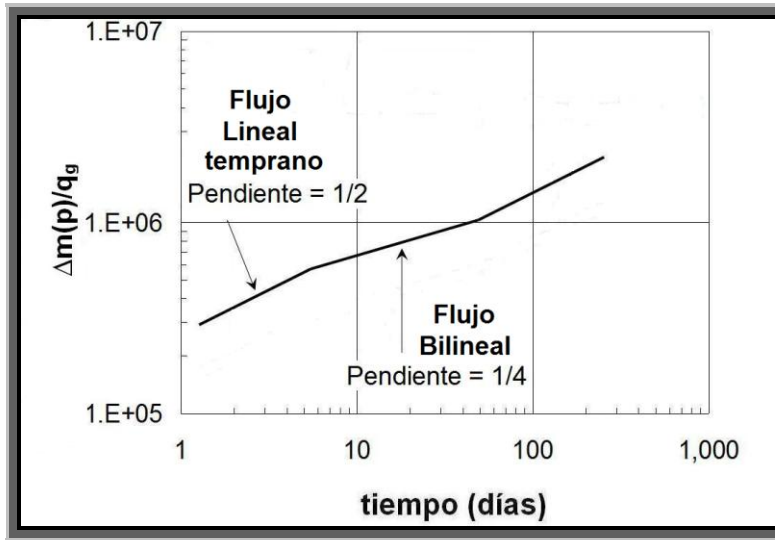


Fig. 3-34 – Ilustración de la gráfica con ejes log-log en la cual se detecta un régimen de flujo lineal temprano con valor de la pendiente de la línea recta de $1/2$, seguido de un régimen de flujo bilineal con valor de la pendiente de la línea recta de $1/4$.

3.8.1 Ecuaciones de interpretación para un régimen de flujo lineal temprano en un modelo de yacimiento homogéneo e infinito para las condiciones de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g y a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf}

De las soluciones para yacimientos lineales para el caso de líquidos en un yacimiento homogéneo e infinito se tienen las siguientes ecuaciones que modelan el comportamiento para régimen de flujo lineal:

$$p_{WDL} = \sqrt{\pi t_{DL}} \dots\dots\dots(L.1)$$

para la condición de explotación a gasto de flujo constante de líquido, q_L .

$$\frac{1}{q_{WDL}} = \frac{\pi}{2} \sqrt{\pi t_{DL}} \dots\dots\dots(L.2)$$

para la condición de explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} .

Del flujo lineal se tiene la relación entre estas dos soluciones⁸⁶:

$$\frac{p_{WDL}}{1/q_{WDL}} = \frac{\sqrt{\pi t_{DL}}}{\frac{\pi}{2}\sqrt{\pi t_{DL}}} = \frac{2}{\pi} \dots\dots\dots (LT-3.1)$$

se aplica la relación anterior con las Ecuaciones. L.1 y L.2, de la siguiente forma:

$$p_{WDL} = \frac{1}{q_{WDL}} \dots\dots\dots (LT-3.2)$$

$$\frac{p_{WDL}}{1/q_{WDL}} = 1 \dots\dots\dots (LT-3.3)$$

se toma el resultado de la relación obtenida en la Ec. LT-3.1, y esta se sustituye en la Ec. LT-3.3,:

$$p_{WDL} q_{WDL} = \frac{2}{\pi} \dots\dots\dots (LT-3.4)$$

se re acomodan términos:

$$p_{WDL} = \left(\frac{2}{\pi}\right) \left(\frac{1}{q_{WDL}}\right) \dots\dots\dots (LT-3.5)$$

$$\frac{1}{q_{WDL}} = p_{WDL} \left(\frac{\pi}{2}\right) \dots\dots\dots (LT-3.6)$$

se tiene el modelo de flujo lineal de respuesta para la presión adimensional obtenido de modelos lineales para trayectorias con alta permeabilidad con flujo lineal de fractura al comienzo del tiempo de explotación para el caso de líquidos con la condición de producción a gasto de flujo constante de líquido^{86,164,75} q_L :

$$p_{WDL} = \frac{2}{(k_f w)_D} \sqrt{\pi \eta_{FD} t_{DL}} + S^g \dots\dots\dots (LT.1)$$

se sustituye la Ec. LT.1 en la Ec. LT-3.6, esto da:

$$\frac{1}{q_{WDL}} = \left(\frac{\pi}{2}\right) \left[\frac{2}{(k_f w)_D} \sqrt{\pi \eta_{FD} t_{DL}} + S^g \right] \dots\dots\dots (LT-3.7)$$

$$\frac{1}{q_{WDL}} = \frac{\pi}{(k_f w)_D} \sqrt{\pi \eta_{FD} t_{DL}} + S^g \dots\dots\dots(LT.2)$$

la Ec. LT.2 es la nueva derivación para la condición de explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} para el caso de líquidos.

Para el caso de gas la solución analítica de p_{WDL} es reemplazada por m_{WDL} y $\frac{1}{q_{WDL}}$ es reemplazado por $\frac{1}{m_{WDL}}$ así:

$$m_{WDL} = \frac{2}{(k_f w)_D} \sqrt{\pi \eta_{FD} t_{DL}} + S^g \dots\dots\dots(LT.3)$$

$$\frac{1}{m_{WDL}} = \frac{\pi}{(k_f w)_D} \sqrt{\pi \eta_{FD} t_{DL}} + S^g \dots\dots\dots(LT.4)$$

Las Ecuaciones. LT.1 y LT.2 son las ecuaciones que modelan flujo lineal de fractura o en una trayectoria de flujo con alta permeabilidad para la condición de explotación a gasto de flujo constante, q_L y a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} para líquidos, respectivamente, al comienzo del tiempo de explotación y las Ecuaciones. LT.3 y LT.4 son las ecuaciones que modelan flujo lineal de fractura o en una trayectoria de flujo con alta permeabilidad para la condición de explotación a gasto de flujo constante, q_g y a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} para el caso de gas, respectivamente, al comienzo del tiempo de explotación.

3.8.1.1 Ecuaciones de interpretación para un régimen de flujo lineal temprano en un modelo de yacimiento homogéneo e infinito para la condición de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g .

Se tiene el modelo de flujo lineal de fractura para la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g Ec. LT.3:

$$m_{WDL} = \frac{2}{(k_f w)_D} \sqrt{\pi \eta_{FD} t_{DL}} + S^g \dots\dots\dots(LT.3)$$

Se renombra la Ec. A.1 que es la pseudo-presión del gas real adimensional para la condición de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g .

$$m_{DL} = \frac{k h [m(p_i) - m(p_{wf})]}{1424 q_g T} \dots\dots\dots (A.1)$$

se hace la igualdad:

$$m_{DL} = m_{WDL} + S^g \dots\dots\dots (LT-3.8)$$

para llegar al modelo de la ecuación de la línea recta $y = mx + b \Rightarrow \Delta p = c_1 \sqrt{t} + c_2$, que es el modelo de tipo de curva para flujo lineal. Se sustituyen las Ecuaciones. A.1 y LT.3 en la Ec. LT-3.8, y esto da:

$$\frac{k h [m(p_i) - m(p_{wf})]}{1424 q_g T} = \frac{2}{(k_f w)_D} \sqrt{\pi \eta_{FD} t_{DL}} + S^g \dots\dots\dots (LT-3.9)$$

se renombran las ecuaciones adimensionales A.3, A.5 y A.6:

$$t_{DL} = \frac{0.00633 k t}{(\phi \mu_g c_t)_i L^2} \dots\dots\dots (A.3)$$

$$\eta_{FD} = \frac{k_f \phi c_t}{k \phi_f c_{ft}} \dots\dots\dots (A.5)$$

$$F_{CD} = (k_f w)_D = \frac{k_f w}{k x_f} \dots\dots\dots (A.6)$$

se sustituyen las Ecuaciones. A.3, A.5 y A.6 en la Ec. LT-3.9 da:

$$\frac{k h [m(p_i) - m(p_{wf})]}{1424 q_g T} = \frac{2}{\frac{k_f w}{k x_f}} \sqrt{\pi \left(\frac{k_f \phi c_t}{k \phi_f c_{ft}} \right) \left(\frac{0.00633 k t}{(\phi \mu_g c_t)_i L^2} \right)} + S^g \dots\dots\dots (LT-3.10)$$

Se utiliza el concepto de longitud media de la fractura, $x_f = L$, así como también se utiliza la compresibilidad inicial de la formación o de la roca, c_f , la compresibilidad total inicial del sistema, c_t y la porosidad inicial, ϕ_i . Se aplica lo anterior a la Ec. LT-3.10:

$$\frac{k h [m(p_i) - m(p_{wf})]}{1424 q_g T} = \frac{2}{\frac{k_f w}{k x_f}} \sqrt{\pi \left(\frac{k_f \phi_i c_{ti}}{k \phi_f c_{fii}} \right) \left(\frac{0.00633 k t}{(\phi \mu_g c_t)_i x_f^2} \right) + S^g} \dots\dots\dots (LT-3.11)$$

se despeja el término, $\frac{\Delta m(p)}{q_g}$ y se eliminan términos semejantes:

$$\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = \left(\frac{1424 T}{k h} \right) \left[\frac{2 k x_f}{k_f w} \sqrt{\pi \left(\frac{k_f 0.00633 t}{\phi_f c_{fii} \mu_{gi} x_f^2} \right) + S^g} \right] \dots\dots\dots (LT-3.12)$$

con:

$$X = \left(\frac{1424 T}{k h} \right) \dots\dots\dots (LT-3.13)$$

se sustituye la Ec. LT-3.13 en LT-3.12:

$$\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = \left[\left(\frac{2(1424) \sqrt{\pi 0.00633}}{\sqrt{\mu_{gi} (\phi c_{ti})_f}} \right) \left(\frac{T x_f}{h k_f w x_f} \right) \sqrt{k_f} \right] \sqrt{t + S^g X} \dots\dots\dots (LT-3.14)$$

se simplifican términos:

$$\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = \frac{401.62}{\sqrt{\mu_{gi} (\phi c_{ti})_f}} \left(\frac{T}{h w \sqrt{k_f}} \right) \sqrt{t + S^g X} \dots\dots\dots (LT-3.15)$$

se tiene que $A_{c_1} = w h_f$, $h_f = h$ (capa lineal), se aplica esto en la Ec. LT-3.15 y se tiene:

$$\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = \frac{401.62 T}{\sqrt{\mu_{gi} (\phi c_{ti})_f}} \left(\frac{1}{\sqrt{k_f A_{c_1}}} \right) \sqrt{t + S^g X} \dots\dots\dots (LT-3.16)$$

se tiene la forma de la ecuación de la línea recta $y = mx + b \Rightarrow \Delta p = c_1 \sqrt{t} + c_2$, que es el modelo de tipo de curva para flujo lineal. **Fig. 3-35.**

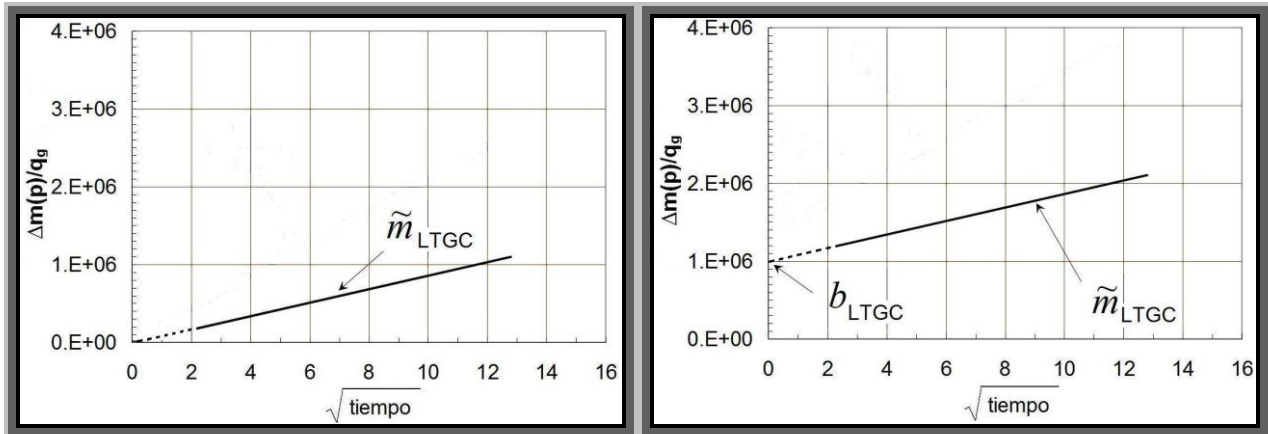


Fig. 3-35 – Ilustración de las gráficas para evaluar algunos valores en yacimientos de gas con baja permeabilidad para un régimen de flujo lineal temprano con intersección en cero (esbozo izquierdo) y no intersección en cero de la línea recta (esbozo derecho), bajo la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g .

se obtiene la pendiente de la Ec. LT-3.16 y se tiene:

$$c_1 = \tilde{m}_{LTGC} = \frac{401.62T}{\sqrt{\mu_{gi}(\phi c_{ii})_f}} \left(\frac{1}{\sqrt{k_f} A_{c_1}} \right) \dots\dots\dots (LT-3.17)$$

se despeja el término $\sqrt{k_f} A_{c_1}$:

$$\sqrt{k_f} A_{c_1} = \frac{401.62T}{\sqrt{\mu_{gi}(\phi c_{ii})_f}} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{LTGC}} \right) \dots\dots\dots (LT-3.18)$$

se redondean cifras y se hace $k_1 = k_f$, y se obtiene:

$$\sqrt{k_1} A_{c_1} = \frac{402T}{\sqrt{\mu_{gi}(\phi c_{ii})_f}} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{LTGC}} \right) \dots\dots\dots (LT-3.18)$$

ahora se tiene que $c_2 = b \Rightarrow b = b_{LTGC} \Rightarrow b_{LTGC} = S^g X$ y se hace $h = \sqrt{A_{c_1}}$, se renombra la Ec. LT-3.13, se sustituye y se aplica éste concepto en la Ec. LT-3.16:

$$X = \left(\frac{1424T}{k h} \right) \dots\dots\dots (LT-3.13)$$

$$b_{LTGC} = \frac{1424T S^g}{k \sqrt{A_{c_1}}} \dots\dots\dots (LT-3.19)$$

se tiene también que $S^g = s_f$, y se toma en cuenta que $k = k_1$ en donde k_1 es la trayectoria de flujo que posee mayor permeabilidad en el sistema, se sustituye lo anterior en la Ec. LT-3.19:

$$b_{LTGC} = \frac{1424T s_f}{k_1 \sqrt{A_{c_1}}} \dots\dots\dots (LT-3.20)$$

se despeja el factor de daño en la cara de la fractura, s_f :

$$s_f = \frac{b_{LTGC} k_1 \sqrt{A_{c_1}}}{1424T} \dots\dots\dots (LT-3.21)$$

3.8.1.2 Ecuaciones de interpretación para un régimen de flujo lineal temprano en un modelo de yacimiento homogéneo e infinito para la condición de explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} .

Se tiene el modelo de flujo lineal de fractura para la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} Ec. LT.4:

$$\frac{1}{m_{WD}} = \frac{\pi}{(k_f w)_D} \sqrt{\pi \eta_{FD} t_{DL}} + S^g \dots\dots\dots (LT.4)$$

Se renombra la Ec. A.2, que es la pseudo-presión del gas real adimensional con la condición de explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} .

$$\frac{1}{q_{DL}} = \frac{k h [m(p_i) - m(p_{wf})]}{1424 q_g T} \dots\dots\dots (A.2)$$

se hace la igualdad:

$$\frac{1}{q_{DL}} = \frac{1}{m_{WD}} + S^g \dots\dots\dots (LT-3.22)$$

para llegar al modelo de la ecuación de la línea recta $y = mx + b \Rightarrow \Delta p = c_1 \sqrt{t} + c_2$, que es el modelo de tipo de curva para flujo lineal. Se sustituyen las Ecuaciones. A.2 y LT.4 en la Ec. LT-3.22, y esto da:

$$\frac{k h [m(p_i) - m(p_{wf})]}{1424 q_g T} = \frac{\pi}{(k_f w)_D} \sqrt{\pi \eta_{FD} t_{DL}} + S^g \dots\dots\dots (LT-3.23)$$

se renombran las ecuaciones adimensionales A.3, A.5 y A.6:

$$t_{DL} = \frac{0.00633 k t}{(\phi \mu_g c_t)_i L^2} \dots\dots\dots (A.3)$$

$$\eta_{FD} = \frac{k_f \phi c_t}{k \phi_f c_{ft}} \dots\dots\dots (A.5)$$

$$F_{CD} = (k_f w)_D = \frac{k_f w}{k x_f} \dots\dots\dots (A.6)$$

se sustituyen las Ecuaciones. A.3, A.5 y A.6 en la Ec. LT-3.23 y esto da:

$$\frac{k h [m(p_i) - m(p_{wf})]}{1424 q_g T} = \frac{\pi}{\frac{k_f w}{k x_f}} \sqrt{\pi \left(\frac{k_f \phi c_t}{k \phi_f c_{ft}} \right) \left(\frac{0.00633 k t}{(\phi \mu_g c_t)_i L^2} \right)} + S^g \dots\dots\dots (LT-3.24)$$

Se utiliza el concepto de longitud media de la fractura, $x_f = L$, así como también se utiliza la compresibilidad inicial de la formación o de la roca, c_f , la compresibilidad total inicial del sistema, c_t y la porosidad inicial, ϕ_i . Se aplica lo anterior a la Ec. LT-3.24:

$$\frac{k h [m(p_i) - m(p_{wf})]}{1424 q_g T} = \frac{\pi}{\frac{k_f w}{k x_f}} \sqrt{\pi \left(\frac{k_f \phi_i c_{ti}}{k \phi_f c_{fii}} \right) \left(\frac{0.00633 k t}{(\phi \mu_g c_t)_i x_f^2} \right)} + S^g \dots\dots\dots (LT-3.25)$$

se despeja el término, $\frac{\Delta m(p)}{q_g}$ y se eliminan términos semejantes:

$$\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = \left(\frac{1424T}{kh} \right) \left[\frac{\pi k x_f}{k_f w} \sqrt{\pi \left(\frac{k_f 0.00633 t}{\phi_f c_{fi} \mu_{gi} x_f^2} \right)} + S^g \right] \dots\dots\dots (LT-3.26)$$

con:

$$X = \left(\frac{1424T}{kh} \right) \dots\dots\dots (LT-3.13)$$

se sustituye la Ec. LT-3.13 en LT-3.26:

$$\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = \left[\left(\frac{\pi (1424) \sqrt{\pi 0.00633}}{\sqrt{\mu_{gi} (\phi c_{ii})_f}} \right) \left(\frac{T x_f}{h k_f w x_f} \right) \sqrt{k_f} \right] \sqrt{t} + S^g X \dots\dots\dots (LT-3.27)$$

se simplifican términos:

$$\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = \frac{630.865}{\sqrt{\mu_{gi} (\phi c_{ii})_f}} \left(\frac{T}{h w \sqrt{k_f}} \right) \sqrt{t} + S^g X \dots\dots\dots (LT-3.28)$$

se tiene que $A_{c_1} = wh_f$, $h_f = h$ (capa lineal), se aplica esto en la Ec. LT-3.28 y se tiene:

$$\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = \frac{630.865T}{\sqrt{\mu_{gi} (\phi c_{ii})_f}} \left(\frac{1}{\sqrt{k_f} A_{c_1}} \right) \sqrt{t} + S^g X \dots\dots\dots (LT-3.29)$$

se tiene la forma de la ecuación de la línea recta $y = mx + b \Rightarrow \Delta p = c_1 \sqrt{t} + c_2$, que es el modelo de tipo de curva para flujo lineal. **Fig. 3-36.** Se obtiene la pendiente de la Ec. LT-3.29 y se tiene:

$$c_1 = \tilde{m}_{LTPC} = \frac{630.865T}{\sqrt{\mu_{gi} (\phi c_{ii})_f}} \left(\frac{1}{\sqrt{k_f} A_{c_1}} \right) \dots\dots\dots (LT-3.30)$$

se despeja el término $\sqrt{k_f} A_{c_1}$:

$$\sqrt{k_f} A_{c_1} = \frac{630.865T}{\sqrt{\mu_{gi} (\phi c_{ii})_f}} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{CLPC}} \right) \dots\dots\dots (LT-3.31)$$

se redondean cifras y se hace $k_1 = k_f$, y se obtiene:

$$\sqrt{k_1 A_{c_1}} = \frac{631 T}{\sqrt{\mu_{gi} (\phi c_{ii})_f}} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{CLPC}} \right) \dots\dots\dots (LT-3.32)$$

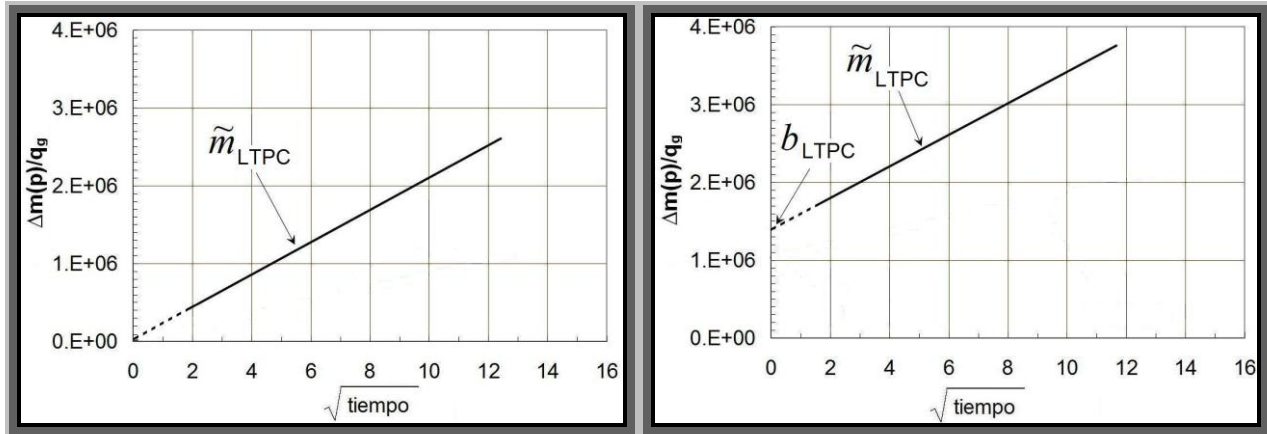


Fig. 3-36 – Ilustración de las gráficas para evaluar algunos valores en yacimientos de gas con baja permeabilidad para un régimen de flujo lineal temprano con intersección en cero (esbozo izquierdo) y no intersección en cero de la línea recta (esbozo derecho), bajo la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} .

ahora se tiene que $c_2 = b \Rightarrow b = b_{LTPC} \Rightarrow b_{LTPC} = S^s X$ y se hace $h = \sqrt{A_{c_1}}$, renombrando la Ec. LT-3.13, se sustituye y se aplica éste concepto en la Ec. LT-3.29:

$$X = \left(\frac{1424 T}{k h} \right) \dots\dots\dots (LT-3.13)$$

$$b_{LTPC} = \frac{1424 T S^s}{k \sqrt{A_{c_1}}} \dots\dots\dots (LT-3.33)$$

se tiene también que $S^s = s_f$, y se toma en cuenta que $k = k_1$ en donde k_1 es la trayectoria de flujo que posee mayor permeabilidad en el sistema, se sustituye lo anterior en la Ec. LT-3.33:

$$b_{LTPC} = \frac{1424 T s_f}{k_1 \sqrt{A_{c_1}}} \dots\dots\dots (LT-3.34)$$

se despeja el factor de daño en la cara de la fractura, s_f :

$$s_f = \frac{b_{LTFC} k_1 \sqrt{A_{c_1}}}{1424T} \dots\dots\dots (LT-3.35)$$

3.9 Superposición del tiempo (convolución) (ST)

Existe un proceso de gran interés en el análisis de la presión transitoria, llamado convolución propuesto por Van-Everdingen y Hurst (1949)¹⁶³ con el objeto de desarrollar una metodología para el análisis de los datos de presión-producción con múltiples cierres en el pozo productor, estos cierres se deben a diversas razones (restricciones del mercado, a reducciones en el diámetro de la tubería, compresión, recarga de líquidos, reconstrucciones, estimulaciones, técnicas de fracturamiento, problemas de pozos múltiples, etc.) causando así períodos en donde la presión de fondo fluyendo, p_{wf} y el gasto de flujo de gas, q_g varían durante el tiempo de explotación. Para estos casos, las características de las pendientes en las gráficas de diagnóstico de flujo y especializadas para cualquier geometría de flujo puede no siempre ser visible o constante durante la vida del pozo productor, inclusive si el pozo productor es dominado por un régimen de flujo en particular. Estas variaciones en la presión de fondo fluyendo, p_{wf} y el gasto de flujo de gas, q_g en el transcurso del tiempo de explotación pueden ocultar la pendiente de los regímenes de flujo y complicar el análisis de la producción. Por tanto, para estos casos la forma convencional de análisis con las gráficas de diagnóstico de flujo con ejes log-log y especializadas se considera como una técnica cualitativa en lugar de un análisis cuantitativo definitivo, y se sugiere la utilización de las gráficas de superposición del tiempo para cada régimen de flujo.

Helmy³⁷ desarrolló nuevos métodos para el análisis del desempeño de la producción de largo plazo para pozos productores de gas con la presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y sometidos a cierres periódicos. En sus conclusiones, señaló que las técnicas convencionales de graficado (gráficas con ejes log-log o especializadas de tiempo) no son adecuadas para analizar el desarrollo de los pozos productores con múltiples cierres. No obstante, en diversos casos históricos o de campo que fueron analizados, en los que

notables variaciones de la presión de fondo fluyendo, p_{wf} y del gasto de flujo de gas, q_g durante la producción y en los cierres son evidentes, la utilización de la gráfica especializada de superposición del tiempo para cada régimen de flujo proporcionó buenos resultados.

Para entender éste proceso de superposición del tiempo, se tiene un registro histórico a gasto de flujo de gas variable de un pozo productor, esto es mostrado en la **Fig. 3-37**, éste pozo productor produce a gasto de flujo de gas variable q_1 comenzando en un tiempo cero $t=0$, hasta un tiempo $t=1$, cuando el gasto de flujo de gas cambia a q_2 . Éste tipo de cambio se mantiene hasta el momento $t=2$, y así sucesivamente. Estos cambios continúan hasta llegar a lo supuesto, se tiene un tiempo t_{n-2} , en la que el cambio del gasto de flujo de gas es q_{n-1} , y en t_{n-1} , el pozo productor se cierra para una prueba de presión, durante la cual el gasto de flujo de gas es q_n . Una vez más, el cambio en el tiempo será el tiempo transcurrido durante el cierre del pozo productor, de modo que transcurrido un cierto tiempo, la parada será a un tiempo Δt , así mismo es posible hacer la analogía con la presión de fondo fluyendo, p_{wf} , de manera que esta se encuentre variando.

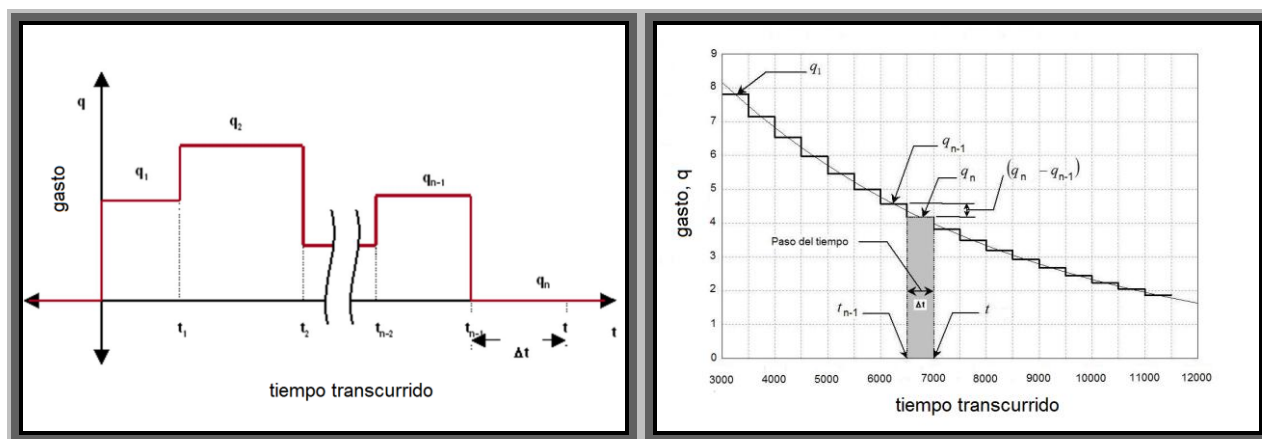


Fig. 3-37 – Ilustración que muestra el proceso de superposición del tiempo con el objeto de suavizar la tendencia de la curva al tener múltiples cierres en el pozo productor (variando p_{wf} y/o q_g).

Aquí se muestra una ecuación general de la superposición del tiempo. El cambio total de la presión adimensional en un modelo de historia de datos de presión-producción con gasto de flujo variable es escrito como la suma del nuevo gasto al gasto anterior en el tiempo para una respuesta de presión (que es, un cambio de presión en un tiempo, t). La cual es una solución generalizada de superposición del tiempo para los modelos de yacimientos lineales: infinitos y cerrados. Éste proceso de convolución predice el cambio de presión, utilizando el cambio en el gasto de flujo de gas conocido, a éste proceso se le llama convolución.

$$\Delta p(t) = q_1 f(t) + (q_2 - q_1) f(t - t_1) + (q_3 - q_2) f(t - t_2) + q_{gn} \Delta P_s \dots\dots\dots (ST.1)$$

o

$$\Delta m(p) = f_1(\text{parámetros}) \sum_{j=1}^n (q_{gj} - q_{gj-1}) f_2(t_n - t_{j-1}) + q_{gn} \Delta P_s \dots\dots\dots (ST.2)$$

La Ec. ST.2 se aplica en función de los diferentes regímenes de flujo presentados en éste Capítulo III de acuerdo al método de Wael Helmy's³⁷ con el objeto de enderezar las tendencias de las curvas, el modelo general para éste método se presenta a continuación:

$$y = mx + b \Rightarrow \frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = \text{pendiente} * \text{superposición del tiempo} + \text{intersección}.$$

En donde la pendiente es conforme a la condición de producción: a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} o a gasto de flujo constante de gas, q_g . En la **Tabla 3-1** se exhiben los modelos generales de superposición del tiempo para las distintas geometrías de flujo.

Tabla 3-1 – Modelos generales de superposición de tiempo para diversas geometrías de flujo	
Régimen de flujo	Superposición del tiempo
Flujo lineal	$\sum_{j=1}^n \frac{(q_{gj} - q_{gj-1})}{q_{gn}} \sqrt{t_n - t_{j-1}}$
Flujo bilineal	$\sum_{j=1}^n \frac{(q_{gi} - q_{gi-1})}{q_{gn}} \sqrt[4]{t_n - t_{j-1}}$
Flujo radial	$\sum_{j=1}^n \frac{(q_{gj} - q_{gj-1})}{q_{gn}} \log(t_n - t_{j-1})$
Flujo esférico	$\sum_{j=1}^n \frac{(q_{gj} - q_{gj-1})}{q_{gn}} \frac{1}{\sqrt{t_n - t_{j-1}}}$
Flujo dominado por la frontera externa	$\sum_{j=1}^n \frac{(q_{gj} - q_{gj-1})}{q_{gn}} (t_n - t_{j-1})$

Con esta técnica de superposición del tiempo se calculan diversos valores del yacimiento (algunas propiedades del yacimiento y el volumen original de gas, G), se obtienen tendencias de la producción, sin necesidad de tener una presión estable para todos los tiempos.

Como un ejemplo de aplicación de la superposición del tiempo se tiene un pozo productor con las características de: valores de permeabilidad de $k < 0.01md$, con un período de flujo transitorio muy largo (10-20 años), régimen de flujo lineal, dicho pozo productor tiene múltiples cierres lo cual genera efectos notables debido a variaciones en la presión de fondo fluyendo, p_{wf} y en el gasto de flujo de gas, q_g .

En la **Fig. 3-38** se observa una gráfica normal de q_g vs. t y de la presión en la cabeza del pozo productor fluyendo ($PCPF$) vs. t , en la cual se aprecian las variaciones del flujo de gasto de gas, q_g y de la presión en la cabeza del pozo productor. En la **Fig. 3-39** se muestra una gráfica con ejes log-log de q_g vs. t y de $PCPF$ vs. t , en la cual los datos continúan siendo muy dispersos y no se visualiza una tendencia lineal de manera clara. Al aplicar la técnica de superposición del tiempo con el modelo de flujo lineal para éste pozo, se produce una tendencia lineal de datos, esto se observa en la **Fig. 3-40**, se tiene una gráfica normal con la cual se procede a trabajar para realizar los cálculos pertinentes. En la siguiente sección se ve en forma clara la aplicación de esta técnica para cada régimen de flujo.

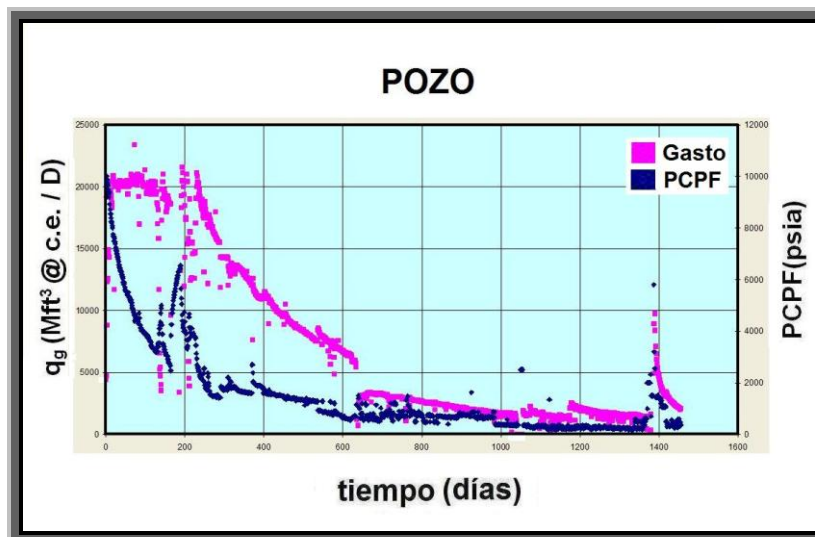


Fig. 3-38 – Gráfica normal de q_g , $PCPF$ vs. t , en la cual se observan variaciones en los datos debido a los múltiples cierres del pozo productor.

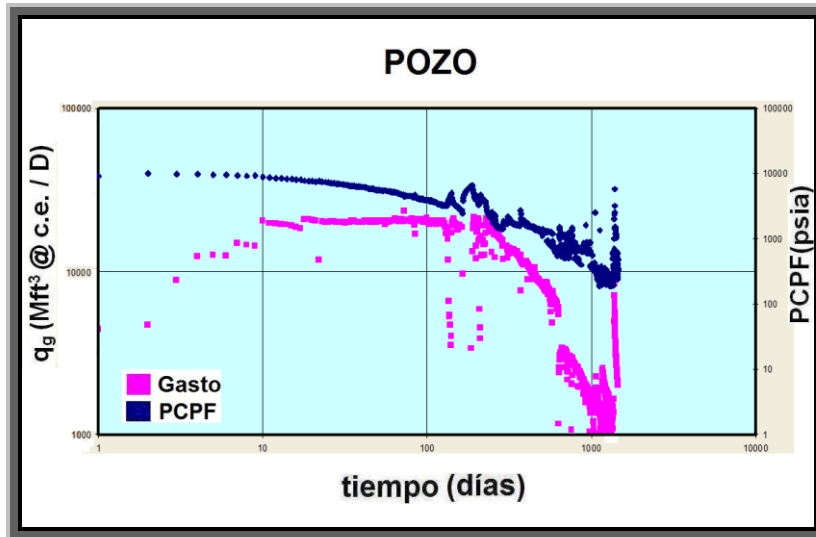


Fig. 3-39 – Gráfica con ejes log-log de q_g , $PCPF$ vs. t , en la cual no se aprecian tendencias lineales de los datos.

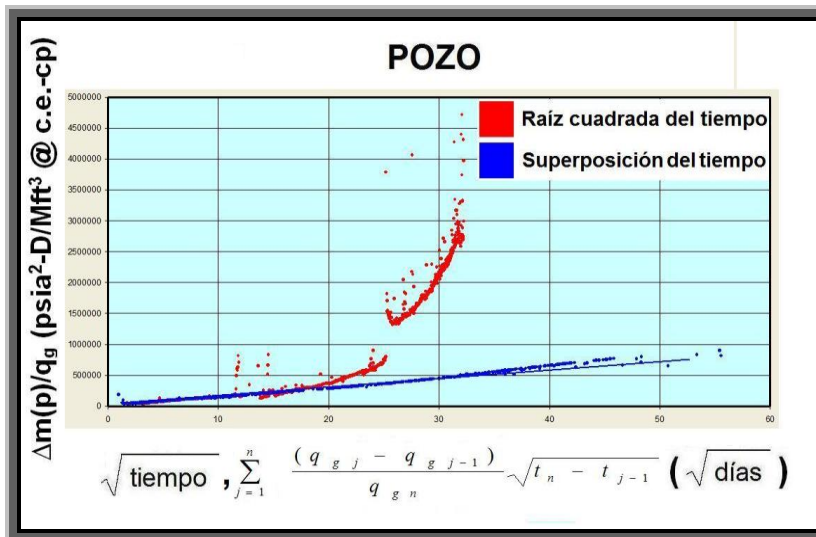


Fig. 3-40 – Gráfica normal de la caída de la pseudo-presión contra la raíz cuadrada del tiempo, $\Delta m(p)/q_g$ vs. \sqrt{t} , en la cual muestra la aplicación de la técnica normal con la raíz cuadrada del tiempo para flujo lineal y la técnica de superposición del tiempo para flujo lineal, en la cual se aprecia ya una tendencia lineal con los datos.

3.10 Ecuaciones que modelan el comportamiento de la pseudo-presión con respecto al tiempo mediante la inclusión del concepto de superposición del tiempo para los regímenes de flujo lineal, bilineal, radial, esférico y dominado por la frontera externa con sus respectivas condiciones de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g y/o a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} en un modelo de yacimiento homogéneo

3.10.1 Ecuaciones que modelan el comportamiento de la pseudo-presión con respecto al tiempo mediante la inclusión del concepto de superposición del tiempo para el régimen de flujo lineal con la condición de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g con base en la distancia del pozo productor a la frontera externa, x_e y en el área de sección transversal al flujo, A_c

Se tiene la ecuación general de la superposición del tiempo para el modelo de yacimientos lineales infinitos:

$$\Delta m(p) = f_1(\text{parámetros}) \sum_{j=1}^n (q_{gj} - q_{gj-1}) f_2(t_n - t_{j-1}) + q_{gn} \Delta P_s \dots \dots \dots (\text{ST.2})$$

la ecuación anterior se adapta para el régimen de flujo lineal y queda:

$$\Delta m(p) = f_1(\text{parámetros}) \sum_{j=1}^n (q_{gj} - q_{gj-1}) f_2[\sqrt{t_n - t_{j-1}}] + q_{gn} \Delta P_s \dots \dots \dots (\text{ST.3})$$

y se tiene la forma de la ecuación de la línea recta $y = mx + b \Rightarrow \Delta p = c_1 \sqrt{t} + c_2$, que es el modelo de tipo de curva para flujo lineal para la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g Ec. L-3.6.

$$\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = \frac{200.8107 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i} h} \left(\frac{1}{\sqrt{k} L} \right) \sqrt{t} + S^g X \dots \dots \dots (\text{L-3.6})$$

ahora de la Ec. L-3.6 se obtiene la función de influencia, $\Delta m(p)_l$ para éste régimen de flujo con la condición de producción y/o explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g se tiene que el gasto de flujo de gas es, $q_g = 1 \text{ Mft}^3 @ c.e./D$, $S^g X = \Delta P_s$, se sustituye lo anterior en la Ec L-3.6:

$$\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = \frac{\Delta m(p)}{q_g} = \Delta m(p)_I = \frac{200.8107 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i} h} \left(\frac{1}{\sqrt{k} L} \right) \sqrt{t} + \Delta P_s \dots\dots\dots (\text{STL-3.1})$$

$$\Delta m(p)_I = \frac{200.8107 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i} h} \left(\frac{1}{\sqrt{k} L} \right) \sqrt{t} + \Delta P_s \dots\dots\dots (\text{STL-3.2})$$

La ecuación anterior es una gráfica normal de $[m(p_i) - m(p_{wf})]/q_g$ vs. \sqrt{t} , la cual es la función de influencia para éste régimen de flujo con la condición de producción y/o explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g y da una línea recta con pendiente de:

$$c_1 = \tilde{m}_{LGC} = \frac{200.8107 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i} h} \left(\frac{1}{\sqrt{k} L} \right) \dots\dots\dots (\text{L-3.7})$$

La Ec. L-3.7 es la pendiente de la línea recta con base en la distancia del pozo productor a la frontera externa, x_e de acuerdo en las **Figs. 3-11** y **3-13**. Para el área de sección transversal al flujo, A_c en el modelo de flujo lineal con fractura hidráulica **Figs. 3-11** y **3-13** se evalúa como:

$$A_c = 4x_e h \dots\dots\dots (\text{L-3.12})$$

se sustituye el término x_e en la Ec. L-3.7:

$$\tilde{m}_{LGC} = \frac{200.8107 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i} h} \left(\frac{1}{\sqrt{k} x_e} \right) \dots\dots\dots (\text{L-3.8})$$

se despeja el término $\sqrt{k} x_e h$ de la Ec. L-3.8:

$$\sqrt{k} x_e h = \frac{200.8107 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{LGC}} \right)} \dots\dots\dots (\text{L-3.13})$$

Para el área de sección transversal al flujo, A_c en el modelo de flujo lineal con fractura hidráulica **Fig. 3-13** se evalúa como:

$$A_c = 4x_e h \dots\dots\dots (\text{L-3.12})$$

se sustituye la Ec. L-3.12 en la Ec. L-3.13 y se obtiene la siguiente ecuación:

$$\sqrt{k} A_c = \frac{4(200.8107) T \left(\frac{1}{\tilde{m}_{LGC}} \right)}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i}} \dots\dots\dots(L-3.15)$$

$$\sqrt{k} A_c = \frac{803.2427 T \left(\frac{1}{\tilde{m}_{LGC}} \right)}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i}} \dots\dots\dots(L-3.16)$$

se redondean cifras,

$$\sqrt{k} A_c = \frac{803 T \left(\frac{1}{\tilde{m}_{LGC}} \right)}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i}} \dots\dots\dots(L-3.17)$$

se despeja el término, \tilde{m}_{LGC} que es la pendiente con base en el área de sección transversal al flujo, A_c :

$$\tilde{m}_{LGC} = \frac{803 T \left(\frac{1}{\sqrt{k} A_c} \right)}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i}} \dots\dots\dots(STL-3.3)$$

al igual que la Ec. STL-3.2 se obtiene la función de influencia, $\Delta m(p)_i$ para éste régimen de flujo para la condición de producción y/o explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g con base en el área de sección transversal al flujo, A_c :

$$\Delta m(p)_i = \frac{803 T \left(\frac{1}{\tilde{m}_{LGC} \sqrt{k} A_c} \right) \sqrt{t} + \Delta P_s}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i}} \dots\dots\dots(STL-3.4)$$

Las Ecuaciones. STL-3.2 y STL-3.4 son las funciones de influencia para éste régimen de flujo lineal para la condición de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g con base en la distancia del pozo productor a la frontera externa, x_e y en el área de sección transversal al flujo, A_c , respectivamente. De acuerdo al modelo general para éste método:

$$y = mx + b \Rightarrow \frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = \text{pendiente} * \text{superposición del tiempo} + \text{intersección.}$$

Se sustituyen las Ecuaciones. L-3.8 y STL-3.3 las cuales son las pendientes de las funciones de influencia (Ecuaciones. STL-3.2 y STL-3.4) en la Ec. ST.3 la cual es la

ecuación general de la superposición del tiempo para el modelo de yacimientos lineales infinitos.

$$\Delta m(p) = \frac{200.8107 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i} h} \left(\frac{1}{\sqrt{k} x_e} \right) \sum_{j=1}^n (q_j - q_{j-1}) \sqrt{t_n - t_{j-1}} + q_{gn} \Delta P_s \dots \dots \dots \text{(STL-3.5)}$$

$$\Delta m(p) = \frac{803 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i} (\tilde{m}_{LGC} \sqrt{k} A_c)} \left(\frac{1}{\sqrt{k} x_e} \right) \sum_{j=1}^n (q_j - q_{j-1}) \sqrt{t_n - t_{j-1}} + q_{gn} \Delta P_s \dots \dots \dots \text{(STL-3.6)}$$

se dividen ambos miembros de las Ecuaciones. STL-3.5 y STL-3.6 por q_{gn} :

$$\frac{\Delta m(p)}{q_{gn}} = \frac{200.8107 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i} h} \left(\frac{1}{\sqrt{k} x_e} \right) \sum_{j=1}^n \frac{(q_j - q_{j-1})}{q_{gn}} \sqrt{t_n - t_{j-1}} + \Delta P_s \dots \dots \dots \text{(STL-3.7)}$$

$$\frac{\Delta m(p)}{q_{gn}} = \frac{803 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i} (\tilde{m}_{LGC} \sqrt{k} A_c)} \left(\frac{1}{\sqrt{k} x_e} \right) \sum_{j=1}^n \frac{(q_j - q_{j-1})}{q_{gn}} \sqrt{t_n - t_{j-1}} + \Delta P_s \dots \dots \dots \text{(STL-3.8)}$$

Con las Ecuaciones. STL-3.7 y STL-3.8 se tiene la forma de la ecuación de la línea recta con el concepto de superposición del

tiempo $y = mx + b \Rightarrow \Delta p = c_1 \sum_{j=1}^n \frac{(q_j - q_{j-1})}{q_{gn}} \sqrt{t_n - t_{j-1}} + c_2$, que es el modelo de tipo de curva

para flujo lineal. Con las pendientes y la no intersección en cero de cada ecuación, es decir, [\tilde{m}_{LGC} y $b_{LGC} = \Delta P_s$, respectivamente] **Fig. 3-41** se obtienen (de forma análoga a la sección 3.3.1.1 de éste Capítulo III) las ecuaciones de interpretación para régimen de flujo lineal en un modelo de yacimiento homogéneo e infinito para la condición de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g con base en la distancia del pozo productor a la frontera externa, x_e y en el área de sección transversal al flujo, A_c , es decir, se calcula el producto $(x_e h)$ y $\sqrt{k} A_c$, el área de drene, A , el volumen de poro, V_p , y el volumen original de gas, G para cualesquiera de las líneas rectas con intersección en cero o con no intersección en cero de las mismas líneas rectas, respectivamente. Adicionalmente, para el caso de flujo lineal con no intersección en cero de la línea recta, se evalúa el área de drene de la formación o el efecto temprano del régimen de flujo, $b = \Delta P_s$.

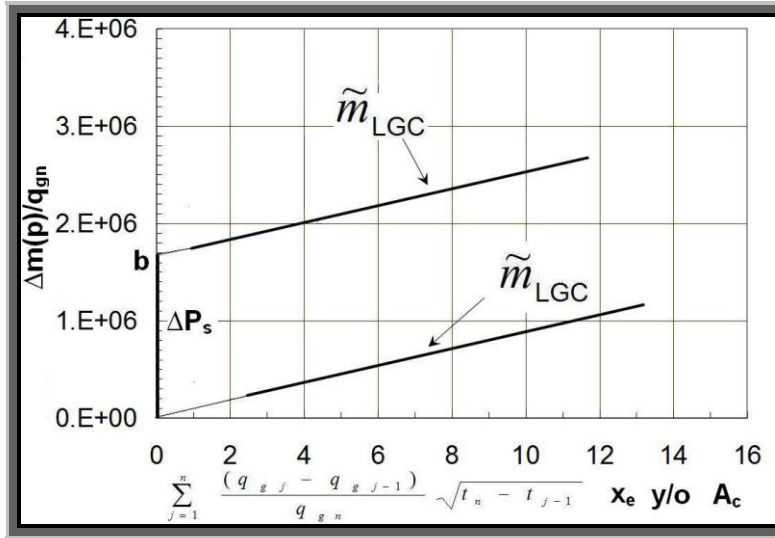


Fig. 3-41 – Gráfica de superposición del tiempo para régimen de flujo lineal con la condición de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g con y sin intersección en cero de las líneas rectas.

3.10.2 Ecuaciones que modelan el comportamiento de la pseudo-presión con respecto al tiempo mediante la inclusión del concepto de superposición del tiempo para el régimen de flujo lineal con la condición de explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} con base en la distancia del pozo productor a la frontera externa, x_e y en el área de sección transversal al flujo, A_c

Se tiene la ecuación general de la superposición del tiempo para el modelo de yacimientos lineales infinitos:

$$\Delta m(p) = f_1(\text{parámetros}) \sum_{j=1}^n (q_{gj} - q_{gj-1}) f_2(t_n - t_{j-1}) + q_{gn} \Delta P_s \dots\dots\dots (ST.2)$$

la ecuación anterior se adapta para el régimen de flujo lineal y queda:

$$\Delta m(p) = f_1(\text{parámetros}) \sum_{j=1}^n (q_{gj} - q_{gj-1}) f_2[\sqrt{t_n - t_{j-1}}] + q_{gn} \Delta P_s \dots\dots\dots (ST.3)$$

y se tiene la forma de la ecuación de la línea recta $y = mx + b \Rightarrow \Delta p = c_1 \sqrt{t} + c_2$, que es el modelo de tipo de curva para flujo lineal para la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} Ec. L-3.54.

$$\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = \frac{315.4327 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i} h} \left(\frac{1}{\sqrt{k L}} \right) \sqrt{t} + S^g X \dots\dots\dots(L-3.54)$$

ahora de la Ec. L-3.54 se obtiene la función de influencia, $\Delta m(p)_I$ para éste régimen de flujo con la condición de producción y/o explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} se tiene que el gasto de flujo de gas es, $q_g = 1 \text{ Mft}^3 @ c.e./D$, $S^g X = \Delta P_s$, se sustituye lo anterior en la Ec L-3.54:

$$\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = \frac{\Delta m(p)}{q_g} = \Delta m(p)_I = \frac{315.4327 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i} h} \left(\frac{1}{\sqrt{k L}} \right) \sqrt{t} + \Delta P_s \dots\dots\dots(STL-3.9)$$

$$\Delta m(p)_I = \frac{315.4327 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i} h} \left(\frac{1}{\sqrt{k L}} \right) \sqrt{t} + \Delta P_s \dots\dots\dots(STL-3.10)$$

La ecuación anterior es una gráfica normal de $[m(p_i) - m(p_{wf})]/q_g$ vs. \sqrt{t} , la cual es la función de influencia para éste régimen de flujo con la condición de producción y/o explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y da una línea recta con pendiente de:

$$c_1 = \tilde{m}_{LPC} = \frac{315.4327 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i} h} \left(\frac{1}{\sqrt{k L}} \right) \dots\dots\dots(L-3.55)$$

La Ec. L-3.55 es la pendiente de la línea recta con base en la distancia del pozo productor a la frontera externa, x_e de acuerdo en las **Figs. 3-11 y 3-13**. Para el área de sección transversal al flujo, A_c en el modelo de flujo lineal con fractura hidráulica **Fig. 3-13** se evalúa como:

$$A_c = 4x_e h \dots\dots\dots(L-3.12)$$

se sustituye el término x_e en la Ec. L-3.55:

$$\tilde{m}_{LPC} = \frac{315.4327 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i}} h \left(\frac{1}{\sqrt{k} x_e} \right) \dots\dots\dots(L-3.56)$$

se despeja el término $\sqrt{k} x_e h$ de la Ec. L-3.56:

$$\sqrt{k} x_e h = \frac{315.4327 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i}} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{LPC}} \right) \dots\dots\dots(L-3.59)$$

Para el área de sección transversal al flujo, A_c en el modelo de flujo lineal con fractura hidráulica **Fig. 3-13** se evalúa como:

$$A_c = 4x_e h \dots\dots\dots(L-3.12)$$

se sustituye la Ec. L-3.12 en la Ec. L-3.59 y se obtiene la siguiente ecuación:

$$\sqrt{k} A_c = \frac{4(315.4327) T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i}} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{LPC}} \right) \dots\dots\dots(L-3.61)$$

$$\sqrt{k} A_c = \frac{1261.7308 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i}} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{LPC}} \right) \dots\dots\dots(L-3.62)$$

se redondean cifras,

$$\sqrt{k} A_c = \frac{1262 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i}} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{LPC}} \right) \dots\dots\dots(L-3.63)$$

se despeja el término, \tilde{m}_{LPC} que es la pendiente con base en el área de sección transversal al flujo, A_c :

$$\tilde{m}_{LPC} = \frac{1262 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i}} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{LPC} \sqrt{k} A_c} \right) \dots\dots\dots(STL-3.11)$$

al igual que la Ec. STL-3.10 se obtiene la función de influencia, $\Delta m(p)_l$ para éste régimen de flujo para la condición de producción y/o explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} con base en el área de sección transversal al flujo, A_c :

$$\Delta m(p)_i = \frac{1262 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i}} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{LPC} \sqrt{k} A_c} \right) \sqrt{t} + \Delta P_s \dots\dots\dots (STL-3.12)$$

Las Ecuaciones. STL-3.10 y STL-3.12 son las funciones de influencia para éste régimen de flujo lineal para la condición de explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} con base en la distancia del pozo productor a la frontera externa, x_e y en el área de sección transversal al flujo, A_c , respectivamente. De acuerdo al modelo general para éste método:

$$y = mx + b \Rightarrow \frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = \text{pendiente} * \text{superposición del tiempo} + \text{intersección.}$$

Se sustituyen las Ecuaciones. L-3.56 y STL-3.11 las cuales son las pendientes de las funciones de influencia (Ecuaciones. STL-3.10 y STL-3.12) en la Ec. ST.3 la cual es la ecuación general de la superposición del tiempo para régimen de flujo lineal.

$$\Delta m(p) = \frac{315.4327 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i} h} \left(\frac{1}{\sqrt{k} x_e} \right) \sum_{j=1}^n (q_j - q_{j-1}) \sqrt{t_n - t_{j-1}} + q_{gn} \Delta P_s \dots\dots\dots (STL-3.13)$$

$$\Delta m(p) = \frac{1262 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i}} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{LPC} \sqrt{k} A_c} \right) \sum_{j=1}^n (q_j - q_{j-1}) \sqrt{t_n - t_{j-1}} + q_{gn} \Delta P_s \dots\dots\dots (STL-3.14)$$

se dividen ambos miembros de las Ecuaciones. STL-3.13 y STL-3.14 por q_{gn} :

$$\frac{\Delta m(p)}{q_{gn}} = \frac{315.4327 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i} h} \left(\frac{1}{\sqrt{k} x_e} \right) \sum_{j=1}^n \frac{(q_j - q_{j-1})}{q_{gn}} \sqrt{t_n - t_{j-1}} + \Delta P_s \dots\dots\dots (STL-3.15)$$

$$\frac{\Delta m(p)}{q_{gn}} = \frac{1262 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i}} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{LPC} \sqrt{k} A_c} \right) \sum_{j=1}^n \frac{(q_j - q_{j-1})}{q_{gn}} \sqrt{t_n - t_{j-1}} + \Delta P_s \dots\dots\dots (STL-3.16)$$

Con las Ecuaciones. STL-3.15 y STL-3.16 se tiene la forma de la ecuación de la línea recta con el concepto de superposición del tiempo $y = mx + b \Rightarrow \Delta p = c_1 \sum_{j=1}^n \frac{(q_j - q_{j-1})}{q_{gn}} \sqrt{t_n - t_{j-1}} + c_2$, que es el modelo de tipo de curva para flujo lineal. Con las pendientes y la no intersección en cero de cada ecuación, es decir, [\tilde{m}_{LPC} y $b_{LPC} = \Delta P_s$, respectivamente] **Fig. 3-42** se obtienen (de forma análoga a la

sección 3.3.1.2 de éste Capítulo III) las ecuaciones de interpretación para régimen de flujo lineal en un modelo de yacimiento homogéneo e infinito para la condición de explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} con base en la distancia del pozo productor a la frontera externa, x_e y en el área de sección transversal al flujo, A_c , es decir, se calcula el producto $(x_e h)$ y $\sqrt{k}A_c$, el área de drene, A , el volumen de poro, V_p , y el volumen original de gas, G para cualesquiera de las líneas rectas con intersección en cero o con no intersección en cero de las mismas líneas rectas, respectivamente. Adicionalmente, para el caso de flujo lineal con no intersección en cero de la línea recta, se evalúa el área de drene de la formación o el efecto temprano del régimen de flujo, $b = \Delta P_s$.

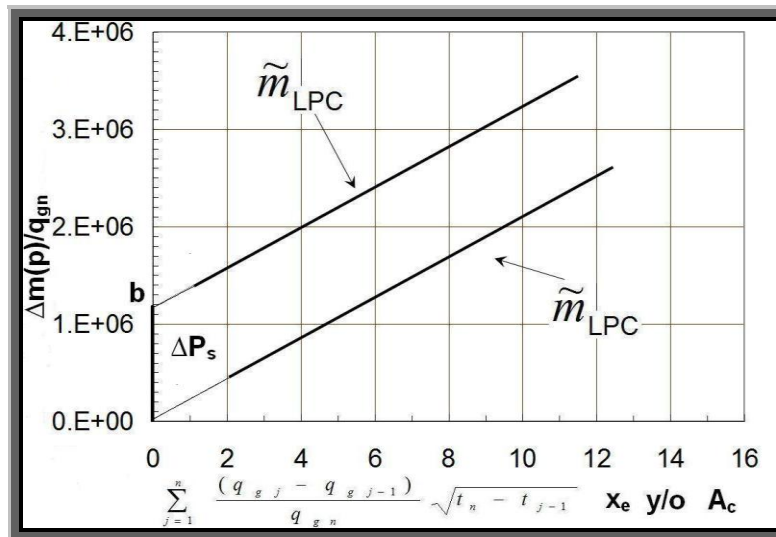


Fig. 3-42 – Gráfica de superposición del tiempo para régimen de flujo lineal con la condición de explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} con y sin intersección en cero de las líneas rectas.

3.10.3 Ecuaciones que modelan el comportamiento de la pseudo-presión con respecto al tiempo mediante la inclusión del concepto de superposición del tiempo para el régimen de flujo bilineal con la condición de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g

Se tiene la ecuación general de la superposición del tiempo para el modelo de yacimientos lineales infinitos:

$$\Delta m(p) = f_1(\text{parámetros}) \sum_{j=1}^n (q_{gj} - q_{gj-1}) f_2(t_n - t_{j-1}) + q_{gn} \Delta P_s \dots\dots\dots (ST.2)$$

la ecuación anterior se adapta para el régimen de flujo bilineal y queda:

$$\Delta m(p) = f_1(\text{parámetros}) \sum_{j=1}^n (q_{gj} - q_{gj-1}) f_2[\sqrt[4]{t_n - t_{j-1}}] + q_{gn} \Delta P_s \dots\dots\dots (ST.4)$$

se tiene la forma de la ecuación de la línea recta $y = mx + b \Rightarrow \Delta p = c_1 \sqrt[4]{t} + c_2$, que es el modelo de tipo de curva para flujo bilineal para la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g Ec. B-3.11.

$$\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = \frac{984 A_c^{1/4}}{\sqrt[4]{k(\phi \mu_g c_t)_i}} \left(\frac{T}{\sqrt{k_f w}} \right) \sqrt[4]{t} + S^g X \dots\dots\dots (B-3.11)$$

ahora de la Ec. B-3.11 se obtiene la función de influencia, $\Delta m(p)_I$ para éste régimen de flujo con la condición de producción y/o explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g se tiene que el gasto de flujo de gas es, $q_g = 1 \text{ Mft}^3 @ c.e./D$, $S^g X = \Delta P_s$, se sustituye lo anterior en la Ec B-3.11:

$$\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = \frac{\Delta m(p)}{q_g} = \Delta m(p)_I = \frac{984 A_c^{1/4}}{\sqrt[4]{k(\phi \mu_g c_t)_i}} \left(\frac{T}{\sqrt{k_f w}} \right) \sqrt[4]{t} + \Delta P_s \dots\dots\dots (STB-3.1)$$

$$\Delta m(p)_I = \frac{984 A_c^{1/4}}{\sqrt[4]{k(\phi \mu_g c_t)_i}} \left(\frac{T}{\sqrt{k_f w}} \right) \sqrt[4]{t} + \Delta P_s \dots\dots\dots (STB-3.2)$$

La ecuación STB-3.2 es la función de influencia para éste régimen de flujo con la condición de producción y/o explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g y da una línea recta con pendiente de:

$$c_1 = \tilde{m}_{BGC} = \frac{984 A_c^{1/4}}{\sqrt[4]{k(\phi\mu_g c_t)_i}} \left(\frac{T}{\sqrt{k_f w}} \right) \dots\dots\dots (B-3.12)$$

De acuerdo al modelo general para éste método:

$$y = mx + b \Rightarrow \frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = \text{pendiente} * \text{superposición del tiempo} + \text{intersección.}$$

se sustituye la Ec. B-3.12 en la Ec. ST.4 la cual es la ecuación general de la superposición del tiempo para régimen de flujo bilineal.

$$\Delta m(p) = \frac{984 A_c^{1/4}}{\sqrt[4]{k(\phi\mu_g c_t)_i}} \left(\frac{T}{\sqrt{k_f w}} \right) \sum_{j=1}^n (q_j - q_{j-1}) \sqrt[4]{t_n - t_{j-1}} + q_{gn} \Delta P_s \dots\dots\dots (STB-3.3)$$

se dividen ambos miembros de la Ec. STB-3.3 por q_{gn} :

$$\frac{\Delta m(p)}{q_{gn}} = \frac{984 A_c^{1/4}}{\sqrt[4]{k(\phi\mu_g c_t)_i}} \left(\frac{T}{\sqrt{k_f w}} \right) \sum_{j=1}^n \frac{(q_j - q_{j-1})}{q_{gn}} \sqrt[4]{t_n - t_{j-1}} + \Delta P_s \dots\dots\dots (STB-3.4)$$

Con la Ec. STB-3.4 se tiene la forma de la ecuación de la línea recta con el concepto de superposición del tiempo $y = mx + b \Rightarrow \Delta p = c_1 \sum_{j=1}^n \frac{(q_j - q_{j-1})}{q_{gn}} \sqrt[4]{t_n - t_{j-1}} + c_2$, que es el modelo de tipo de curva para flujo bilineal. Con la pendiente y si existe la no intersección en cero de la línea recta, es decir, $[\tilde{m}_{BGC}$ y $b_{BGC}]$ **Fig. 3-43** se obtienen (de forma análoga a la sección 3.4.1 de éste Capítulo III) las ecuaciones de interpretación para régimen de flujo bilineal para la condición de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g , es decir, se evalúa el término $\sqrt{k_f w}$ y el factor de daño de la formación, $s_1 = \Delta P_s$.

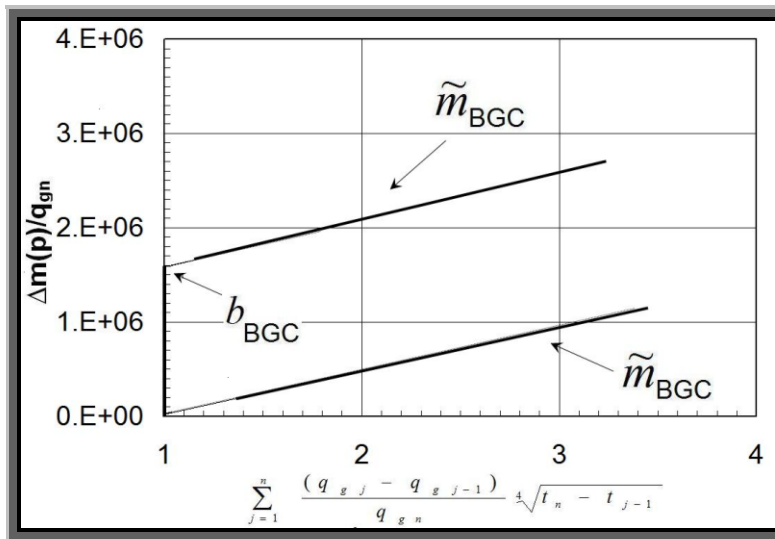


Fig. 3-43 – Gráfica de superposición del tiempo para régimen de flujo bilineal con la condición de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g con y sin intersección en cero de las líneas rectas.

3.10.4 Ecuaciones que modelan el comportamiento de la pseudo-presión con respecto al tiempo mediante la inclusión del concepto de superposición del tiempo para el régimen de flujo radial con las condiciones de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g y a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf}

Se tiene la ecuación general de la superposición del tiempo para el modelo de yacimientos lineales infinitos:

$$\Delta m(p) = f_1(\text{parámetros}) \sum_{j=1}^n (q_{gj} - q_{gj-1}) f_2(t_n - t_{j-1}) + q_{gn} \Delta P_s \dots \dots \dots \text{(ST.2)}$$

la ecuación anterior se adapta para el régimen de flujo radial y queda:

$$\Delta m(p) = f_1(\text{parámetros}) \sum_{j=1}^n (q_{gj} - q_{gj-1}) f_2[\log(t_n - t_{j-1})] + q_{gn} \Delta P_s \dots \dots \dots \text{(ST.5)}$$

se tiene la forma de la ecuación de la línea recta $\Delta p = c_1 \log t + c_2$, que es el modelo de tipo de curva para flujo bilineal para la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g Ec. R-3.9.

$$\left(\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} \right) = \frac{1640 T}{k h} \log t + \frac{1640 T}{k h} \left(\log \frac{0.00633 k}{(\phi \mu_g c_i)_i r_w^2} + 0.352 + 0.869 s \right) \dots \text{(R-3.9)}$$

ahora de la Ec. R-3.9 se obtiene la función de influencia, $\Delta m(p)_I$ para éste régimen de flujo con la condición de producción y/o explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g se tiene que el gasto de flujo de gas es, $q_g = 1 \text{ Mft}^3 @ \text{c.e./D}$, se sustituye lo anterior en la

Ec R-3.9, se hace $\Delta P_s = \frac{1640 T}{k h} \left(\log \frac{0.00633 k}{(\phi \mu_g c_i)_i r_w^2} + 0.352 + 0.869 s \right)$ y se sustituye en la Ec R-

3.9:

$$\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = \frac{\Delta m(p)}{q_g} = \Delta m(p)_I = \frac{1640 T}{k h} \log t + \Delta P_s \dots \text{(STR-3.1)}$$

$$\Delta m(p)_I = \frac{1640 T}{k h} \log t + \Delta P_s \dots \text{(STR-3.2)}$$

La ecuación STR-3.2 es la función de influencia para éste régimen de flujo con la condición de producción y/o explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g y da una línea recta con pendiente de:

$$\tilde{m}_{RGC} = \frac{1640 T}{k h} \dots \text{(R-3.10)}$$

De acuerdo al modelo general para éste método:

$$y = mx + b \Rightarrow \frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = \text{pendiente} * \text{superposición del tiempo} + \text{intersección.}$$

se sustituye la Ec. R-3.10 en la Ec. ST.5 la cual es la ecuación general de la superposición del tiempo para régimen de flujo radial.

$$\Delta m(p) = \frac{1640 T}{k h} \sum_{j=1}^n (q_{gj} - q_{gj-1}) [\log(t_n - t_{j-1})] + q_{gn} \Delta P_s \dots \text{(STR-3.3)}$$

se dividen ambos miembros de la Ec. STB-3.3 por q_{gn} :

$$\frac{\Delta m(p)}{q_{gn}} = \frac{1640 T}{k h} \sum_{j=1}^n \frac{(q_j - q_{j-1})}{q_{gn}} \log(t_n - t_{j-1}) + \Delta P_s \dots \text{(STR-3.4)}$$

Con la Ec. STR-3.4 se tiene la forma de la ecuación de la línea recta con el concepto de superposición del tiempo $y = mx + b \Rightarrow \Delta p = c_1 \sum_{j=1}^n \frac{(q_j - q_{j-1})}{q_{gn}} \log(t_n - t_{j-1}) + c_2$, que es el modelo de tipo de curva para flujo radial. Con la pendiente y la no intersección en cero de la línea recta para cualesquiera de las condiciones de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g , es decir, [\tilde{m}_{RGC} y $b_{RGC} = \Delta P_s$, respectivamente], y a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} , es decir, [\tilde{m}_{RPC} y $b_{RPC} = \Delta P_s$, respectivamente] **Fig. 3-44** se obtienen (de forma análoga a la sección 3.5.2.2 y 3.5.2.3 de éste Capítulo III, respectivamente) las ecuaciones de interpretación para régimen de flujo radial, es decir, se estima el tiempo del final de la línea recta, t_{jlr} , el producto kh , el factor de daño, s , la longitud media de la fractura, x_f , el radio de investigación, r_{inv} , y el volumen original de gas, G en el radio de investigación.

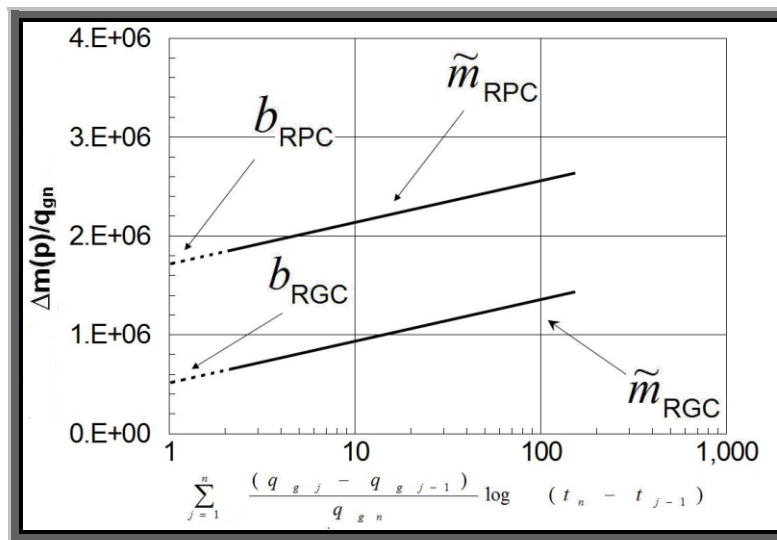


Fig. 3-44 – Gráfica de superposición del tiempo para régimen de flujo radial con las condiciones de explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y a gasto de flujo constante de gas, q_g .

3.10.5 Ecuaciones que modelan el comportamiento de la pseudo-presión con respecto al tiempo mediante la inclusión del concepto de superposición del tiempo para el régimen de flujo esférico con la condición de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g

Se tiene la ecuación general de la superposición del tiempo para el modelo de yacimientos lineales infinitos:

$$\Delta m(p) = f_1(\text{parámetros}) \sum_{j=1}^n (q_{gj} - q_{gj-1}) f_2(t_n - t_{j-1}) + q_{gn} \Delta P_s \dots \dots \dots (\text{ST.2})$$

la ecuación anterior se adapta para el régimen de flujo esférico y queda:

$$\Delta m(p) = f_1(\text{parámetros}) \sum_{j=1}^n (q_{gj} - q_{gj-1}) f_2\left(\frac{1}{\sqrt{t_n - t_{j-1}}}\right) + q_{gn} \Delta P_s \dots \dots \dots (\text{ST.6})$$

se tiene la forma de la ecuación de la línea recta $y = mx + b \Rightarrow \Delta p = c_1 \frac{1}{\sqrt{t}} + c_2$, que es el modelo de tipo de curva para flujo esférico para la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g E-3.7:

$$\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = - \frac{10,097.95 T}{k^{3/2}} \sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i} \frac{1}{\sqrt{t}} + \frac{1424 T}{k r_w'} \dots \dots \dots (\text{E-3.7})$$

ahora de la Ec. E-3.7 se obtiene la función de influencia, $\Delta m(p)_I$ para éste régimen de flujo con la condición de producción y/o explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g

se tiene que el gasto de flujo de gas es, $q_g = 1 Mft^3 @ c.e./D$, se sustituye lo anterior en la

Ec E-3.7, se hace $\Delta P_s = \frac{1424 T}{k r_w'}$ y se sustituye en la Ec. E-3.7:

$$\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = \frac{\Delta m(p)}{q_g} = \Delta m(p)_I = - \frac{10,097.95 T}{k^{3/2}} \sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i} \frac{1}{\sqrt{t}} + \Delta P_s \dots \dots (\text{STE-3.1})$$

$$\Delta m(p)_I = - \frac{10,097.95 T}{k^{3/2}} \sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i} \frac{1}{\sqrt{t}} + \Delta P_s \dots \dots \dots (\text{STE-3.2})$$

La ecuación STE-3.2 es la función de influencia para éste régimen de flujo con la condición de producción y/o explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g y da una línea recta con pendiente de:

$$\tilde{m}_{EGC} = - \frac{10098 T}{k^{3/2}} \sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i} \dots\dots\dots (E-3.10)$$

De acuerdo al modelo general para éste método:

$$y = mx + b \Rightarrow \frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = \text{pendiente} * \text{superposición del tiempo} + \text{intersección.}$$

se sustituye la Ec. E-3.10 en la Ec. ST.6 la cual es la ecuación general de la superposición del tiempo para régimen de flujo esférico.

$$\Delta m(p) = - \frac{10,097.95 T}{k^{3/2}} \sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i} \sum_{j=1}^n (q_{gj} - q_{gj-1}) \left(\frac{1}{\sqrt{t_n - t_{j-1}}} \right) + q_{gn} \Delta P_s \dots\dots\dots (STE-3.3)$$

se dividen ambos miembros de la Ec. STE-3.3 por q_{gn} :

$$\frac{\Delta m(p)}{q_{gn}} = - \frac{10,097.95 T}{k^{3/2}} \sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i} \sum_{j=1}^n \frac{(q_{gj} - q_{gj-1})}{q_{gn}} \left(\frac{1}{\sqrt{t_n - t_{j-1}}} \right) + \Delta P_s \dots\dots\dots (STE-3.4)$$

Con la Ec. STE-3.4 se tiene la forma de la ecuación de la línea recta con el concepto de superposición del tiempo $y = mx + b \Rightarrow \Delta p = c_1 \sum_{j=1}^n \frac{(q_{gj} - q_{gj-1})}{q_{gn}} \left(\frac{1}{\sqrt{t_n - t_{j-1}}} \right) + c_2$, que es el modelo de tipo de curva para flujo esférico. Con la pendiente negativa y la no intersección en cero de la línea recta, es decir, [\tilde{m}_{EGC} y $b_{EGC} = \Delta P_s$, respectivamente] **Fig. 3-45** se obtienen (de forma análoga a la sección 3.6.1 de éste Capítulo III) las ecuaciones de interpretación para régimen de flujo esférico para la condición de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g , es decir, se calcula la permeabilidad, k , y el radio equivalente de la esfera, $r_w' = r_{esf}$.

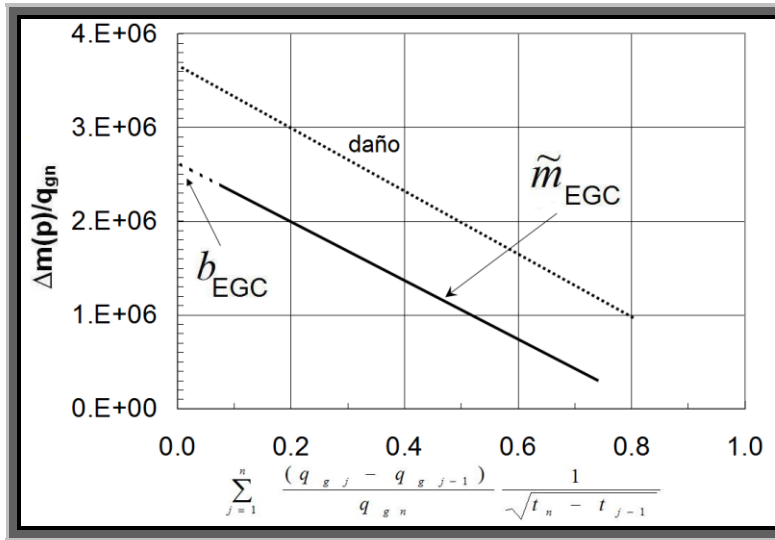


Fig. 3-45 – Gráfica de superposición del tiempo para régimen de flujo esférico con la condición de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g .

3.10.6 Ecuaciones que modelan el comportamiento de la pseudo-presión con respecto al tiempo mediante la inclusión del concepto de superposición del tiempo para el régimen de flujo dominado por la frontera externa con la condición de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g (estado pseudo-estacionario, PSS)

Se tiene la ecuación general de la superposición del tiempo para el modelo de yacimientos lineales infinitos:

$$\Delta m(p) = f_1(\text{parámetros}) \sum_{j=1}^n (q_{gj} - q_{gj-1}) f_2(t_n - t_{j-1}) + q_{gn} \Delta P_s \dots \dots \dots \text{(ST.2)}$$

la ecuación anterior se utiliza para el régimen de flujo dominado por la frontera externa con la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g .

$$\Delta m(p) = f_1(\text{parámetros}) \sum_{j=1}^n (q_{gj} - q_{gj-1}) f_2(t_n - t_{j-1}) + q_{gn} \Delta P_s \dots \dots \dots \text{(ST.7)}$$

se tiene la forma de la ecuación de la línea recta $y = mx + b \Rightarrow \Delta p = c_1 t + c_2$, que es el modelo de tipo de curva para flujo dominado por la frontera externa para la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g FF-3.7:

$$\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = \frac{56.6361 T}{(\phi \mu_g c_t)_i A h} t + \frac{1424}{2} \frac{T}{k h} \left[\ln \left(\frac{A}{r_w^2} \frac{2.2458}{C_A} \right) + 2s \right] \dots\dots\dots (FF-3.7)$$

ahora de la Ec. FF-3.7 se obtiene la función de influencia, $\Delta m(p)_I$, para éste régimen de flujo con la condición de producción y/o explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g se tiene que el gasto de flujo de gas es, $q_g = 1 \text{ Mft}^3 @ \text{c.e./D}$, se sustituye lo anterior en la

Ec. FF-3.7, se hace $\Delta P_s = \frac{1424}{2} \frac{T}{k h} \left[\ln \left(\frac{A}{r_w^2} \frac{2.2458}{C_A} \right) + 2s \right]$ y se sustituye en la Ec. FF-3.7:

$$\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = \frac{\Delta m(p)}{q_g} = \Delta m(p)_I = \frac{56.6361 T}{(\phi \mu_g c_t)_i A h} t + \Delta P_s \dots\dots\dots (STFF-3.1)$$

$$\Delta m(p)_I = \frac{56.6361 T}{(\phi \mu_g c_t)_i A h} t + \Delta P_s \dots\dots\dots (STFF-3.2)$$

La ecuación STFF-3.2 es la función de influencia para éste régimen de flujo con la condición de producción y/o explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g (PSS) y da una línea recta con pendiente de:

$$c_1 = \tilde{m}_{FGC} = \frac{56.6361 T}{(\phi \mu_g c_t)_i A h} \dots\dots\dots (FF-3.8)$$

De acuerdo al modelo general para éste método:

$$y = mx + b \Rightarrow \frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = \text{pendiente} * \text{superposición del tiempo} + \text{intersección.}$$

se sustituye la Ec. FF-3.8 en la Ec. ST.7 la cual es la ecuación general de la superposición del tiempo para régimen de flujo dominado por la frontera externa.

$$\Delta m(p) = \frac{56.6361 T}{(\phi \mu_g c_t)_i A h} \sum_{j=1}^n (q_{gj} - q_{gj-1}) (t_n - t_{j-1}) + q_{gn} \Delta P_s \dots\dots\dots (STFF-3.3)$$

se dividen ambos miembros de la Ec. STFF-3.3 por q_{gn} :

$$\frac{\Delta m(p)}{q_{gn}} = \frac{56.6361 T}{(\phi \mu_g c_t)_i A h} \sum_{j=1}^n \frac{(q_{gj} - q_{gj-1})}{q_{gn}} (t_n - t_{j-1}) + \Delta P_s \dots\dots\dots (STFF-3.4)$$

Con la Ec. STFF-3.4 se tiene la forma de la ecuación de la línea recta con el concepto de superposición del tiempo $y = mx + b \Rightarrow \Delta p = c_1 \sum_{j=1}^n \frac{(q_{gj} - q_{gj-1})}{q_{gn}} (t_n - t_{j-1}) + c_2$, que es el modelo de tipo de curva para flujo dominado por la frontera externa. Con la pendiente negativa y la no intersección en cero de la línea recta, es decir, [\tilde{m}_{FGC} y $b_{FGC} = \Delta P_s$, respectivamente] **Fig. 3-46** se obtienen (de forma análoga a la sección 3.7.1.1 de éste Capítulo III) las ecuaciones de interpretación para régimen de flujo dominado por la frontera externa para la condición de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g (PSS), es decir, se calcula el volumen del yacimiento, VY , el factor de forma de Dietz's, C_A , el área de drene, A , el volumen de poro, V_p y el volumen original de gas, G .

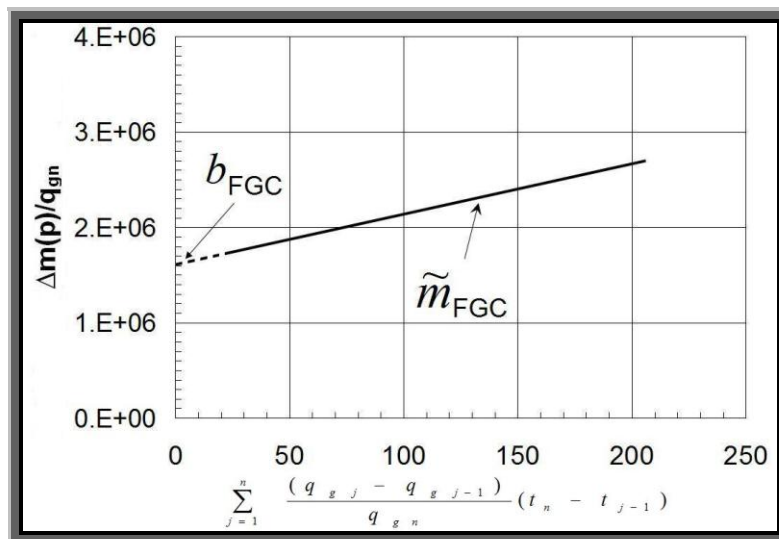


Fig. 3-46 – Gráfica de superposición del tiempo para régimen de flujo dominado por la frontera externa con la condición de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g (PSS).

3.10.7 Ecuaciones que modelan el comportamiento de la pseudo-presión con respecto al tiempo mediante la inclusión del concepto de superposición del tiempo para el régimen de flujo dominado por la frontera externa con la condición de explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} (declinación exponencial)

Se tiene la ecuación general de la superposición del tiempo para el modelo de yacimientos lineales infinitos:

$$\Delta m(p) = f_1(\text{parámetros}) \sum_{j=1}^n (q_{gj} - q_{gj-1}) f_2(t_n - t_{j-1}) + q_{gn} \Delta P_s \dots\dots\dots (ST.2)$$

la ecuación anterior se adapta para el régimen de flujo dominado por la frontera externa con la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y queda:

$$\log \Delta m(p) = f_1(\text{parámetros}) \sum_{j=1}^n (q_{gj} - q_{gj-1}) f_2(t_n - t_{j-1}) + q_{gn} \Delta P_s \dots\dots\dots (ST.8)$$

se tiene la forma de la ecuación de la línea recta $y = mx + b \Rightarrow \Delta p = c_1 t + c_2$, que es el modelo de tipo de curva para flujo dominado por la frontera externa para la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, q_g FF-3.42:

$$\log \left(\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} \right) = \left(\frac{4 \pi (0.00633) k}{2.303 \ln c_{fpc} (\phi \mu_g c_t)_i A} \right) t + \log \left(\frac{1424 T \ln c_{fpc}}{2 k h} \right) + \dots\dots\dots (FF-3.42)$$

$\log(2s X)$

ahora de la Ec. FF-3.42 se obtiene la función de influencia, $\Delta m(p)_I$ para éste régimen de flujo con la condición de producción y/o explotación a presión de fondo fluyendo contante, p_{wf} , se tiene que el gasto de flujo de gas es, $q_g = 1 Mft^3 @ c.e./ D$, se sustituye lo anterior

en la Ec. FF-3.42, se hace $\Delta P_s = \log \left(\frac{1424 T \ln c_{fpc}}{2 k h} \right) + \log(2s X)$ y se sustituye en la Ec. FF-

3.42:

$$\log \frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = \log \frac{\Delta m(p)}{q_g} = \dots\dots\dots (STFF-3.5)$$

$$\log \Delta m(p)_I = \left(\frac{4 \pi (0.00633) k}{2.303 \ln c_{fpc} (\phi \mu_g c_t)_i A} \right) t + \Delta P_s$$

$$\log \Delta m(p)_i = \left(\frac{4 \pi (0.00633) k}{2.303 \ln c_{fpc} (\phi \mu_g c_t)_i A} \right) t + \Delta P_s \dots \dots \dots (\text{STFF-3.6})$$

La ecuación STFF-3.6 es la función de influencia para éste régimen de flujo con la condición de producción y/o explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} (declinación exponencial) y da una línea recta con pendiente de:

$$c_1 = \tilde{m}_{FPC} = \left(\frac{4 \pi (0.00633) k}{2.303 \ln c_{fpc} (\phi \mu_g c_t)_i A} \right) \dots \dots \dots (\text{FF-3.43})$$

De acuerdo al modelo general para éste método:

$$y = mx + b \Rightarrow \frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = \text{pendiente} * \text{superposición del tiempo} + \text{intersección.}$$

se sustituye la Ec. FF-3.43 en la Ec. ST.8 la cual es la ecuación general de la superposición del tiempo para régimen de flujo dominado por la frontera externa con la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} .

$$\log \Delta m(p) = \left(\frac{4 \pi (0.00633) k}{2.303 \ln c_{fpc} (\phi \mu_g c_t)_i A} \right) \sum_{j=1}^n (q_{gj} - q_{gj-1}) (t_n - t_{j-1}) + q_{gn} \Delta P_s \dots \dots \dots (\text{STFF-3.7})$$

se dividen ambos miembros de la Ec. STFF-3.7 por q_{gn} :

$$\log \frac{\Delta m(p)}{q_{gn}} = \left(\frac{4 \pi (0.00633) k}{2.303 \ln c_{fpc} (\phi \mu_g c_t)_i A} \right) \sum_{j=1}^n \frac{(q_{gj} - q_{gj-1})}{q_{gn}} (t_n - t_{j-1}) + \Delta P_s \dots \dots \dots (\text{STFF-3.8})$$

Con la Ec. STFF-3.8 se tiene la forma de la ecuación de la línea recta con el concepto de superposición del tiempo $\log y = mx + b \Rightarrow \log \Delta p = c_1 \sum_{j=1}^n \frac{(q_{gj} - q_{gj-1})}{q_{gn}} (t_n - t_{j-1}) + c_2$, que es el modelo de tipo de curva para flujo dominado por la frontera externa con la condición de explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} . Con la pendiente negativa y la no intersección en cero de la línea recta, es decir, [\tilde{m}_{FPC} y $b_{FPC} = \Delta P_s$, respectivamente] **Fig. 3-47** se obtienen (de forma análoga a la sección 3.7.1.1 de éste Capítulo III) las ecuaciones de interpretación para régimen de flujo dominado por la frontera externa para la condición de explotación a presión de fondo fluyendo contante, p_{wf} (declinación

exponencial) , es decir, se calcula el volumen del yacimiento, VY , el factor de forma de Dietz's, C_A , el área de drene, A , el volumen de poro, V_p y el volumen original de gas, G .

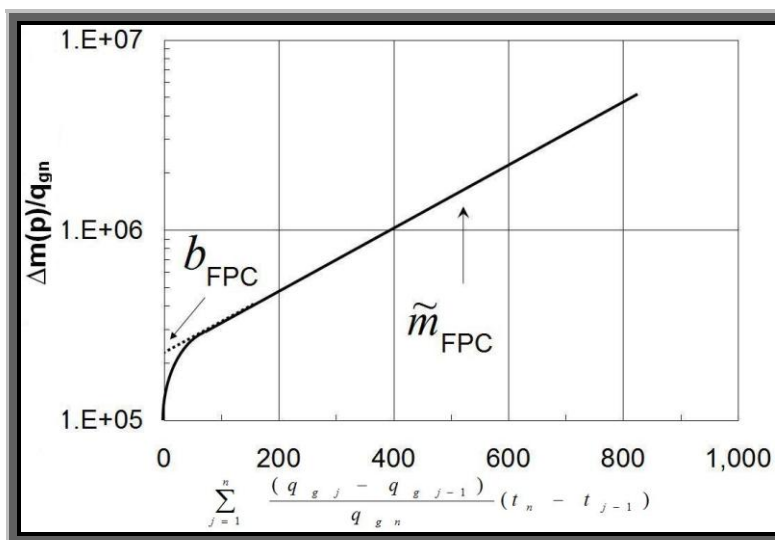


Fig. 3-47 – Gráfica de superposición del tiempo para régimen de flujo dominado por la frontera externa con la condición de explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} (declinación exponencial).

3.11 Resumen

En éste Capítulo III, primero, se presenta una definición de los principales regímenes de flujo que acontecen en los yacimientos de gas con baja permeabilidad en el período de flujo de actuar en forma infinita (lineal, lineal temprano, bilineal, radial y esférico) y en el flujo dominado por la frontera externa (estado pseudo-estacionario y declinación exponencial), Éste capítulo también se enfoca en la desarrollo de las ecuaciones de interpretación para cada régimen de flujo para calcular algunos parámetros del yacimiento tales como, el producto $\sqrt{k}A_c$, el producto kh (potencial de flujo), el área de drene, A , el volumen de poro, V_p , el radio de investigación, r_{inv} , el factor de daño de la formación y/o el efecto del régimen de flujo al comienzo del tiempo de explotación, s y/o b , el volumen original de gas, G , reservas, etc., para las condiciones de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g y/o a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} .

Estas ecuaciones se derivaron con base a modelos de flujo, soluciones analíticas y semi-analíticas adaptadas para flujo de gas real provenientes de la literatura técnica petrolera con la finalidad de análisis de datos de presión-producción considerando yacimientos homogéneos e isotrópicos.

Después, se presenta la técnica de superposición del tiempo, la cual es utilizada con el propósito de suavizar y/o enderezar los datos de presión-producción cuando se presentan variaciones importantes en el tiempo de producción referentes a la presión de fondo fluyendo, p_{wf} y el gasto de flujo constante de gas, q_g , esto debido a múltiples cierres del pozo productor, posteriormente se utilizan las ecuaciones de interpretación para cada régimen de flujo una vez aplicada esta técnica de superposición del tiempo para calcular diversos valores del yacimiento (algunos parámetros del yacimiento y el volumen original de gas, G).

Por último, en el siguiente Capítulo IV se presentan las metodologías sistemáticas para analizar datos de producción obtenidos de pozos productores en yacimientos de gas con baja permeabilidad bajo diferentes regímenes o períodos de flujo en el yacimiento para las condiciones de explotación: a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y a gasto de flujo constante de gas, q_g con la finalidad de utilizar las ecuaciones de interpretación desarrolladas en éste Capítulo III.

Los **Apéndices A** y **E** hacen referencia a la literatura técnica concerniente a los yacimientos de gas con baja permeabilidad y sus períodos de flujo, así como también a los escenarios físicos que causan un régimen de flujo lineal respectivamente.

CAPÍTULO IV

METODOLOGÍAS DE ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN DE POZOS EN YACIMIENTOS DE GAS CON BAJA PERMEABILIDAD

4.1 Introducción

La Identificación de la geometría de flujo obtenida a partir del análisis de datos de producción en yacimientos de gas con baja permeabilidad, se alcanza usando diferentes técnicas gráficas debido a las significantes diferencias en el comportamiento que se exhibe por el gasto de producción y de la presión en las etapas iniciales, intermedias y a largo plazo. En éste capítulo, se presentan metodologías sistemáticas para analizar los datos de presión-producción obtenidos en pozos productores reales en yacimientos de gas con baja permeabilidad con cualesquiera de las dos condiciones de producción, a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} o a gasto de flujo constante de gas, q_g . Estas metodologías utilizan gráficas simples y ecuaciones matemáticas para el análisis de los datos de presión-producción dominados bajo diferentes regímenes de flujo y considerando yacimientos de gas homogéneos e isotrópicos.

Primeramente, se presenta un panorama general referente al significado y desarrollo de las gráficas de diagnóstico de flujo, las cuales se emplean para la identificación y evaluación de los posibles regímenes o períodos de flujo. Los regímenes de flujo obtenidos de los datos de presión-producción se identifican con base en la interpretación de sus características gráficas. Esta técnica de diagnóstico provee los medios para la identificación y su análisis en la separación de una parte de datos de producción de otros. Con estas gráficas de diagnóstico de flujo, se identifica cada régimen o período de flujo en función de las características de la pendiente de cada línea recta y su ordenada al origen.

Después, se describe una metodología de forma general para el análisis de datos de presión-producción obtenidos de pozos productores de gas convencionales, los cuales están ubicados en yacimientos de gas con baja permeabilidad.

Posteriormente, como parte de esta metodología para el análisis de datos de presión-producción en éste tipo de pozos productores, se presenta en forma de “paso 1” la aplicación de las gráficas de diagnóstico de flujo con fines de identificación de las distintas geometrías, períodos o regímenes de flujo presentados en éste trabajo.

Mas adelante, en forma de “paso 2” se presentan gráficas especializadas para determinar la pendiente y la intersección al origen de las líneas rectas para cada régimen de flujo detectado en las gráficas de diagnóstico de flujo. Entonces, con el empleo de las ecuaciones analíticas derivadas y mostradas en forma tabular se calculan algunos valores propios del yacimiento. Estas ecuaciones se adaptaron para flujo de gases reales a partir de diferentes soluciones analíticas y semi-analíticas presentadas en la literatura técnica, estas ecuaciones también se emplean una vez aplicada la técnica de superposición del tiempo.

En seguida, se describe en forma general el significado de las gráficas especializadas con la función y/o técnica denominada “superposición del tiempo”, en esta sección se incluyen en forma de “paso 2 alternativo” gráficas especializadas de superposición del tiempo para cada régimen de flujo identificado, esta técnica tiene la finalidad de ser utilizada cuando la presión de fondo fluyendo, p_{wf} y el gasto de flujo constante de gas, q_g presentan variaciones sustanciales respecto al tiempo de explotación, estas variaciones son debidas a: restricciones del mercado, reducciones de diámetros de tubería, compresión, recarga de líquidos, reconstrucciones, estimulaciones, técnicas de fracturamiento, etc. Impuestos al pozo productor.

Finalmente, se presenta en la sección 4.8 de éste Capítulo IV un método para pronosticar el gasto de flujo de gas con el fin de corregir el valor mínimo del volumen original de gas, G evaluado con las ecuaciones de interpretación presentadas en las **Tablas** de la sección 4.6 de éste Capítulo IV y derivadas en el Capítulo III de éste trabajo.

El significado y las unidades de cada parámetro en las ecuaciones presentadas en cada tabla y los parámetros mostrados en cada figura se muestran en la nomenclatura localizada al final de éste trabajo.

4.2 Gráficas de diagnóstico de flujo

Como se observa en la **Fig. 4-1**, se tiene la gráfica de diagnóstico de flujo con ejes log-log en la cual el cambio de la presión y la derivada del cambio de la presión están sobre el eje vertical contra la función del tiempo sobre el eje horizontal. La derivada de la presión es definida como la derivada de la presión o la derivada del cambio de la presión con respecto al logaritmo natural del tiempo, $t \frac{d \Delta p}{dt}$. Ya que la derivada del cambio de la presión tiene también unidades del cambio de la presión, esta se grafica junto con el cambio de la presión en la misma gráfica. **Fig. 4-1**.

El uso de esta técnica para suavizar o enderezar los ruidos en la curva de la derivada de la caída de la pseudo-presión, $\Delta m(p)/q_g$ es apropiada y se recomienda.

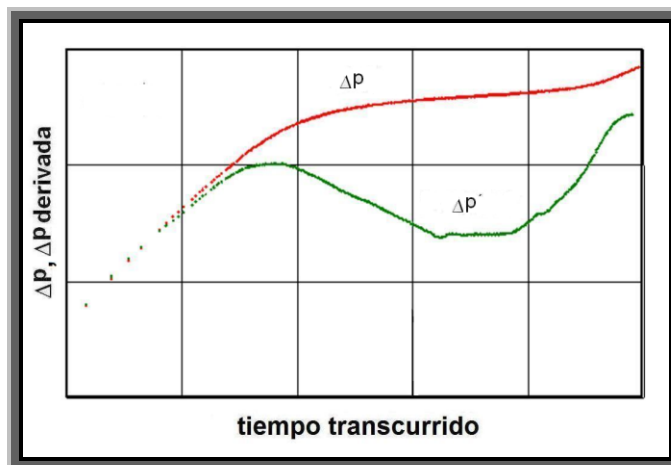


Fig. 4-1 – Gráfica del cambio de la presión y la derivada del cambio de la presión contra el tiempo de explotación, es decir, Δp y $\Delta p'$ vs. t .

Ahora se añaden regiones en el tiempo (al comienzo del tiempo, tiempos intermedios y tiempos tardíos) a la gráfica de diagnóstico de flujo **Fig. 4-1** y se examina la información que se tiene en cada una de estas regiones.

En la región al comienzo del tiempo de producción, las respuestas del cambio de la presión y la derivada del cambio de la presión son controladas por el almacenamiento en el agujero del pozo y por los efectos cercanos al agujero del mismo. Aquí se incluye el

almacenamiento o llenado del agujero del pozo productor, el factor de daño, la penetración parcial (la cual es una forma geométrica del factor de daño), la redistribución de fases y la finita e infinita conductividad hidráulica de las fracturas, **Fig. 4-2**. En los tiempos intermedios el comportamiento del yacimiento es de forma infinita, lo cual significa que los límites del yacimiento no influyen en éste lapso de tiempo en particular. En la **Fig. 4-2** en la región de tiempos intermedios un yacimiento homogéneo produce una respuesta de forma horizontal con respecto a la derivada del cambio de la presión. Los datos que aparecen en esta región proporcionan la mejor estimación en cuanto a la permeabilidad del yacimiento.

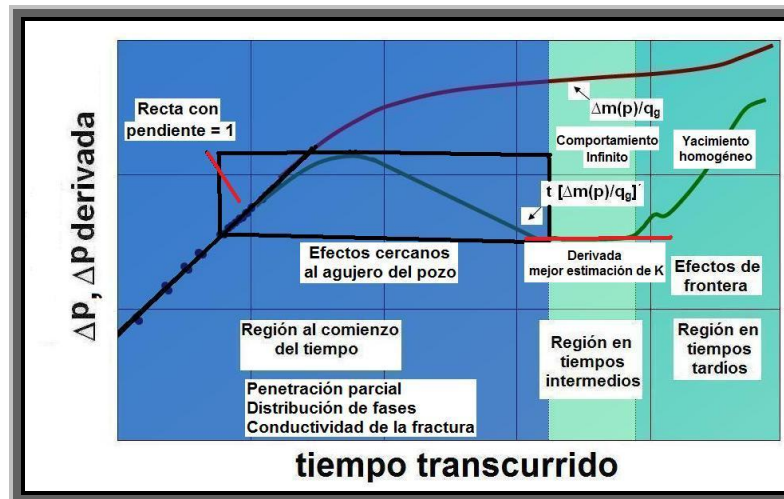


Fig. 4-2 – Gráfica del cambio de la presión y la derivada del cambio de la presión contra el tiempo de explotación, es decir, Δp y $\Delta p'$ vs. t en la que se muestran las regiones en el tiempo para un yacimiento homogéneo.

Finalmente, en la región de tiempos tardíos los efectos de la frontera externa son los que dominan las respuestas en cuanto a la evaluación de los datos. Existe un gran número de diferentes tipos de efectos ocasionados por la frontera externa que influyen en la respuesta de la presión, como por ejemplo, fallas sello, yacimientos cerrados, contactos de diversa índole (gas/agua, aceite/agua y gas/aceite).

En el esbozo siguiente, **Fig. 4-3** se muestra una gráfica de diagnóstico de flujo en la cual se observan diferentes tipos de períodos o regímenes de flujo, los cuales aparecen sobre la gráfica de un yacimiento. En éste diagrama, el cual es una gráfica del cambio de

la presión y la derivada del cambio de la presión contra el tiempo transcurrido o una función apropiada para el tiempo, se ilustra una de las mayores ventajas de la gráfica de diagnóstico de flujo: la capacidad de identificar todos los regímenes de flujo que dominan la respuesta de la presión durante algún tiempo en la evaluación de los datos.

En caso concreto lo que se muestra en esta gráfica son datos dominados en el comienzo del tiempo de explotación por el almacenamiento del fluido en el agujero del pozo productor (datos que no se ven en la producción, se perciben con las pruebas de presión, esto se debe a que el almacenamiento o llenado del agujero del pozo por el fluido corresponde a un período muy corto), gráficamente se observa debido a las características de la pendiente con valor igual a la unidad (mas adelante se detallan las características de las líneas para fines de identificación de los períodos de flujo). En la **Fig. 4-3** se nota que el cambio de la presión y la derivada del cambio de la presión coinciden aquí.

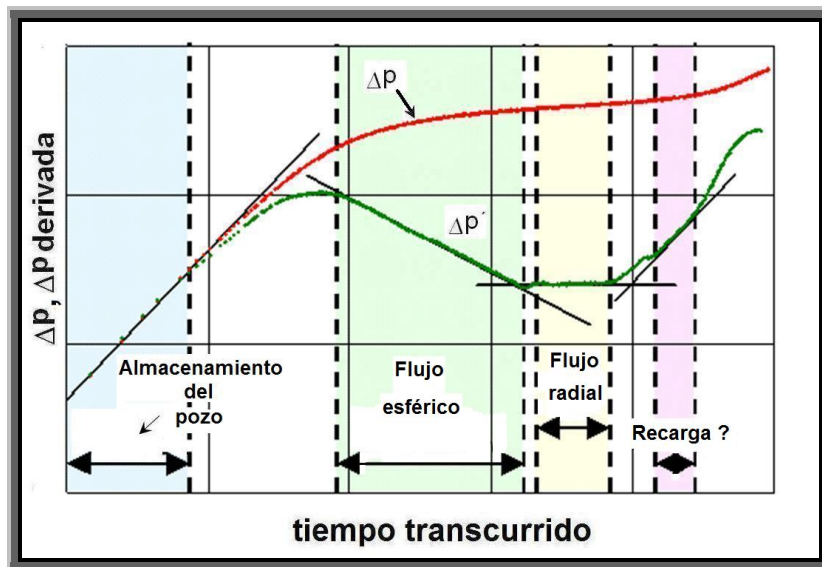


Fig. 4-3 – Regímenes o períodos de flujo sobre la gráfica de diagnóstico de flujo.

En el siguiente corte se observa un caso particular indicativo de flujo esférico, con la derivada del cambio de la presión se tiene una pendiente negativa de la línea recta con valor igual a $-1/2$. Cabe hacer notar que en éste aparente régimen de flujo esférico la curva de la derivada de la presión se aproxima cada vez más a la forma de una línea horizontal.

Entonces, después de presentarse un flujo esférico el comportamiento de los datos es seguido por un flujo radial, el cual es identificado por la línea de la derivada del cambio de

la presión en forma horizontal, y por último, en los tiempos tardíos en esta evaluación, la derivada de otra porción de datos en otro ciclo logarítmico tiene una línea recta con pendiente igual a la unidad, lo cual indica que posiblemente el yacimiento tiene algún tipo de energía externa, la cual es una fuente de “recarga” que puede estar basada en la geología del sistema, por ejemplo, si es un pozo productor de gas en el cual se analiza la fuente de recarga en cuanto a la presión, esta debida a un acuífero, el cual no responde rápidamente durante el comienzo del tiempo de explotación, pero después de un período de tiempo largo éste proveera de energía suficiente para la recarga del yacimiento. Esta línea en particular con pendiente igual a la unidad no es de suficiente duración y por lo cual no afectaría al yacimiento de manera significativa, se tiene que hacer una evaluación más precisa referente a la geología para determinar que sucede aquí. A continuación se muestra el desarrollo de las gráficas de diagnóstico de flujo para los distintos regímenes, geometrías o períodos de flujo con fines de identificación con base en los datos de presión-producción.

4.3 Identificación de las geometrías de flujo (desarrollo de las gráficas de diagnóstico de flujo con ejes log-log)

La experiencia ha mostrado que cuando en una prueba de análisis es posible graficar una línea recta a través de unos puntos específicos en una gráfica específica de interpretación (Δp vs. $t^{1/2}$, Δp vs. $t^{1/4}$, Δp vs. $\log t$, Δp vs. t) y esta línea recta resulta en ocasiones la línea recta incorrecta para el modelo de flujo en consideración. Debido a esta situación es necesario averiguar el tipo de flujo que domina la prueba antes de utilizar una gráfica específica de análisis; es decir, se debe de tener un proceso de identificación en la interpretación de cada prueba de presión.

En éste caso la gráfica con ejes log-log de la caída de la pseudo-presión, $\Delta m(p)/q_g$ vs. t , se ha utilizado para detectar los efectos de almacenamiento o llenado por el fluido en el pozo productor, flujo lineal, bilineal, radial, esférico y dominado por la frontera externa; sin embargo, cuando un valor de presión inicial es utilizado de forma errónea, la gráfica con ejes log-log no es usada para diagnosticar el tipo de flujo. El mismo problema también ocurre cuando el factor de daño tiene influencia en el flujo existente.

Una combinación de una gráfica de $\log \Delta m(p)/q_g$ vs. $\log t$ y una gráfica de $\log \left(t \frac{d[\Delta m(p)/q_g]}{dt} \right)$ vs. $\log t$ parece ser una herramienta excelente para identificar los regímenes o períodos de flujo.

4.3.1 Gráfica con ejes log-log para identificar datos dominados por almacenamiento de fluido en el agujero del pozo productor. Esta gráfica exhibe una línea recta con pendiente comúnmente igual a la unidad. **Fig. 4-4.** El modelo de tipo de curva para éste tipo de flujo es $\Delta m(p)/q_g = c_1 t + c_2$, en donde $c_2 = \Delta p_{error}$, el cual desaparece para ceder a una correcta línea recta con pendiente igual a la unidad en la gráfica con ejes log-log. Entonces la función de la derivada de la caída de la pseudo-presión en relación con la función derivada del tiempo, $t \frac{d[\Delta m(p)/q_g]}{dt}$ es: $t \frac{d[\Delta m(p)/q_g]}{dt} = c_1 t$.

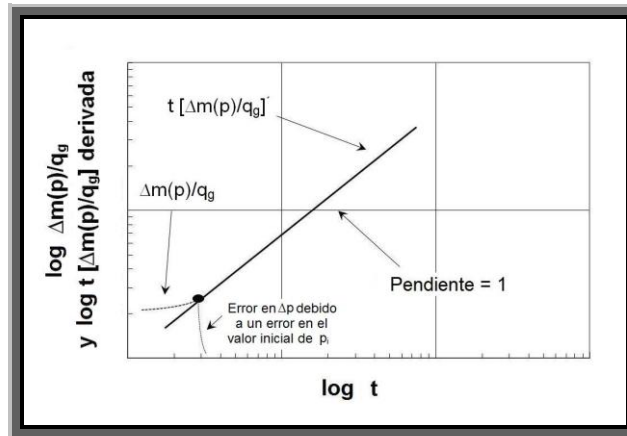


Fig. 4-4 – Gráfica con ejes log-log para identificar almacenamiento o llenado de fluido en el agujero del pozo productor.

4.3.2 Gráfica con ejes log-log para identificar datos dominados por el régimen de flujo lineal. El comportamiento de la caída de la pseudo-presión para flujo lineal está dado por $\Delta m(p)/q_g = c_1 \sqrt{t} + c_2$ y su función derivada de la caída de la pseudo-presión en relación con la función derivada del tiempo, $t \frac{d[\Delta m(p)/q_g]}{dt}$ es: $t \frac{d[\Delta m(p)/q_g]}{dt} = \frac{c_1}{2} \sqrt{t}$ la cual produce una línea recta con valor de media pendiente en la gráfica con ejes log-log.

Fig. 4-5.

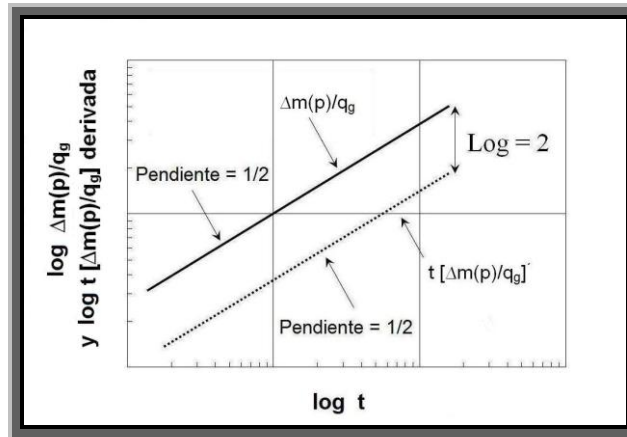


Fig. 4-5 – Gráfica con ejes log-log para identificar régimen de flujo lineal.

4.3.3 Gráfica con ejes log-log para identificar datos dominados por el régimen de flujo bilineal. El comportamiento de la caída de la pseudo-presión para flujo bilineal está dado por $\Delta m(p)/q_g = c_1 \sqrt[4]{t} + c_2$ y su función derivada de la caída de la pseudo-presión en relación con la función derivada del tiempo, $t \frac{d[\Delta m(p)/q_g]}{dt}$ es: $t \frac{d[\Delta m(p)/q_g]}{dt} = \frac{c_1}{4} \sqrt[4]{t}$ la cual produce una línea recta con valor de media pendiente en la gráfica con ejes log-log.

Fig. 4-6. Aquí el término $c_2 = \Delta p_{daño}$ y la medición de la presión inicial son eliminados cuando la función derivada de la presión es utilizada.

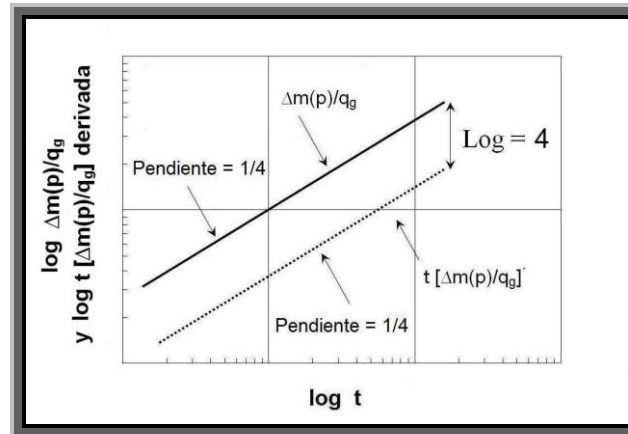


Fig. 4-6 – Gráfica con ejes log-log para identificar régimen de flujo bilineal.

4.3.4 Gráfica con ejes log-log para identificar datos dominados por el régimen de flujo radial.

En éste caso para flujo radial, el comportamiento de la caída de la pseudo-presión para flujo radial es expresada por $\Delta m(p)/q_g = c_1 \log t + c_2$, en donde c_1 depende del gasto de flujo y de la capacidad de flujo de la formación y c_2 depende del gasto de flujo y de la difusividad hidráulica de la formación, por lo tanto, su función derivada de la caída de

la pseudo-presión en relación con la función derivada del tiempo, $t \frac{d[\Delta m(p)/q_g]}{dt}$, está

dada mediante una constante: $t \frac{d[\Delta m(p)/q_g]}{dt} = c_1$, esto significa que la gráfica con ejes

log-log muestra una línea horizontal para éste caso. Fig. 4-7.

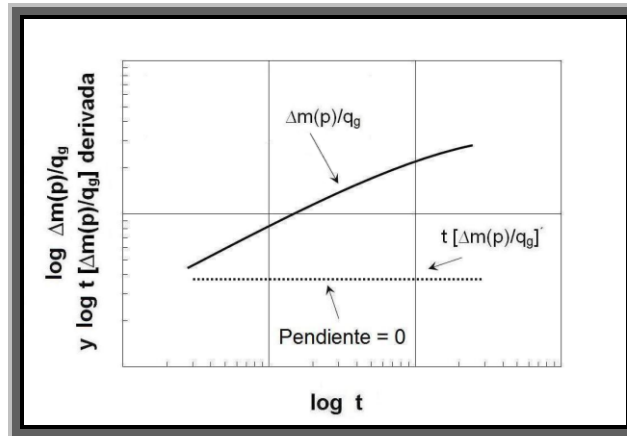


Fig. 4-7 – Gráfica con ejes log-log para identificar régimen de flujo radial.

4.3.5 Gráfica con ejes log-log para identificar datos dominados por el régimen de flujo esférico. En éste caso la caída de la pseudo-presión para flujo esférico es inversamente proporcional a la raíz cuadrada del tiempo, expresada por

$$\Delta m(p)/q_g = c_1 \frac{1}{\sqrt{t}} + c_2,$$

con la función derivada del tiempo, $t \frac{d[\Delta m(p)/q_g]}{dt}$ es $t \frac{d[\Delta m(p)/q_g]}{dt} = -\frac{c_1}{2} \frac{1}{\sqrt{t}}$, esto

significa que la gráfica con ejes log-log de la derivada de la presión es una línea recta de pendiente negativa igual a $-1/2$. **Fig. 4-8.**

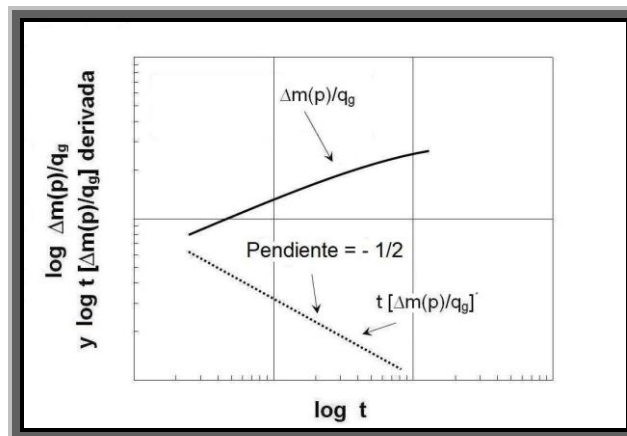


Fig. 4-8 – Gráfica con ejes log-log para la identificar régimen de flujo esférico.

4.3.6 Gráfica con ejes log-log para identificar datos dominados por el régimen de flujo de la frontera externa. En éste caso el comportamiento de la caída de la pseudo-presión para éste tipo de flujo es $\Delta m(p)/q_g = c_1 t + c_2$, su función derivada de la caída de la pseudo-presión en relación con la función derivada del tiempo, $t \frac{d[\Delta m(p)/q_g]}{dt}$, esta dada

por: $t \frac{d[\Delta m(p)/q_g]}{dt} = c_1 t$, esto significa que la gráfica con ejes log-log de la derivada de la caída de la pseudo-presión es una línea recta de pendiente igual a 1, en el caso de flujo dominado por la frontera externa a gasto de flujo de constante de gas, q_g la línea de la caída de la pseudo-presión, $\Delta m(p)/q_g$ es una curva cóncava hacia arriba que se aproxima a la línea de la derivada de la caída de la pseudo-presión, esbozo izquierdo de la **Fig. 4-9**.

Para el caso de flujo dominado por la frontera externa con presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} , esta pendiente toma posteriormente valores mayores a la unidad (declinación exponencial), $q = c_1 \exp(-c_2 t)$, se muestra éste flujo en el esbozo derecho de la **Fig. 4-9**.

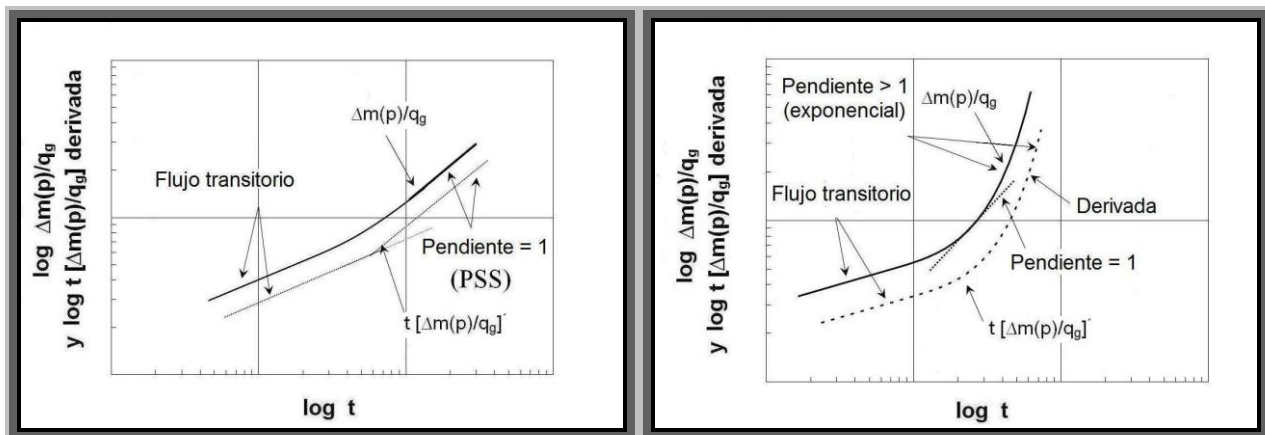


Fig. 4-9 – Gráficas con ejes log-log para la identificar régimen de flujo dominado por la frontera externa.

En resumen, la función derivada de la caída de la pseudo-presión en relación con la función derivada del tiempo es expresada como:

$$t \frac{d[\Delta m(p)/q_g]}{dt} = c t^n \dots\dots\dots(4.1)$$

o

$$\log \left\{ t \frac{d[\Delta m(p)/q_g]}{dt} \right\} = \log c t^n = \log c + n \log t \dots\dots\dots(4.2)$$

en donde c es una constante que depende del gasto de flujo y de las propiedades del yacimiento, n es un elemento para diagnosticar los tipos de flujo, n no esta definido para el flujo estacionario, n toma diferentes valores dependiendo del régimen de flujo como se muestra en la **Tabla 4-1**.

Tabla 4-1 – Valores que toma n en $t \frac{d[\Delta m(p)/q_g]}{dt} = c t^n$ dependiendo del régimen de flujo diagnosticado	
Almacenamiento en el agujero del pozo productor	$n = 1$
flujo lineal	$n = 1/2$
flujo bilineal	$n = 1/4$
flujo radial	$n = 0$
flujo esférico	$n = -1/2$
flujo dominado por la frontera externa	$n = 1$

La **Fig. 4-10** muestra un resumen de las gráficas de diagnóstico de flujo con ejes log-log de la función derivada de la caída de la pseudo-presión en relación con la función derivada del tiempo para diferentes tipos de flujo.

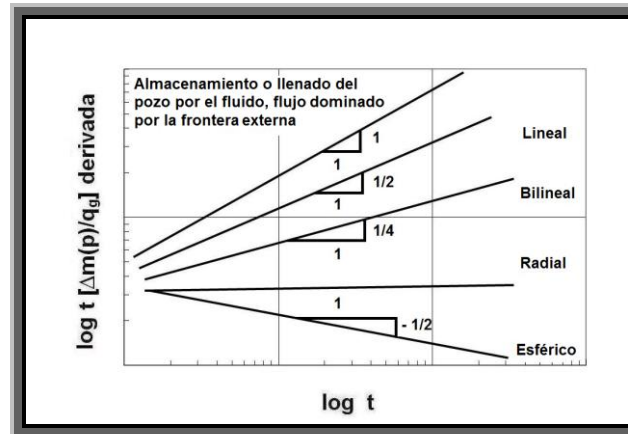


Fig. 4-10 – Gráfica con ejes log-log de $t \frac{d[\Delta m(p)/q_g]}{dt}$ para diferentes regímenes de flujo.

4.4 Metodología

A continuación se presenta el procedimiento a seguir para el análisis de la producción en pozos productores de gas en yacimientos de gas con baja permeabilidad con datos de presión-producción, se comienza con la elaboración de las gráficas de diagnóstico de flujo: gráfica con ejes log-log de la caída de la pseudo-presión, $\Delta m(p)/q_g$ vs. t , gráfica con ejes log-log de la derivada de la caída de la pseudo-presión en relación con la función derivada del tiempo, $t[\Delta m(p)/q_g]'$ vs. t , y la gráfica con ejes log-log de gasto de flujo de gas acumulado o producido, G_p vs. t . Con la finalidad de determinar la geometría de flujo, una vez identificado el régimen de flujo, con base en las características de las líneas rectas mostradas en estas gráficas expuestas en las secciones 4.3 y 4.5 de éste Capítulo IV, posteriormente, se realizan las gráficas especializadas para cada régimen de flujo identificado, estas gráficas semi-logarítmicas (excepto para flujo dominado por la frontera externa con la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} , la cual es una gráfica ciclo contra ciclo o con ejes log-log) de la caída de la pseudo-presión, $\Delta m(p)/q_g$ vs. una función de tiempo (dependiendo del régimen de flujo diagnosticado), en la sección 4.6 de éste Capítulo IV se presenta lo referente a las gráficas especializadas, las funciones del tiempo para cada régimen de flujo diagnosticado se muestran en la

Tabla 4-2 de éste Capítulo IV, en estas gráficas se analizan las características propias de cada línea recta producida, posteriormente se estiman a través de las ecuaciones de interpretación para cada régimen de flujo, algunos valores del yacimiento, estas ecuaciones de interpretación para estimar algunos valores del yacimiento se exhiben en las **Tablas** de la sección 4.6 de éste Capítulo IV, en el Capítulo III se muestra el desarrollo de estas ecuaciones de interpretación.

Luego, de forma “alterna” en el caso en que la presión de fondo fluyendo, p_{wf} y el gasto de flujo de gas, q_g varían respecto al tiempo de explotación, se utilizan gráficas especializadas de superposición del tiempo para cada régimen de flujo identificado, estas gráficas se exponen en la sección 4.7 de éste Capítulo IV, se calculan de acuerdo a los valores producidos por las líneas rectas en estas gráficas y se estiman algunos valores del yacimiento con las ecuaciones de interpretación propias a cada régimen de flujo diagnosticado.

Además, se presenta un método para pronosticar el gasto de flujo de gas con el fin de corregir el valor mínimo del volumen original de gas, G evaluado con los modelos de interpretación expuestos en éste Capítulo IV.

Finalmente, se recomienda realizar una confirmación del estudio realizado con el uso del simulador (*Gassim*) con la finalidad de ratificar o ajustar el análisis efectuado y estimar las reservas de gas mediante la predicción.

4.5 Paso 1 – Construcción de las gráficas de diagnóstico de flujo y determinación de períodos, geometrías o regímenes de flujo

El uso de ejes log-log en las gráficas de diagnóstico de flujo de $[m(p_i) - m(p_{wf})]/q_g$ y la caída de la pseudo-presión/gasto de flujo de gas en su función derivada, $t [\Delta m(p)/q_g]'$, se recomienda para diagnosticar el régimen de flujo. Se construyen las siguientes gráficas de diagnóstico de flujo: gráfica con ejes log-log de $\Delta m(p)/q_g$ vs. t , gráfica con ejes log-log de $t [\Delta m(p)/q_g]'$ vs. t , y la gráfica con ejes log-log de G_p vs. t . Luego, se establecen las líneas rectas y se determinan los regímenes de flujo prevaletentes en función de la pendiente de cada línea recta detectada bajo los criterios de flujo que se presentan a continuación.

4.5.1 Flujo lineal. El período de flujo lineal se presenta si las líneas rectas de las gráficas de diagnóstico de flujo muestran una pendiente con valor de un medio. En el **Apéndice B**, se muestra la interpretación de la gráfica de diagnóstico de flujo con ejes log-log de G_p vs. t que se aplica para identificar éste flujo en pozos productores en yacimientos de gas con baja permeabilidad. La **Fig. 4-11** muestra esbozos de las gráficas de diagnóstico de flujo requeridas para detectar flujo lineal para cualesquiera de las condiciones de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y a gasto de flujo constante de gas, q_g .

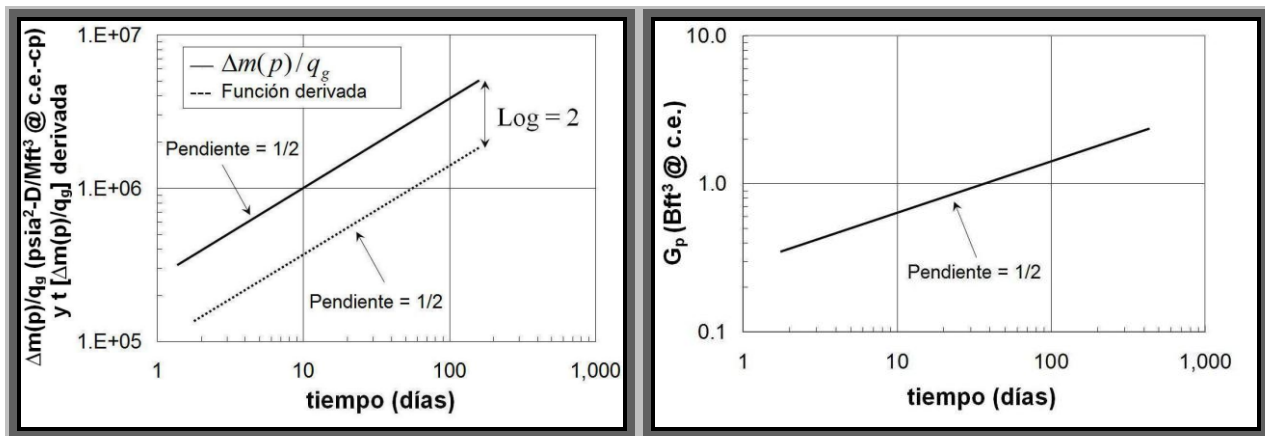


Fig. 4-11 – Esbozos de las gráficas de diagnóstico de flujo con ejes log-log para detectar régimen de flujo lineal en pozos productores en yacimientos de gas con baja permeabilidad para las condiciones de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y a gasto de flujo constante de gas, q_g .

4.5.2 Flujo bilineal. Éste régimen de flujo se detecta si en las líneas rectas, en ambas gráficas con ejes log-log de $[m(p_i) - m(p_{wf})] / q_g$ vs. t o $t [\Delta m(p) / q_g]$ vs. t , muestran un cuarto de pendiente. De la misma forma, la línea recta en la gráfica con ejes log-log de G_p vs. t mostrará una pendiente de 3/4. En el **Apéndice B**, se presenta la interpretación de la gráfica de diagnóstico de flujo con ejes log-log de G_p vs. t que se utiliza para reconocer flujo bilineal para pozos productores en yacimientos de gas con baja permeabilidad. La **Fig. 4-12** describe esbozos de las gráficas de diagnóstico de flujo para la detección de flujo bilineal para ambas condiciones de explotación, a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y a gasto de flujo constante de gas, q_g .

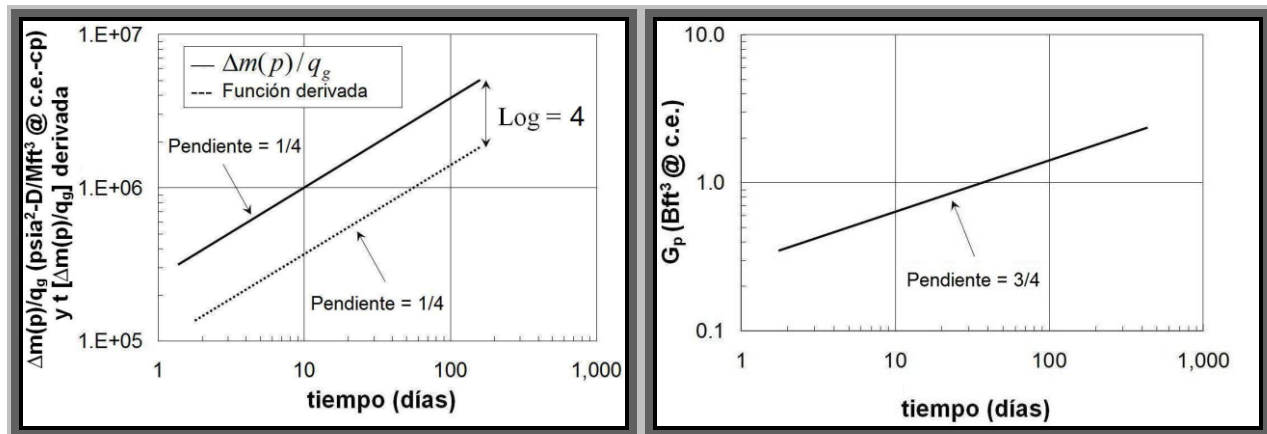


Fig. 4-12 – Ilustraciones de las gráficas de diagnóstico de flujo con ejes log-log para identificar régimen de flujo bilineal en pozos productores en yacimientos de gas con baja permeabilidad para las condiciones de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y a gasto de flujo constante de gas, q_g .

4.5.3 Flujo radial. Esta trayectoria de flujo se detecta si la línea recta en la gráfica con ejes log-log de $t [\Delta m(p)/q_g]'$ vs. t muestra una línea horizontal (con el valor de la pendiente = 0). De la misma forma, la línea recta en la gráfica de diagnóstico de flujo $\log G_p$ vs. $\log(t)$ mostrará una pendiente con valor mayor a 0.9. La **Fig. 4-13** muestra ilustraciones de las gráficas de diagnóstico de flujo para detectar flujo radial para cualesquiera de las condiciones de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y a gasto de flujo constante de gas, q_g .

4.5.4 Flujo esférico. El flujo esférico es detectado si la línea recta, en la gráfica de diagnóstico de flujo con ejes log-log de $t [\Delta m(p)/q_g]'$ vs. t , muestra una pendiente negativa con valor de un medio. De la misma forma, la línea recta en la gráfica con ejes log-log de G_p vs. t mostrará una pendiente con valor de 3/2. En el **Apéndice B**, se presenta la interpretación de esta gráfica de diagnóstico de flujo de G_p vs. t que se utiliza en pozos productores para yacimientos de gas con baja permeabilidad. La **Fig. 4-14** esboza las gráficas para identificar régimen de flujo esférico para cualesquiera de las

condiciones de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y a gasto de flujo constante de gas, q_g .

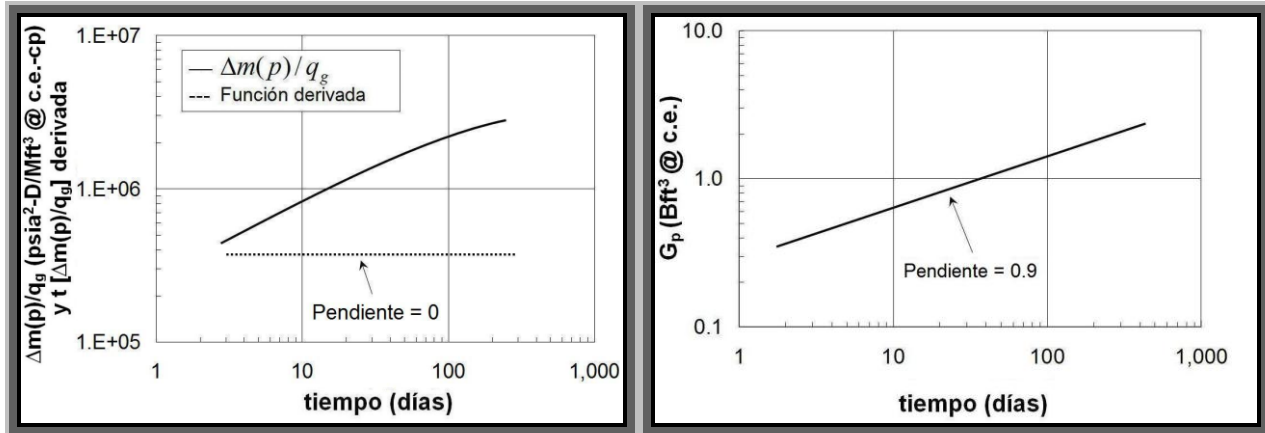


Fig. 4-13 – Descripción de las gráficas de diagnóstico de flujo con ejes log-log para detectar régimen de flujo radial en pozos productores en yacimientos de gas con baja permeabilidad para las condiciones de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y a gasto de flujo constante de gas, q_g .

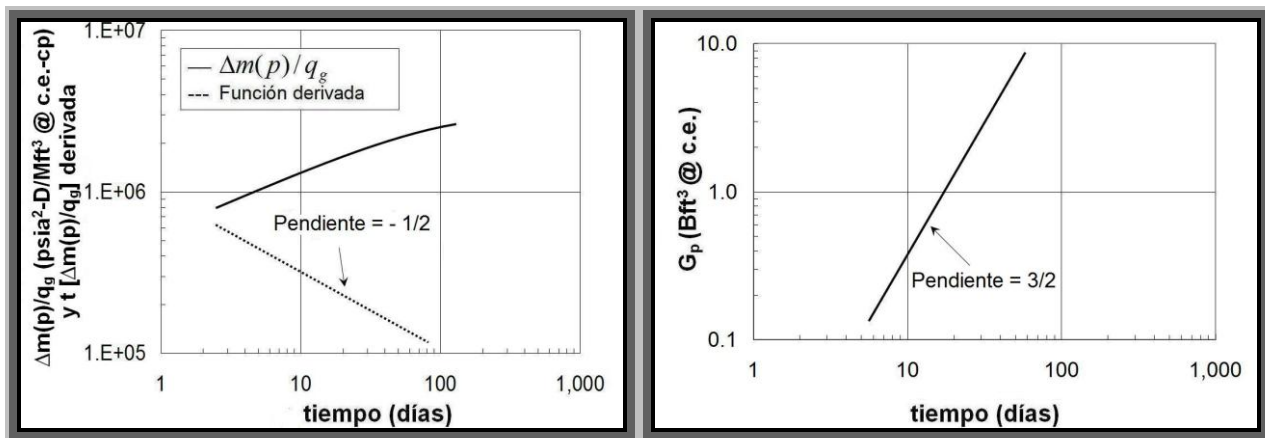


Fig. 4-14 – Esbozos de las gráficas de diagnóstico de flujo con ejes log-log para identificar régimen de flujo esférico en pozos productores en yacimientos de gas con baja permeabilidad para las condiciones de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y a gasto de flujo constante de gas, q_g .

4.5.5 Efectos dominados por la frontera externa. Ambas gráficas con ejes log-log de $[m(p_i) - m(p_{wf})] / q_g$ vs. t y $t [\Delta m(p) / q_g]'$ vs. t mostrarán indicativos de flujo dominado por la frontera externa para cualesquiera de las condiciones de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g (estado pseudo-estacionario, PSS) y a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} (declinación exponencial) a tiempos largos de producción, si las líneas rectas en las gráficas de diagnóstico de flujo con ejes log-log exhiben pendientes con valores iguales a la unidad y mayores que uno, respectivamente. Las **Figs. 4-15** y **4-16** esbozan estas gráficas de diagnóstico de flujo para detectar los efectos externos de la frontera externa para cualesquiera de las condiciones de producción de gasto de flujo constante de gas, q_g y a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} , respectivamente.

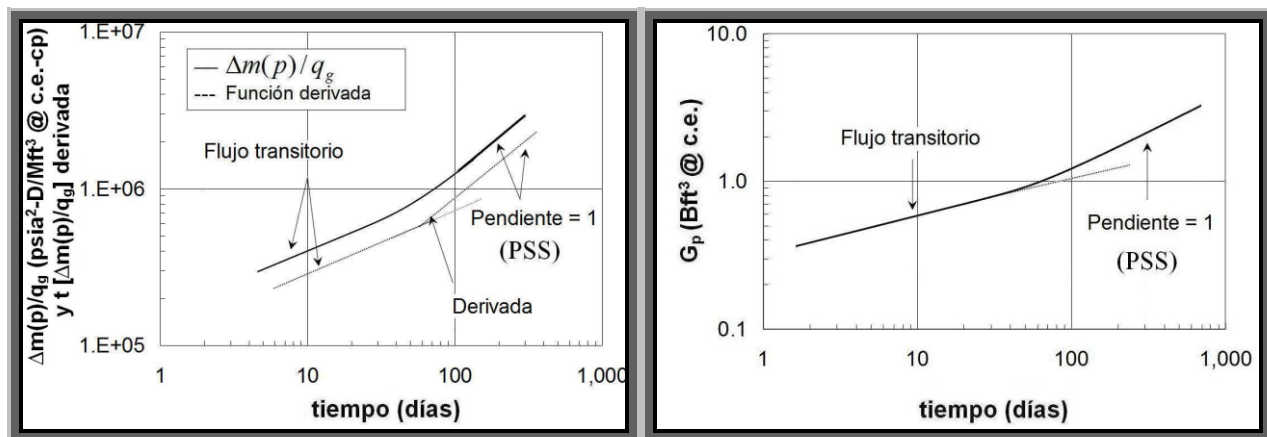


Fig. 4-15 – Esbozos de las gráficas de diagnóstico de flujo con ejes log-log para identificar régimen de flujo dominado por la frontera externa PSS en pozos productores en yacimientos de gas con baja permeabilidad para la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g .

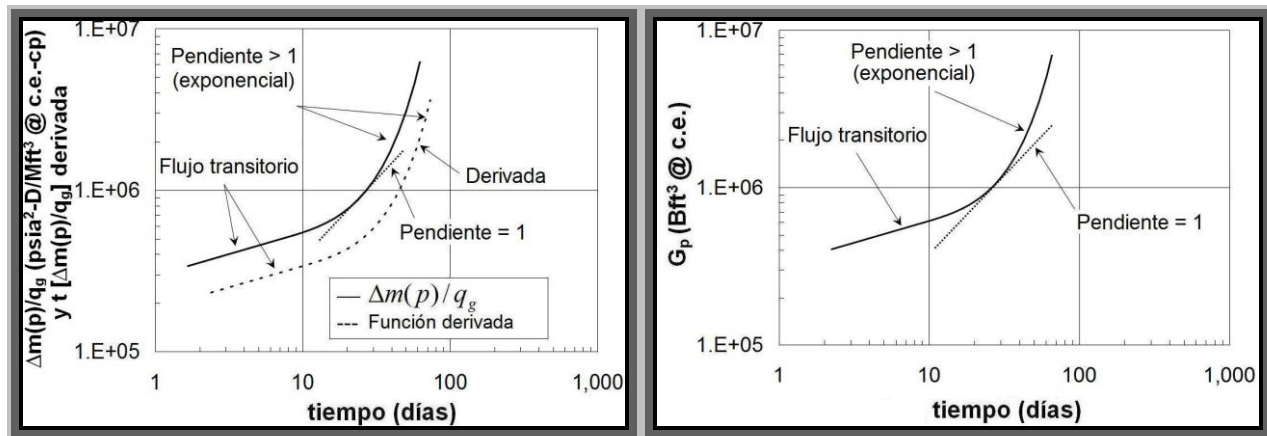


Fig. 4-16 – Dibujos de las gráficas de diagnóstico de flujo con ejes log-log para identificar régimen de flujo dominado por la frontera externa en pozo productores en yacimientos de gas con baja permeabilidad para la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} (declinación exponencial).

4.5.6 Un flujo lineal temprano seguido de un flujo bilineal y posteriormente un flujo lineal tardío. Éste arreglo especial de los regímenes de flujo se caracteriza por las siguientes secuencias de flujo: al principio se presenta un régimen de flujo lineal temprano, después un régimen de flujo bilineal y posteriormente un régimen de flujo lineal tardío considerando presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y gasto de flujo constante de gas, q_g . Esta secuencia de flujo es generalmente detectada en modelos de matriz transitoria para yacimientos lineales infinitos de doble porosidad^{35,48}. Cinco y Meng²² acordaron que esta secuencia de flujo se detecta en pozos productores con conductividad finita de fractura vertical en yacimientos de doble porosidad. Al comienzo del tiempo de explotación, las líneas rectas en las gráficas de diagnóstico de flujo muestran una media pendiente, seguido de un flujo bilineal que se detecta si la línea recta en ambas gráficas de $[m(p_i) - m(p_{wf})] / q_g$ vs. t y $t [\Delta m(p) / q_g]^i$ vs. t muestra un cuarto de pendiente, y la línea recta en la gráfica con ejes log-log de G_p vs. t muestra una pendiente con valor de $3/4$. Después, un flujo lineal es presentado si la línea recta en las gráficas de diagnóstico de flujo muestra una pendiente con valor de un medio en tiempos largos o tardíos. La **Fig. 4-17** exhibe esbozos de las gráficas de diagnóstico de flujo para detectar en un principio

un flujo lineal temprano, después un flujo bilineal y posteriormente un flujo lineal tardío para cualesquiera de las condiciones de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y a gasto de flujo constante de gas, q_g .

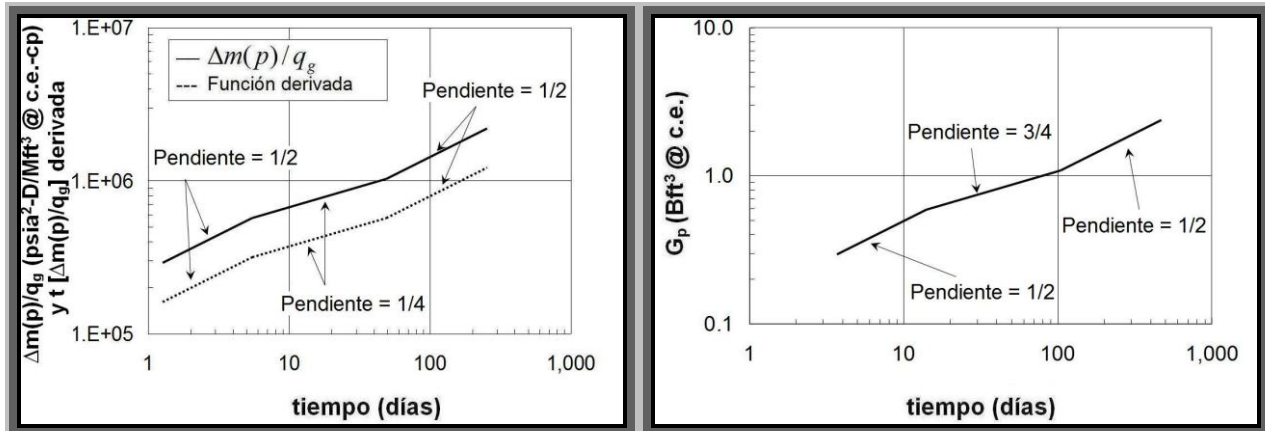


Fig. 4-17 – Esbozos de las gráficas de diagnóstico de flujo con ejes log-log para caracterizar regímenes con un flujo lineal temprano seguido de un flujo bilineal y posteriormente un flujo lineal tardío en yacimientos de gas con baja permeabilidad bajo las condiciones de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y a gasto de flujo constante de gas, q_g .

4.6 Paso 2 – Construcción de gráficas especializadas y estimación de algunos valores del yacimiento

Después de haber identificado y clasificado las diferentes geometrías de flujo a partir de los datos de presión-producción del pozo productor, se estiman los tiempos iniciales y finales del dominio de cada régimen de flujo.

Una vez que se caracteriza cada período de flujo detectado en las gráficas de diagnóstico de flujo se elaboran las gráficas especializadas haciendo $[m(p_i) - m(p_{wf})] / q_g$ vs. una función específica de tiempo según la geometría de flujo identificada, estas funciones de tiempo se exponen en la **Tabla 4-2**, de la línea recta producida en estas gráficas se estima la pendiente, la no intersección en cero y el final de la misma. Posteriormente se estiman algunos valores del yacimiento como por ejemplo, el tamaño del yacimiento, el volumen original de gas, G , utilizando las ecuaciones de interpretación para cada régimen de flujo analizado, las cuales son desarrolladas en el

Capítulo III y expuestas en las **Tablas** ubicadas más adelante en éste Capítulo IV, en ellas se introducen valores como la pendiente, la no intersección en cero de la línea recta, el final de la misma o el tiempo final, los datos del fluido y del yacimiento. En dado caso que los datos de presión de fondo fluyendo, p_{wf} y de gasto de flujo de gas, q_g estén variando lenta y suavemente con respecto a tiempo de explotación, la técnica de superposición del tiempo (convolución) debe de ser aplicada, la cual se presenta en la sección 4.7 de una forma “alterna” al paso 2.

Tabla 4-2 – Funciones específicas del tiempo para las distintas geometrías de flujo	
Flujo lineal	$t^{1/2}$
Flujo bilineal	$t^{1/4}$
Flujo radial	$\log(t)$
Flujo esférico	$1/t^{1/2}$
Flujo dominado por la frontera externa	t

Posteriormente como un tercer paso utilizar la simulación numérica (*Gassim*) para confirmar o adecuar el análisis efectuado y estimar las reservas de gas mediante la predicción.

4.6.1 Paso 2 – Construcción de gráficas especializadas para flujo lineal y estimación de algunos valores del yacimiento

En éste caso, se describe la metodología para analizar el flujo lineal con intersección en cero y no intersección en cero de la línea recta, para ambas condiciones de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y a gasto de flujo constante de gas, q_g . El procedimiento de análisis para éste caso se describe a continuación.

4.6.1.1 Flujo lineal con intersección en cero de la línea recta. Se crea la gráfica especializada de $[m(p_i) - m(p_{wf})] / q_g$ vs. \sqrt{t} y se detecta la línea recta como se muestra en el esbozo izquierdo en la **Fig. 4-18**. Luego entonces, se calcula la pendiente de la línea recta para cualesquiera de las condiciones de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y a gasto de flujo constante de gas, q_g , es decir, \tilde{m}_{LPC} y \tilde{m}_{LGC} , respectivamente, así como el tiempo final de la línea recta sobre la gráfica de \sqrt{t} , t_{frc} .

4.6.1.2 Flujo lineal sin intersección en cero de la línea recta. Se crea la gráfica especializada de $[m(p_i) - m(p_{wf})] / q_g$ vs. \sqrt{t} y se detecta la línea recta como se muestra en el esbozo derecho en la **Fig. 4-18**. Después, se calcula la pendiente y la no intersección en cero de la línea recta para la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} , es decir, [\tilde{m}_{LPC} y b_{LPC} , respectivamente] y/o la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g , es decir, [\tilde{m}_{LGC} y b_{LGC} , respectivamente], así como el tiempo final de la línea recta sobre la gráfica de \sqrt{t} , t_{frc} .

4.6.1.3 Cálculo de algunos valores del yacimiento y del volumen original de gas, G . Mediante el uso de las expresiones de interpretación descritas en la **Tabla 4-3** se calcula el producto $\sqrt{k}A_c$, el área de drene, A , el volumen de poro, V_p , y el volumen original de gas, G para cualesquiera de las condiciones de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g y a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} , adicionalmente, para el caso de flujo lineal con no intersección en cero de la línea recta, se estiman los valores de otros parámetros del yacimiento, tales como el factor de daño de la formación y/o el efecto del régimen de flujo al comienzo del tiempo de explotación, b .

En las expresiones de la **Tabla 4-3** el término A_c es el área de sección transversal de la trayectoria de flujo provista de mayor permeabilidad. Las definiciones para el área de sección transversal, A_c y la adecuada distancia a la frontera externa en un yacimiento lineal, L , se adaptaron de la referencia 36 y se presentan en la **Tabla 4-4**.

En la **Tabla 4-3** el producto $\sqrt{k}A_c$ implica que la permeabilidad, k se conozca para conocer A_c . Es necesario observar que las ecuaciones con la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} , no son iguales para las condiciones a gasto de flujo constante de gas, $q_g^{20,74}$. Estas ecuaciones difieren por el factor $\pi/2$.

Los cálculos de A_c y b son complicados, a menos que el valor de k sea conocido independientemente. Así mismo para estimar A no se requiere. Éste parámetro A es estimado en ft^3 pero se transforma a acres mediante la división por 43,560.

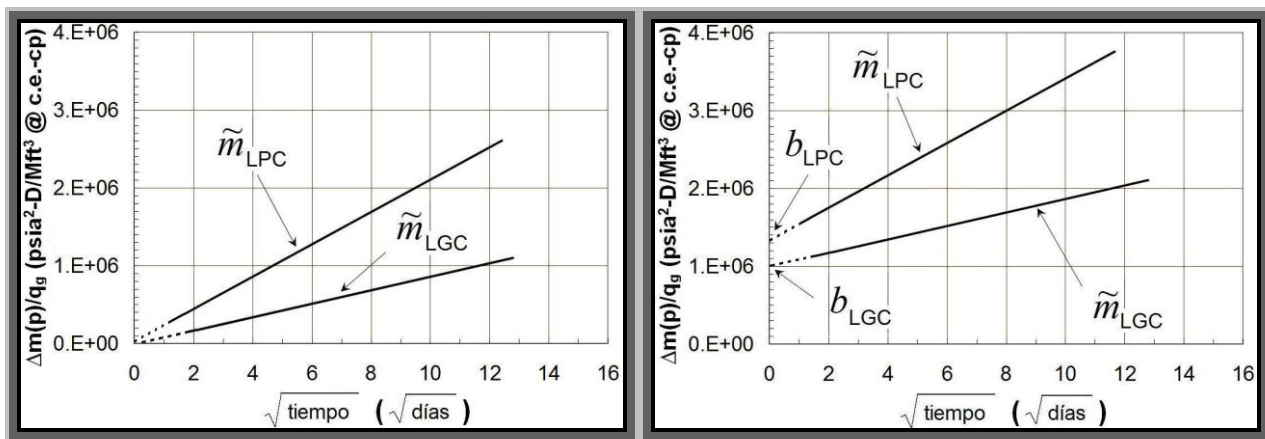


Fig. 4-18 – Esbozos de las gráficas especializadas para evaluar algunos parámetros en yacimientos de gas con baja permeabilidad para flujo lineal con intersección en cero y no intersección en cero de la línea recta, bajo las condiciones de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y a gasto de flujo constante de gas, q_g .

Tabla 4-3 – Ecuaciones de interpretación para régimen de flujo lineal en un modelo de yacimiento homogéneo e infinito para las condiciones de producción a presión de fondo fluyendo constante, P_{wf} y a gasto de flujo constante de gas, q_g

Presión de fondo fluyendo constante, P_{wf}	Gasto de flujo constante de gas, q_g
$\sqrt{k} A_c = \frac{1262 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i}} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{LPC}} \right)$	$\sqrt{k} A_c = \frac{803 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i}} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{LGC}} \right)$
$A = \frac{225 T}{(\phi \mu_g c_t)_i} \left(\frac{\sqrt{t_{frc}}}{\tilde{m}_{LPC} h} \right)$	$A = \frac{128 T}{(\phi \mu_g c_t)_i} \left(\frac{\sqrt{t_{frc}}}{\tilde{m}_{LGC} h} \right)$
$V_p = \frac{225 T}{(\mu_g c_t)_i} \left(\frac{\sqrt{t_{frc}}}{\tilde{m}_{LPC}} \right)$	$V_p = \frac{128 T}{(\mu_g c_t)_i} \left(\frac{\sqrt{t_{frc}}}{\tilde{m}_{LGC}} \right)$
$y_e = 0.1779 \sqrt{\frac{k t_{frc}}{(\phi \mu_g c_t)_i}}$	$y_e = 0.1591 \sqrt{\frac{k t_{frc}}{(\phi \mu_g c_t)_i}}$
$G = \frac{225 T S_{gi}}{(\mu_g c_t B_g)_i} \left(\frac{\sqrt{t_{frc}}}{\tilde{m}_{LPC}} \right)$	$G = \frac{128 T S_{gi}}{(\mu_g c_t B_g)_i} \left(\frac{\sqrt{t_{frc}}}{\tilde{m}_{LGC}} \right)$
$G = \frac{225 T}{(\mu_g c_g B_g)_i} \left(\frac{\sqrt{t_{frc}}}{\tilde{m}_{LPC}} \right)$	$G = \frac{128 T}{(\mu_g c_g B_g)_i} \left(\frac{\sqrt{t_{frc}}}{\tilde{m}_{LGC}} \right)$
$b = \frac{b_{LPC} k \sqrt{A_c}}{1424 T}$	$b = \frac{b_{LGC} k \sqrt{A_c}}{1424 T}$

Es posible estimar un valor preciso del volumen de poro, V_p sin necesidad de conocer el valor de la permeabilidad de la formación, k , de la porosidad, ϕ , del espesor, h , y del área de drene, A . De igual manera, la evaluación del volumen original de gas, G es insensible al valor inicial de la saturación de agua, S_{wi} , utilizado, si la compresibilidad inicial del gas, c_{gi} , domina a la compresibilidad inicial total, c_{ii} ($c_{ii} = c_f + c_o \mathcal{S}_o + c_w \mathcal{S}_w + c_g \mathcal{S}_g$ o $c_{ii} \approx c_{gi} S_{gi}$).

Se estima un valor preciso del valor del volumen original de gas, G sin necesidad de conocer el valor de k , h , A , S_{wi} y ϕ .

La determinación directa del volumen de poro, V_p y del volumen original de gas, G sin la necesidad de conocer el valor de ϕ , k , h y A es una buena ventaja, ya que estas propiedades a menudo no son difíciles de conocer, sobretodo en yacimientos de gas en formaciones con baja permeabilidad.

Las estimaciones de los valores del área de drene, A , del volumen de poro, V_p y del volumen original de gas, G evaluados con las expresiones de la **Tabla 4-3** para cualesquiera de las condiciones de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g y a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} se considerarán como valores *mínimos*, si toda la historia de datos sigue la misma tendencia sobre la línea recta en la gráfica de \sqrt{t} o al actuar de manera infinita en flujo lineal (no es alcanzada la frontera externa del yacimiento). En éste caso, el último tiempo de explotación es utilizado en lugar del tiempo final de la línea recta sobre la gráfica de \sqrt{t} , t_{frc} .

La distancia a la frontera externa, y_e , evaluada con las expresiones para y_e en la **Tabla 4-3** será considerada como valor mínimo si toda la historia de datos aún se mantiene en la línea recta en la gráfica de \sqrt{t} . En éste caso, el último tiempo de explotación es usado en vez del tiempo final de la raíz cuadrada del tiempo, t_{frc} . Esta es la distancia de investigación en el momento o tiempo actual. Estas ecuaciones implican que la permeabilidad, k sea conocida. Por supuesto, se debe considerar que la estimación de la distancia a la frontera externa, y_e mediante éste procedimiento es tomado con reserva dado que la permeabilidad, k es incierta en yacimientos de gas con baja permeabilidad. De esta manera, el valor de y_e esta en función sobre el valor seleccionado para A_c lo cual afecta el valor calculado de k .

Tabla 4-4 – Área de sección transversal, A_c , y la distancia a la frontera externa, L

Modelo	A_c	L
Bloque lineal	$w h$	L
Fractura Hidráulica	$4h x_f$	y_e
Fractura Hidráulica ($x_e = x_f$)	$4h x_e$	y_e
Pozo productor en un Bloque del yacimiento	$4h x_e$	y_e
Veta de alta permeabilidad con flujo lineal sencillo	πr_e^2	h
Veta de alta permeabilidad con flujo lineal doble	$2\pi r_e^2$	$h/2$
Vetas de n-altas permeabilidades con flujo lineal doble	$2\pi r_e^2 n_{vetas}$	$h/(2n_{vetas})$

4.6.2 Paso 2 – Construcción de gráficas especializadas para flujo bilineal y estimación de algunos valores del yacimiento

En éste caso, se presenta una metodología para el análisis de flujo bilineal para intersección en cero y no intersección en cero de la línea recta, para la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g . El procedimiento de análisis para éste caso se describe a continuación:

4.6.2.1 Flujo bilineal con intersección en cero de la línea recta. Se crea una gráfica especializada de $[m(p_i) - m(p_{wf})] / q_g$ vs. $\sqrt[4]{t}$ y se identifica la línea recta como se muestra en el esbozo izquierdo en la **Fig. 4-19**. Posteriormente, se determina el valor de la pendiente de la línea recta, \tilde{m}_{BGC} .

4.6.2.2 Flujo bilineal sin intersección en cero de la línea recta. Se construye la gráfica especializada de $[m(p_i) - m(p_{wf})] / q_g$ vs. $\sqrt[4]{t}$ y se detecta la línea recta como se muestra en el esbozo derecho en la **Fig. 4-19**. Después, se calcula la pendiente y la no intersección en cero de la línea recta, es decir, \tilde{m}_{BGC} y b_{BGC} .

4.6.2.3 Cálculo de algunos valores del yacimiento. Se calcula el término $\sqrt{k_1 w}$ utilizando la ecuación de interpretación de la **Tabla 4-5** para flujo bilineal con intersección en cero y/o no intersección en cero de la línea recta. Además, para el caso de flujo bilineal con no intersección en cero de la línea recta, se evalúa el factor de daño de la formación, s_1 . El producto $\sqrt{k_1 w}$ en la **Tabla 4-5** implica que la permeabilidad de la formación se conozca para evaluar el espesor, w . De la misma manera, la estimación del factor de daño de la formación, s_1 requiere del conocimiento de los valores de k y A_c . Los cálculos de w y s_1 son muy difíciles, a menos que k y A_c se determinen independientemente.

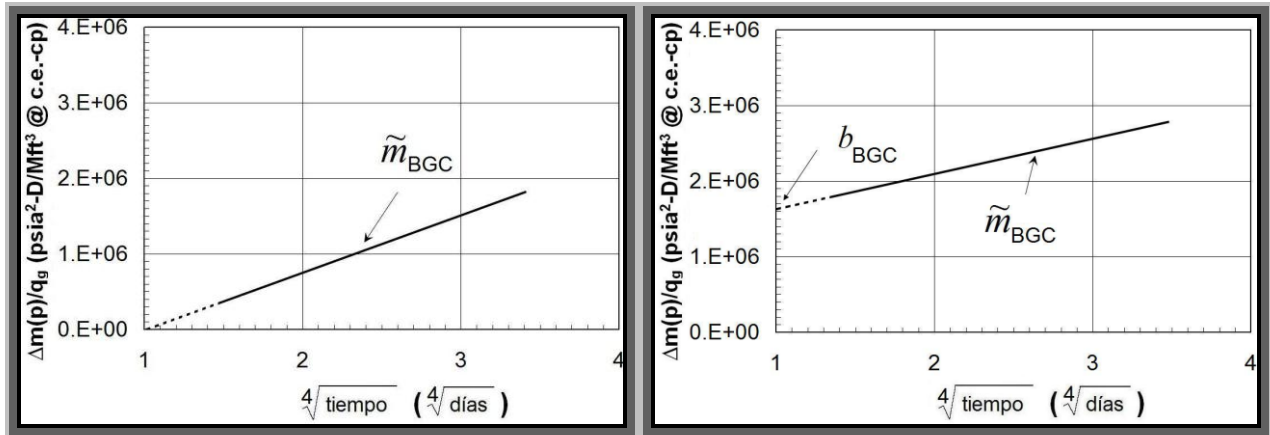


Fig. 4-19 – Esbozos de las gráficas especializadas para evaluar algunos parámetros en yacimientos de gas con baja permeabilidad para flujo bilineal con intersección en cero y no intersección en cero de la línea recta, bajo la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g .

Tabla 4-5 – Ecuaciones de interpretación para régimen de flujo bilineal en un modelo homogéneo para la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g

$$\sqrt{k_1 w} = \frac{984 A_c^{1/4}}{\sqrt[4]{k(\phi \mu_g c_t)_i}} \left(\frac{T}{\tilde{m}_{BGC}} \right)$$

$$s_1 = \frac{b_{BGC} k \sqrt{A_c}}{1424 T}$$

4.6.3 Paso 2 – Construcción de gráficas especializadas para flujo radial y estimación de algunos valores del yacimiento

En éste caso, se presenta la metodología para el análisis de flujo radial para ambas condiciones de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y a gasto de flujo constante de gas, q_g . El procedimiento de análisis para éste caso se describe como sigue:

4.6.3.1 Flujo radial sin intersección en cero de la línea recta. Se crea la gráfica especializada de $[m(p_i) - m(p_{wf})] / q_g$ vs. $\log t$ y se detecta la línea recta como se presenta en los esbozos de la **Fig. 4-20**. Después, se evalúa la pendiente de la línea recta y la no intersección en cero de la misma, para la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} como se muestra en el esbozo de la izquierda en la **Fig. 4-20** es decir, (\tilde{m}_{RPC} y b_{RPC} , respectivamente) o para la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g como se muestra en el esbozo de la derecha en la **Fig. 4-20** es decir, (\tilde{m}_{RGC} y b_{RGC} , respectivamente). Además, se estima el tiempo final sobre la línea recta, t_{flr} .

4.6.3.2 Evaluación de algunos valores del yacimiento y del volumen original de gas, G . Se calcula el producto kh (potencial de flujo), el factor de daño, s , la longitud media de la fractura, x_f , el radio de investigación, r_{inv} , y el volumen original de gas, G al radio de investigación mediante el uso de las ecuaciones de interpretación escritas en las **Tablas 4-6** o **4-7** para las condiciones de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y a gasto de flujo constante de gas, q_g , respectivamente.

El volumen original de gas, G y el radio de investigación, r_{inv} evaluados con las ecuaciones descritas en las **Tablas 4-6** y **4-7** se consideran como valores *mínimos* si toda la historia de datos se mantiene aún la tendiente sobre la línea recta en la gráfica semi-logarítmica. Si el comportamiento de la línea se mantiene aún en línea recta, el último tiempo de producción es utilizado en vez de t_{flr} en dichas ecuaciones.

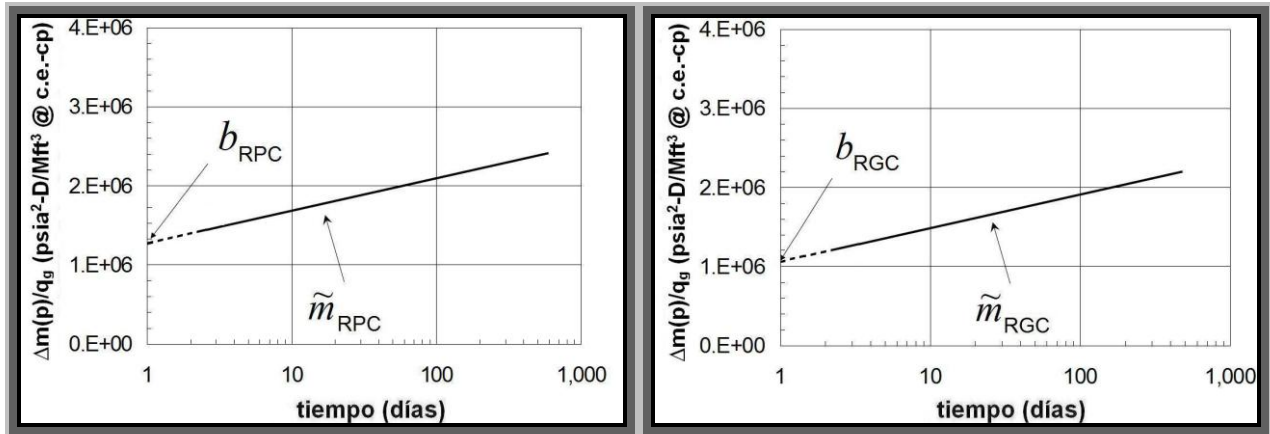


Fig. 4-20 – Esbozos de las gráficas especializadas para evaluar algunos parámetros en yacimientos de gas con baja permeabilidad para flujo radial sin intersección en cero de la línea recta, bajo las condiciones de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y a gasto de flujo constante de gas, q_g .

Tabla 4-6 – Ecuaciones de interpretación para régimen de flujo radial en un modelo homogéneo para la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf}

$$kh = \frac{1640 T}{\tilde{m}_{RPC}}$$

$$s = \frac{1}{0.869} \left[\frac{b_{RPC} kh}{1640 T} - \log \left(\frac{0.00633 k}{(\phi \mu_g c_t)_i r_w^2} \right) - 0.352 \right]$$

$$x_f = \sqrt{\frac{0.00633 k}{\exp \left(\frac{kh b_{RPC}}{712 T} - 2.2 \right) (\phi \mu_g c_t)_i}}$$

$$r_{inv} = 0.1779 \sqrt{\frac{k t_{flr}}{(\phi \mu_g c_t)_i}}$$

$$A = \frac{163 T}{(\phi \mu_g c_t)_i h} \left(\frac{t_{flr}}{\tilde{m}_{RPC}} \right)$$

$$Vp = \frac{163 T}{(\mu_g c_t)_i} \left(\frac{t_{flr}}{\tilde{m}_{RPC}} \right)$$

$$G = \frac{163 T S_{gi}}{(\mu_g c_t B_g)_i} \left(\frac{t_{flr}}{\tilde{m}_{RPC}} \right)$$

Tabla 4-7 – Ecuaciones de interpretación para régimen de flujo radial en un modelo homogéneo para la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g

$$kh = \frac{1640 T}{\tilde{m}_{RGC}}$$

$$s = \frac{1}{0.869} \left[\frac{b_{RGC} k h}{1640 T} - \log \left(\frac{0.00633 k}{(\phi \mu_g c_t)_i r_w^2} \right) - 0.352 \right]$$

$$x_f = \sqrt{\frac{0.00633 k}{\exp \left(\frac{kh b_{RGC}}{712 T} - 2.2 \right) (\phi \mu_g c_t)_i}}$$

$$r_{inv} = 0.1779 \sqrt{\frac{k t_{flr}}{(\phi \mu_g c_t)_i}}$$

$$A = \frac{163 T}{(\phi \mu_g c_t)_i h} \left(\frac{t_{flr}}{\tilde{m}_{RGC}} \right)$$

$$Vp = \frac{163 T}{(\mu_g c_t)_i} \left(\frac{t_{flr}}{\tilde{m}_{RGC}} \right)$$

$$G = \frac{163 T S_{gi}}{(\mu_g c_t B_g)_i} \left(\frac{t_{flr}}{\tilde{m}_{RGC}} \right)$$

Se estima un valor preciso del volumen original de gas, G sin la necesidad de conocer el valor de k , h , A , y ϕ .

4.6.4 Paso 2 – Construcción de la gráfica especializada para flujo esférico y estimación de algunos valores del yacimiento

En éste caso, se presenta la metodología para el análisis de flujo esférico con no intersección en cero de la línea recta, para la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g . El procedimiento de análisis para éste caso se describe a continuación:

4.6.4.1 Flujo esférico con no intersección en cero de la línea recta. Se crea la gráfica especializada de $[m(p_i) - m(p_{wf})] / q_g$ vs. $1/\sqrt{t}$ y se detecta la línea recta tal como se presenta en la **Fig. 4-21**. Después, se calcula la pendiente negativa y la no intersección en cero de la línea recta, es decir, \tilde{m}_{EGC} y b_{EGC} , respectivamente.

4.6.4.2 Evaluación de algunos valores del yacimiento. Se determina la permeabilidad, k , y el radio equivalente de la esfera, r_{esf} , usando las ecuaciones de interpretación presentadas en la **Tabla 4-8**.

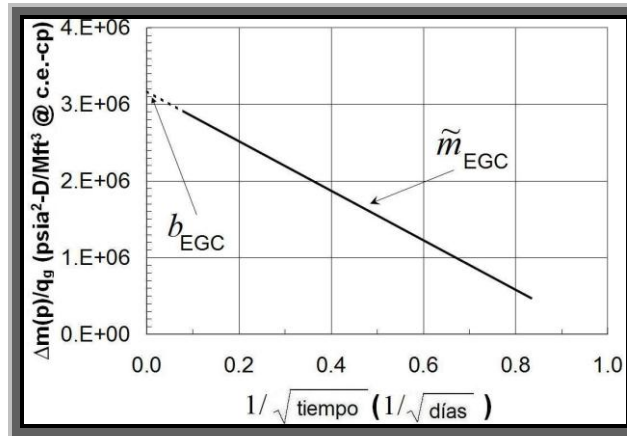


Fig. 4-21 – Ilustración de la gráfica especializada para evaluar algunos valores en yacimientos de gas con baja permeabilidad para flujo esférico con no intersección en cero de la línea recta, bajo la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g .

Tabla 4-8 – Ecuaciones de interpretación para régimen de flujo esférico en un modelo homogéneo para la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g

$$k = - \left[\frac{10098 T}{\tilde{m}_{EGC}} \sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i} \right]^{2/3}$$

$$r_{esf} = \frac{1424 T}{k b_{EGC}}$$

4.6.5 Paso 2 – Construcción de gráficas especializadas para flujo dominado por la frontera externa y estimación de algunos valores del yacimiento

4.6.5.1 Régimen de flujo dominado por la frontera externa con la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g (PSS). En éste caso, se presenta la metodología para el análisis de flujo en PSS con un caso de no intersección en cero de la línea recta, bajo la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g . La metodología de análisis para éste caso se describe a continuación:

4.6.5.1.1 Régimen de flujo en PSS con no intersección en cero de la línea recta. Se crea la gráfica especializada de $[m(p_i) - m(p_{wf})] / q_g$ vs. t y se identifica la línea recta como se muestra en la **Fig. 4-22**. Se calcula de la línea recta su pendiente, \tilde{m}_{FGC} , y la no intersección en cero de la misma, b_{FGC} .

4.6.5.1.2 Estimación de algunos valores del yacimiento. Se calcula el volumen del yacimiento, VY , el área de drene, A , el factor de forma de Dietz's, C_A , el volumen de poro, V_p , y el volumen original de gas, G , a través del uso de las ecuaciones de interpretación de la **Tabla 4-9**.

4.6.5.2 Régimen de flujo dominado por la frontera externa con la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} (declinación exponencial). En éste caso, se muestra la metodología a estudiar con la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} , en un yacimiento finito delimitado (declinación exponencial). La metodología de análisis para éste caso se describe en los siguientes párrafos.

4.6.5.2.1 Régimen de flujo dominado por la frontera externa con la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y la no intersección en cero de la línea recta. Se crea la gráfica especializada de $\log [m(p_i) - m(p_{wf})] / q_g$ vs. t y se identifica la línea recta como se presenta en la **Fig. 4-23**. Se calcula de la línea recta su pendiente, \tilde{m}_{FPC} , y la no intersección en cero de la línea recta, b_{FPC} .

4.6.5.2.2 Estimación de algunos valores del yacimiento. Se calcula el volumen del yacimiento, VY , el área de drene, A , el factor de forma de Dietz's, C_A , el volumen de poro, V_p , y el volumen original de gas, G , utilizando las ecuaciones de interpretación de la **Tabla 4-10**.

En las expresiones de las **Tablas 4-9** y **4-10** es posible estimar un valor preciso del volumen de poro, V_p , sin tener buen conocimiento de la permeabilidad de la formación, k , de la porosidad, ϕ , del espesor, h y del área de drene, A .

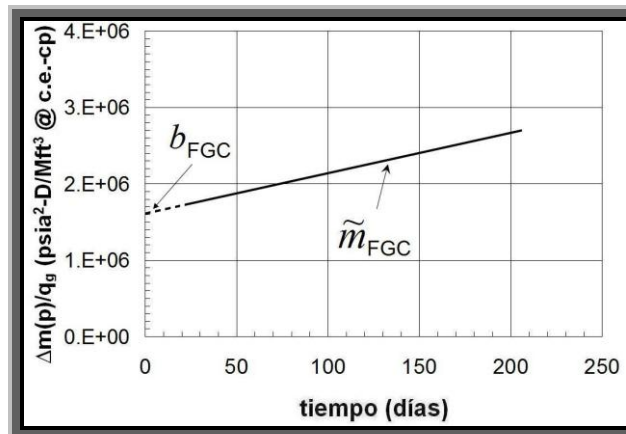


Fig. 4-22 – Esbozo de la gráfica especializada para determinar algunos valores en yacimientos de gas con baja permeabilidad para régimen de flujo dominado por la frontera externa bajo la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g (PSS).

Tabla 4-9 – Ecuaciones de interpretación para régimen de flujo dominado por la frontera externa en un modelo homogéneo con la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g (PSS)

$$VY = \frac{57 T}{(\phi \mu_g c_t)_i} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{FGC}} \right)$$

$$A = \frac{VY}{h}$$

$$A = \frac{57 T}{(\phi \mu_g c_t)_i} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{FGC}} \right) \left(\frac{1}{h} \right)$$

$$C_A = \frac{2.2458 A}{\exp \left[2 \left(\frac{b_{FGC} k h}{1424 T} \right) - 2s \right] r_w^2}$$

$$V_p = \frac{57 T}{(\mu_g c_t)_i} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{FGC}} \right)$$

$$G = \frac{57 T S_{gi}}{(\mu_g c_t B_g)_i} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{FGC}} \right)$$

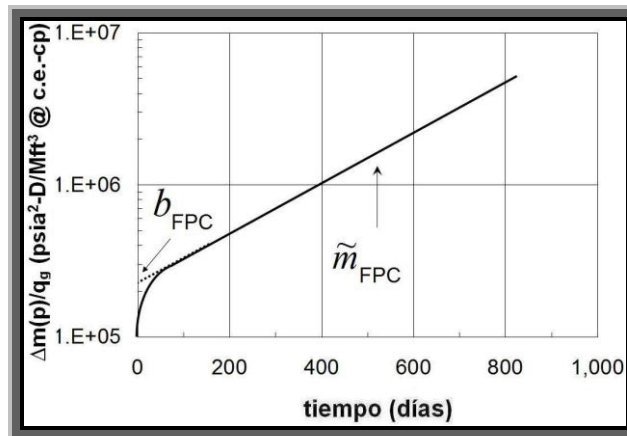


Fig. 4-23 – Ilustración de la gráfica especializada para determinar algunos valores en yacimientos de gas con baja permeabilidad para régimen de flujo dominado por la frontera externa bajo la condición a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} .

Tabla 4-10 – Ecuaciones de interpretación para régimen de flujo dominado por la frontera externa en un modelo homogéneo para la condición a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} (declinación exponencial)

$$VY = \frac{25 T}{(\phi \mu_g c_t)_i b_{FPC}} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{FPC}} \right)$$

$$A = \frac{VY}{h}$$

$$A = \frac{25 T}{(\phi \mu_g c_t)_i b_{FPC} h} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{FPC}} \right)$$

$$C_A = \frac{56 T}{h(\phi \mu_g c_t)_i b_{FPC} r_w^2} \left[\frac{1}{\tilde{m}_{FPC}} \right] \exp \left[\frac{-2 b_{FPC} k h}{1424 T} \right]$$

$$V_p = \frac{25 T}{(\mu_g c_t)_i b_{FPC}} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{FPC}} \right)$$

$$G = \frac{25 T S_{gi}}{(\mu_g c_t B_g)_i b_{FPC}} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{FGC}} \right)$$

Se estima un valor preciso del volumen original de gas, G sin necesidad de conocer los valores de k , h , A y ϕ . Estas determinaciones directas del volumen de poro, V_p y del volumen original de gas, G sin conocimiento de ϕ , k , h y A es una buena ventaja, debido a que estas propiedades a menudo no son conocidas en los yacimientos de gas con baja permeabilidad.

4.6.6 Paso 2 – Construcción de gráficas especializadas para un flujo lineal temprano, seguido de un flujo bilineal y posteriormente un flujo lineal tardío

En éste caso, se describe la metodología para analizar un flujo lineal temprano, seguido de un flujo bilineal, y posteriormente un flujo lineal tardío para las condiciones de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y a gasto de flujo constante de gas, q_g . La metodología para el análisis de éste caso especial se describe a continuación:

4.6.6.1 Flujo lineal temprano. a) Se construye la gráfica especializada de $[m(p_i) - m(p_{wf})] / q_g$ vs. \sqrt{t} y se identifica el principio de la línea recta como se muestra en los esbozos en la **Fig. 4-24**. Entonces, se calcula la pendiente de la línea recta y su no intersección en cero de la línea recta, si esta existe, para cualesquiera de las condiciones de producción, $[\tilde{m}_{LTPC}$ y $b_{LTPC}]$ para la presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y $[\tilde{m}_{LTGC}$ y $b_{LTGC}]$ para el gasto de flujo constante de gas, q_g . b) Mediante el uso de las ecuaciones de interpretación presentadas en la **Tabla 4-11** se calcula el producto $\sqrt{k_1}A_{c1}$ para el comienzo con flujo lineal temprano con o sin intersección en cero de la línea recta. Además, para el caso sin intersección en cero de la línea recta se evalúa el daño de la cara de la fractura, s_f . En la **Tabla 4-11**, A_{c1} es el área de la sección transversal a lo largo de la trayectoria de flujo (bloque lineal) representada por:

$$A_{c1} = h_1 w \dots\dots\dots(4.3)$$

4.6.6.2 Flujo bilineal. a) Se produce la gráfica especializada de $[m(p_i) - m(p_{wf})] / q_g$ vs. $\sqrt[4]{t}$ y se identifica la línea recta como se muestra en los esbozos en la **Fig. 4-19**. Después, se calcula el valor de la pendiente de la línea recta y la no intersección en cero de la línea recta, si esta existe, es decir, \tilde{m}_{BGC} y b_{BGC} , respectivamente. b) Con las ecuaciones descritas en la **Tabla 4-5**, se calcula el parámetro $\sqrt{k_1 w}$ para flujo bilineal con intersección en cero y no intersección en cero de la línea recta. Para el caso de flujo bilineal con no intersección en cero de la línea recta, se calcula el factor de daño de la formación, s_1 . El producto $\sqrt{k_1 w}$ en la **Tabla 4-5** implica que la permeabilidad de la formación sea conocida para evaluar w . De la misma manera, la estimación s_1 necesita que se conozcan los valores de k y A_c . El cálculo de w y s_1 es difícil, a menos que k y A_c se determinen independientemente.

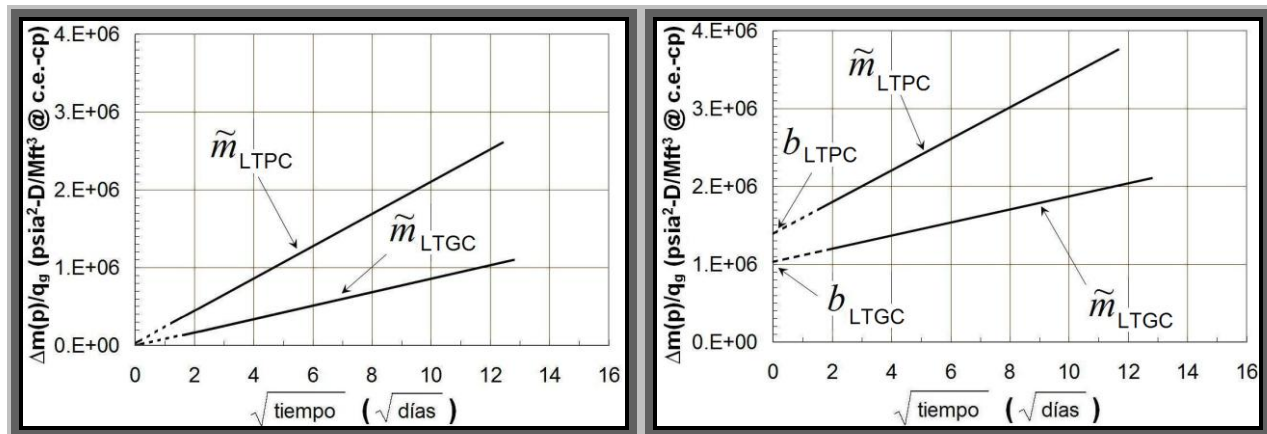


Fig. 4-24 – Ilustración de las gráficas especializadas para evaluar algunos valores en yacimientos de gas con baja permeabilidad para régimen de flujo lineal temprano con intersección en cero y no intersección en cero de la línea recta, bajo las condiciones de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y a gasto de flujo constante de gas, q_g .

Tabla 4-11 – Ecuaciones de interpretación para régimen de flujo lineal temprano en un modelo homogéneo para las condiciones de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y gasto de flujo constante de gas, q_g

Presión de fondo fluyendo constante, p_{wf}	Gasto de flujo constante de gas, q_g
$\sqrt{k_1} A_{c1} = \frac{631 T}{\sqrt{\mu_{gi} (\phi c_{ii})_f}} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{LTPC}} \right)$ $s_f = \frac{b_{LTPC} k_1 \sqrt{A_{c1}}}{1424 T}$	$\sqrt{k_1} A_{c1} = \frac{402 T}{\sqrt{\mu_{gi} (\phi c_{ii})_f}} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{LTGC}} \right)$ $s_f = \frac{b_{LTGC} k_1 \sqrt{A_{c1}}}{1424 T}$

4.6.6.3 Flujo lineal tardío. a) Se crea la gráfica especializada de $[m(p_i) - m(p_{wf})] / q_g$ vs. \sqrt{t} y se identifica la línea recta en los tiempos tardíos como se muestra en las ilustraciones de la **Fig. 4-18**. Después, se calcula la pendiente y la no intersección en cero de la línea recta, si esta existe, para cualesquiera de las condiciones de producción a

presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} , es decir, [\bar{m}_{LPC} y b_{LPC} , respectivamente] y a gasto de flujo constante de gas, q_g , es decir, [\bar{m}_{LGC} y b_{LGC} , respectivamente] y el tiempo final de la línea recta con la raíz cuadrada de la gráfica del tiempo, t_{frc} . b) Mediante las expresiones de interpretación descritas en la **Tabla 4-3**, se calcula el producto $\sqrt{k}A_c$, el volumen de poro, V_p , y el volumen original de gas, G . Además, para el caso de flujo lineal con no intersección en cero de la línea recta, se evalúa el daño de la formación, s_1 y/o b o el comienzo del efecto del régimen de flujo, según la condición de producción asignada.

A_c en la **Tabla 4-3** representa el área provista con alta permeabilidad en la trayectoria de flujo con respecto al flujo perpendicular dentro de la trayectoria de flujo de alta permeabilidad proveniente de la formación. La **Tabla 4-4** muestra ambas representaciones para A_c y L respecto a diferentes modelos lineales.

Los valores del volumen de poro, V_p y del volumen original de gas, G calculados con las expresiones de la **Tabla 4-3** se consideran como valores *mínimos* si toda la historia de datos esta aún sobre la tendencia de media pendiente. Si la historia de datos esta todavía sobre la tendencia de media pendiente, el último tiempo de producción es usado en lugar de t_{frc} en las ecuaciones. Se estima un valor mínimo exacto del volumen de poro, V_p y un valor mínimo del volumen original de gas, G sin necesidad de conocer el valor de la permeabilidad de la formación, k , la porosidad, ϕ y del espesor, h .

4.7 Gráficas especializadas de superposición del tiempo con el modelo de yacimiento homogéneo e infinito y estimación de algunos valores del yacimiento

Como se presentó en la sección 3.9 del Capítulo III de éste trabajo existe un proceso de gran interés en el análisis de la presión transitoria, con el objeto de desarrollar una metodología para el análisis de los datos de presión-producción con multiples cierres en el pozo productor, estos cierres se deben a diversas razones (restricciones del mercado, a reducciones en el diámetro de la tubería, compresión, recarga de líquidos, reconstrucciones, estimulaciones, técnicas de fracturamiento, problema con pozos múltiples, etc.) causando así períodos en donde la presión de fondo fluyendo, p_{wf} y el gasto de flujo de gas, q_g varían durante el tiempo de explotación. Para estos casos, las

características de las pendientes en las gráficas de diagnóstico de flujo y especializadas para cualquier geometría de flujo puede no siempre ser visible o constante durante la vida del pozo productor, inclusive si el pozo productor es dominado por un régimen de flujo en particular. Estas variaciones en la presión de fondo fluyendo, p_{wf} y el gasto de flujo de gas, q_g en el transcurso del tiempo de explotación pueden ocultar la pendiente de los regímenes de flujo y complicar el análisis de la producción.

Por tanto, para estos casos la forma convencional de análisis con las gráficas de diagnóstico de flujo con ejes log-log y especializadas se considera como una técnica cualitativa en lugar de un análisis cuantitativo definitivo, y se sugiere la utilización de las gráficas de superposición del tiempo para cada régimen de flujo.

Aquí se muestra una ecuación general de la superposición del tiempo. El cambio total de la presión adimensional en un modelo de historia de datos de presión-producción con gasto de flujo variable es escrito como la suma del nuevo gasto al gasto anterior en el tiempo para una respuesta de presión (que es, un cambio de presión en un tiempo, t). La cual es una solución generalizada de superposición del tiempo para los modelos de yacimientos lineales: infinitos y cerrados.

$$\Delta m(p) = f_1(\text{parámetros}) \sum_{j=1}^n (q_{gj} - q_{gj-1}) f_2(t_n - t_{j-1}) + q_{gn} \Delta P_s \dots\dots\dots(4.4)$$

La Ec. 4.4 se aplica en función de los diferentes regímenes de flujo presentados en éste Capítulo IV con el objeto de enderezar las tendencias de las curvas, el modelo general para éste método se presenta a continuación:

$$y = mx + b \Rightarrow \frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = \text{pendiente} * \text{superposición del tiempo} + \text{intersección}.$$

En donde la pendiente es conforme a la condición de producción: a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} o a gasto de flujo constante de gas, q_g , el desarrollo de estos modelos con sus respectivas pendientes se muestra en la sección 3. del Capítulo III. En la **Tabla 4-12** se exhiben los modelos generales de superposición del tiempo para las distintas geometrías de flujo.

Tabla 4-12 – Modelos generales de superposición de tiempo para diversas geometrías de flujo	
Régimen de flujo	Superposición del tiempo
Flujo lineal	$\sum_{j=1}^n \frac{(q_{gj} - q_{gj-1})}{q_{gn}} \sqrt{t_n - t_{j-1}}$
Flujo bilineal	$\sum_{j=1}^n \frac{(q_{gj} - q_{gj-1})}{q_{gn}} \sqrt[4]{t_n - t_{j-1}}$
Flujo radial	$\sum_{j=1}^n \frac{(q_{gj} - q_{gj-1})}{q_{gn}} \log(t_n - t_{j-1})$
Flujo esférico	$\sum_{j=1}^n \frac{(q_{gj} - q_{gj-1})}{q_{gn}} \frac{1}{\sqrt{t_n - t_{j-1}}}$
Flujo dominado por la frontera externa	$\sum_{j=1}^n \frac{(q_{gj} - q_{gj-1})}{q_{gn}} (t_n - t_{j-1})$

Con esta técnica de superposición del tiempo se calculan diversos valores del yacimiento (algunas propiedades del yacimiento y el volumen original de gas, G), se obtienen tendencias de la producción, sin necesidad de tener una presión estable para todos los tiempos.

4.7.1 Paso 2 alternativo – Construcción de gráficas especializadas de superposición del tiempo y estimación de algunos valores del yacimiento

Si la presión de fondo fluyendo, p_{wf} y el gasto de flujo de gas, q_g varían lenta y suavemente respecto al tiempo de explotación, se recomienda emplear la técnica de superposición del tiempo para el graficado de los datos de presión-producción. Esta técnica de superposición del tiempo considera que el tiempo de explotación en cada término de la serie matemática se comporta en función del régimen de flujo analizado, siendo así, la principal desventaja de esta técnica. Esto significa que por ejemplo en la

superposición del tiempo en el régimen de flujo lineal se considera que todos los datos de presión-producción están bajo el dominio de \sqrt{t} durante todo el tiempo, en el régimen de flujo bilineal todos los datos de presión-producción en todo el tiempo de explotación están bajo el dominio $\sqrt[4]{t}$, etc. Sin embargo, para fines prácticos el uso de esta técnica de superposición del tiempo proporciona resultados prácticamente aceptables en el análisis de datos de presión-producción para pozos productores en yacimientos de gas con baja permeabilidad cuando la presión de fondo fluyendo, p_{wf} y el gasto de flujo de gas, q_g se encuentran variando lenta y suavemente respecto al tiempo de explotación, ya que esta técnica como se explico en la sección 3.9 del Capítulo III, suaviza y/o endereza los datos de presión-producción, por lo que se detecta una tendencia lineal con los datos de presión-producción obtenidos del pozo productor al ser estos graficados. A continuación se presentan las gráficas especializadas de superposición del tiempo requeridas para cada régimen de flujo previamente identificado mediante la aplicación de las gráficas de diagnóstico de flujo.

En las **Figs. 4-25** a la **4-29** se muestran los esbozos de las gráficas especializadas de superposición del tiempo requeridas para el análisis de los regímenes de flujo lineal, bilineal, radial, esférico y dominado por la frontera externa, respectivamente. La metodología para emplear estas gráficas especializadas y los cálculos de algunos parámetros del yacimiento mediante el uso de la técnica de superposición del tiempo se describe a continuación:

4.7.1.1 Paso 2 alternativo – Construcción de la gráfica especializada de superposición del tiempo para régimen de flujo lineal con o sin intersección en cero de la línea recta y estimación de algunos valores del yacimiento. a) Se crea la gráfica

especializada de $[m(p_i) - m(p_{wf})] / q_g$ vs. $\sum_{j=1}^n \frac{(q_{gj} - q_{gj-1})}{q_{gn}} \sqrt{t_n - t_{j-1}}$ y se detecta el

comportamiento de cualesquiera de las líneas rectas con intersección en cero y con no intersección en cero, como se muestra en el esbozo izquierdo y derecho de la **Fig. 4-25**, respectivamente. Después, se estima la pendiente y la no intersección en cero (si esta existe) de la línea recta para cualesquiera de las condiciones de producción a presión de

fondo fluyendo constante, p_{wf} , es decir, $[\tilde{m}_{LPC}$ y b_{LPC} , respectivamente] o para gasto de flujo constante de gas, q_g , es decir, $[\tilde{m}_{LGC}$ y b_{LGC} , respectivamente], y el tiempo del final de la línea recta sobre la raíz cuadrada de la gráfica de superposición del tiempo, t_{jrc} . b) Mediante el uso de las expresiones de interpretación para flujo lineal descritas en la **Tabla 4-3**, se calcula el producto $\sqrt{k}A_c$, el área de drene, A , el volumen de poro, V_p , y el volumen original de gas, G para cualesquiera de las líneas rectas con intersección en cero o con no intersección en cero. Adicionalmente, para el caso de flujo lineal con no intersección en cero de la línea recta, se evalúa el área de drene de la formación o el efecto temprano o al comienzo del régimen de flujo, b .

De forma análoga se realiza éste paso para el régimen de flujo lineal temprano, si éste es detectado, a) Se crea la gráfica especializada de $[m(p_i) - m(p_{wf})]/q_g$ vs.

$\sum_{j=1}^n \frac{(q_{gj} - q_{gj-1})}{q_{gn}} \sqrt{t_n - t_{j-1}}$ y se detecta el comportamiento de cualesquiera de las líneas rectas

con intersección en cero o con no intersección en cero, se estima la pendiente y la no intersección en cero (si esta existe), para cualesquiera de las condiciones de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} , es decir, $[\tilde{m}_{LTPC}$ y b_{LTPC} , respectivamente] y a gasto de flujo constante de gas, q_g , es decir, $[\tilde{m}_{LTGC}$ y b_{LTGC} , respectivamente], y el tiempo del final de la línea recta sobre la raíz cuadrada de la gráfica de superposición del tiempo, t_{jrc} . b) Mediante el uso de las ecuaciones de interpretación presentadas en la **Tabla 4-11**

se calcula el producto $\sqrt{k_1}A_{c1}$ para el comienzo con flujo lineal temprano con o sin intersección en cero de la línea recta. Además, para el caso sin intersección en cero de la línea recta se evalúa el daño de la cara de la fractura, s_f . Es posible combinar el desarrollo de las ecuaciones de interpretación de éste flujo lineal temprano con el desarrollo de las ecuaciones de interpretación para el flujo lineal "normal" para obtener los mismos valores del yacimiento. En la **Tabla 4-11** se muestran las ecuaciones de interpretación para un régimen de flujo lineal temprano.

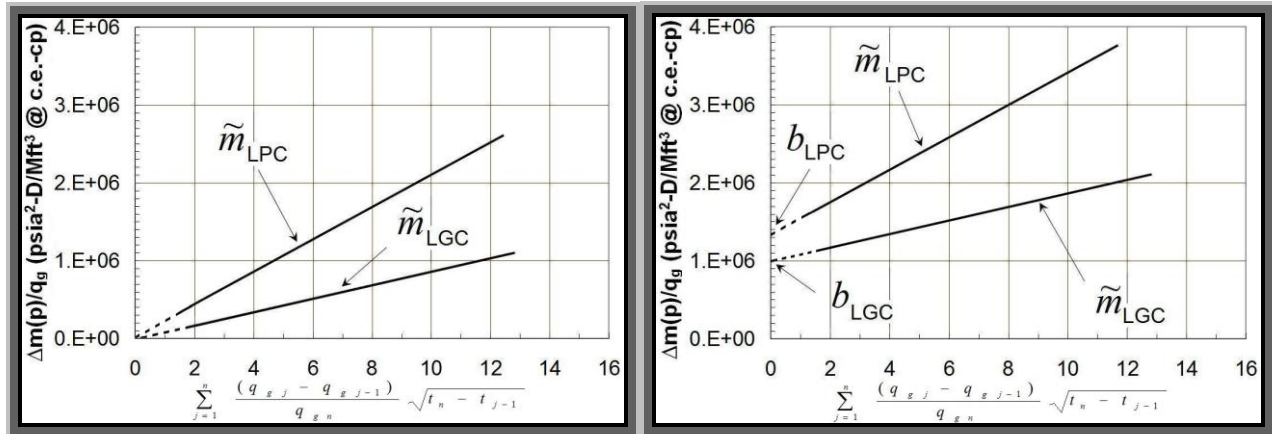


Fig. 4-25 – Esbozos de las gráficas especializadas de superposición del tiempo para evaluar algunos valores del yacimiento, con pozos productores de gas en yacimientos homogéneos para flujo lineal con intersección en cero de la línea recta (esbozo izquierdo) y con no intersección en cero de la línea recta (esbozo derecho), respectivamente. Bajo las condiciones de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} constante y a gasto de flujo constante de gas, q_g .

4.7.1.2 Paso 2 alternativo – Construcción de la gráfica especializada de superposición del tiempo para régimen de flujo bilineal con o sin intersección en cero de la línea recta y estimación de algunos valores del yacimiento. a) Se construye la gráfica

especializada de $[m(p_i) - m(p_{wf})]/q_g$ vs. $\sum_{j=1}^n \frac{(q_{gj} - q_{gj-1})}{q_{gn}} \sqrt[4]{t_n - t_{j-1}}$ y se detecta el

comportamiento de la línea recta, con su intersección en cero y no intersección en cero, como se muestra en el esbozo izquierdo y derecho respectivamente en la **Fig. 4-26**.

Después, se estima el valor de la pendiente, \tilde{m}_{BGC} , y la no intersección en cero de la línea recta, b_{BGC} . b) Se evalúa el término $\sqrt{k_f w}$ y el factor de daño de la formación, s_1 , utilizando las ecuaciones de interpretación de la **Tabla 4-5**.

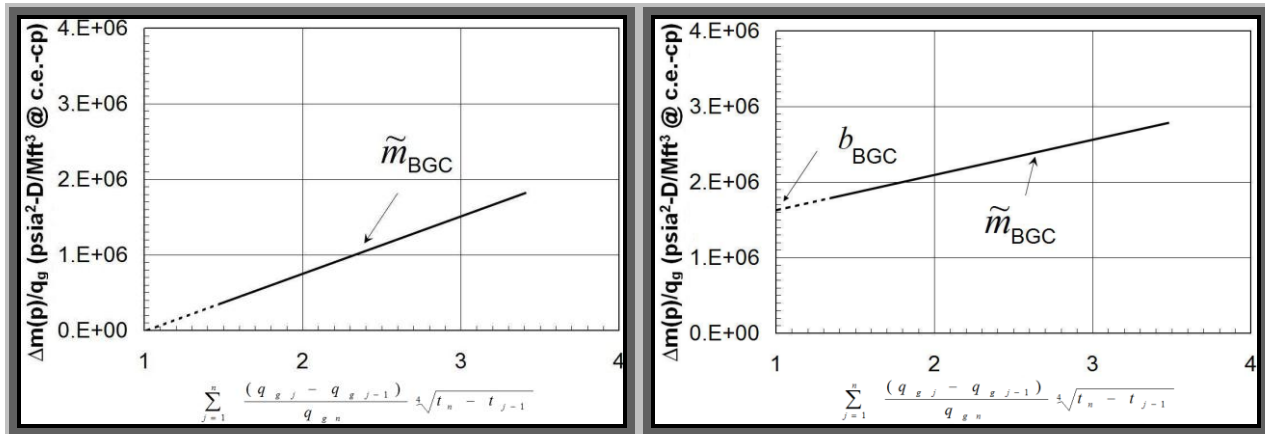


Fig. 4-26 – Esbozos de las gráficas especializadas de superposición del tiempo para evaluar algunos valores del yacimiento, con pozos productores en yacimientos homogéneos de gas con baja permeabilidad para flujo bilineal con intersección en cero de la línea recta (esbozo izquierdo) y con no intersección en cero de la línea recta (esbozo derecho) bajo la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g .

4.7.1.3 Paso 2 alternativo – Construcción de la gráfica especializada de superposición del tiempo para régimen de flujo radial con no intersección en cero de la línea recta y estimación de algunos valores del yacimiento. a) Se crea la gráfica especializada de

$$[m(p_i) - m(p_{wf})] / q_g \text{ vs. } \sum_{j=1}^n \frac{(q_{gj} - q_{g(j-1)})}{q_{gn}} \log(t_n - t_{j-1})$$

y se detecta la línea recta. Después, se calcula la pendiente y la no intersección en cero de la línea recta para cualesquiera de las condiciones de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} , es decir, [\tilde{m}_{RPC} y b_{RPC} , respectivamente], como se muestra en la parte izquierda de la **Fig. 4-27**, o a gasto de flujo constante de gas, q_g , es decir, [\tilde{m}_{RGC} y b_{RGC} , respectivamente], como se muestra en el lado derecho de la **Fig. 4-27**. Después, se estima el tiempo del final de la línea recta, t_{jlr} . b) Se estima el producto kh , el factor de daño, s , la longitud media de la fractura, x_f , el radio de investigación, r_{inv} , y el volumen original de gas, G en el radio de investigación utilizando las ecuaciones de interpretación de las **Tablas 4-6** o **4-7** para las condiciones de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y a gasto de flujo constante de gas, q_g , respectivamente.

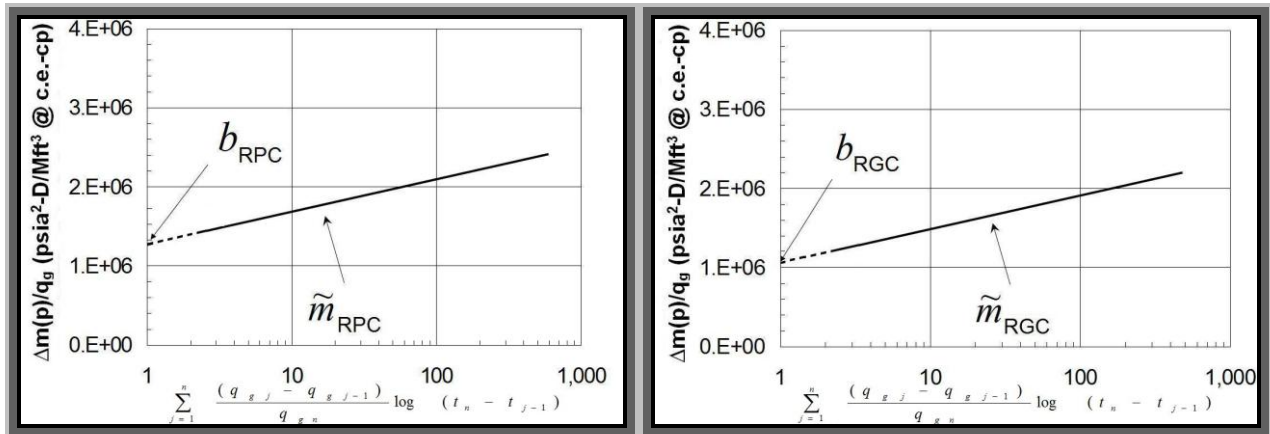


Fig. 4-27 – Ilustraciones de las gráficas especializadas de superposición del tiempo para evaluar algunos valores del yacimiento, con pozos productores en yacimientos homogéneos de gas con baja permeabilidad para régimen de flujo radial con no intersección en cero de la línea recta, bajo cualesquiera de las condiciones de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} (esbozo izquierdo) y a gasto de flujo constante de gas, q_g (esbozo derecho).

4.7.1.4 Paso 2 alternativo – Construcción de la gráfica especializada de superposición del tiempo para régimen de flujo esférico con no intersección en cero de la línea recta y estimación de algunos valores del yacimiento. a) Se elabora la gráfica

especializada de $[m(p_i) - m(p_{wf})]/q_g$ vs. $\sum_{j=1}^n \frac{(q_{gj} - q_{gj-1})}{q_{gn}} \frac{1}{\sqrt{t_n - t_{j-1}}}$ y como se muestra en la

Fig. 4-28. Después, se calcula la pendiente negativa y la no intersección en cero de la línea recta, es decir, $[\tilde{m}_{EGC}$ y b_{EGC} , respectivamente]. b) Se calcula la permeabilidad, k , y el radio equivalente de la esfera, r_{esf} , utilizando las ecuaciones de interpretación presentadas en la **Tabla 4-8**.

4.7.1.5 Paso 2 alternativo – Construcción de las gráficas especializadas de superposición del tiempo para régimen de flujo dominado por la frontera externa y estimación de algunos valores del yacimiento

4.7.1.5.1 Paso 2 alternativo – Construcción de la gráfica especializada de superposición del tiempo para régimen de flujo dominado por la frontera externa con la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g (estado pseudo-estacionario, PSS) y estimación de algunos valores del yacimiento. a) Se elabora la gráfica

especializada de $[m(p_i) - m(p_{wf})] / q_g$ vs. $\sum_{j=1}^n \frac{(q_{gj} - q_{gj-1})}{q_{gn}} (t_n - t_{j-1})$ y se detecta la línea recta

con no intersección en cero, como se muestra en el esbozo izquierdo de la **Fig. 4-29**. Después, se estima la pendiente de la línea recta, \tilde{m}_{FGC} , y la no intersección en cero de la misma, b_{FGC} . b) Se calcula el volumen del yacimiento, VY , el factor de forma de Dietz's, C_A , el área de drene, A , y el volumen original de gas, G , a través de las ecuaciones de interpretación presentadas en la **Tabla 4-9**.

4.7.1.5.2 Paso 2 alternativo – Construcción de la gráfica especializada de superposición del tiempo para régimen de flujo dominado por la frontera externa con la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} (declinación exponencial) y estimación de algunos valores del yacimiento. a) Se crea la gráfica especializada de

$\log [m(p_i) - m(p_{wf})] / q_g$ vs. $\sum_{j=1}^n \frac{(q_{gj} - q_{gj-1})}{q_{gn}} (t_n - t_{j-1})$ y se detecta la línea recta con su no

intersección en cero, como se muestra en el esbozo derecho de la **Fig. 4-29**. Después, se calcula la pendiente de la línea recta, \tilde{m}_{FPC} , y la no intersección en cero de la misma, b_{FPC} .

b) Se calcula el volumen del yacimiento, VY , el factor de forma de Dietz's, C_A , el área de drene, A y el volumen original de gas, G , utilizando las ecuaciones de interpretación de la **Tabla 4-10**.

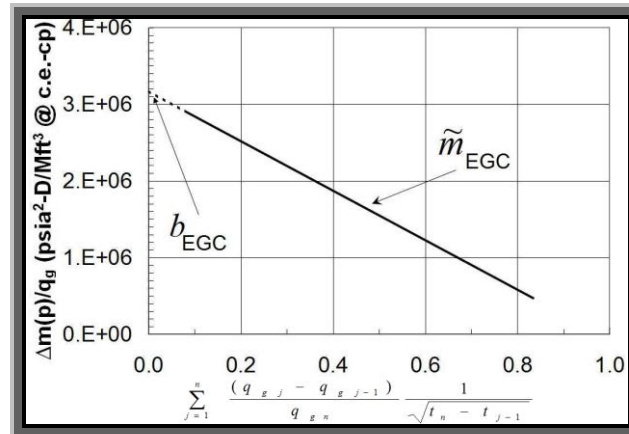


Fig. 4-28 – Ilustración de la gráfica especializada de superposición del tiempo para evaluar algunos valores del yacimiento, con pozos productores en yacimientos homogéneos de gas con baja permeabilidad para flujo esférico con no intersección en cero de la línea recta, bajo la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g .

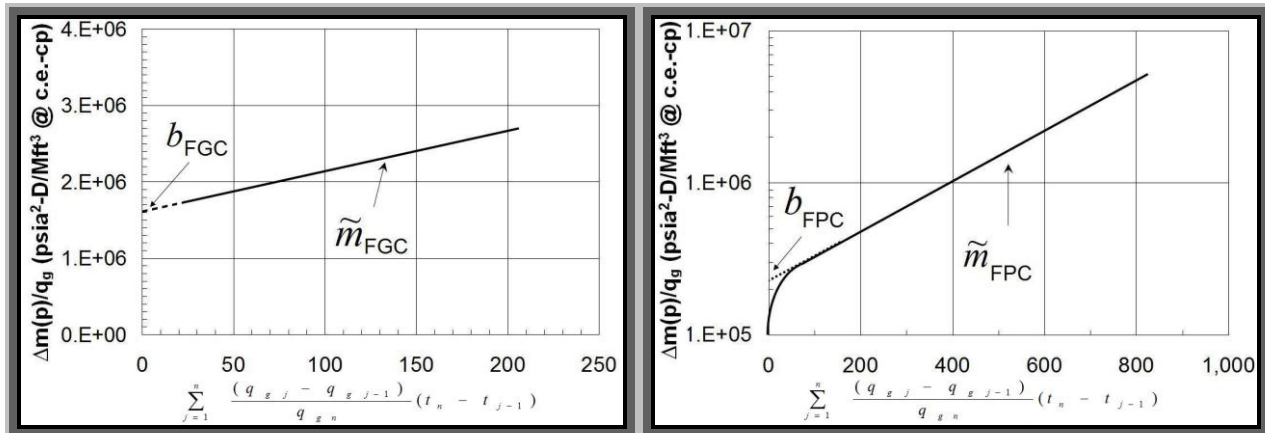


Fig. 4-29 – Ilustraciones de las gráficas especializadas de superposición del tiempo para evaluar algunos valores del yacimiento, con pozos productores en yacimientos homogéneos de gas con baja permeabilidad para flujo dominado por la frontera externa para la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g (esbozo izquierdo) y para flujo dominado por la frontera externa para la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} (esbozo derecho).

4.8 Pronóstico del gasto de flujo de gas

Una vez que el valor del volumen original de gas, G se ha evaluado, el pronóstico del gasto de flujo de gas no es difícil. Se utiliza el valor mínimo del volumen original de gas, G en el pronóstico si la frontera externa del yacimiento no se ha detectado en los datos de producción. El pronóstico de producción realizado se tiene que corregir con una función para la normalización del tiempo^{145,151,154}. Para pronósticos del gasto de flujo de gas el método se fundamenta en la solución de la ecuación de balance de materia para yacimientos volumétricos de gas combinado con la ecuación del índice de productividad. La presión promedio del yacimiento, \bar{p} , se estima de la ecuación de balance de materia para gases reales mediante el uso de la producción acumulada de gas, G_p :

$$\left(\frac{\bar{p}}{z}\right) = \left(\frac{p_i}{z_i}\right) \left(1 - \frac{G_p}{G}\right) \dots\dots\dots(4.5)$$

Se debe de utilizar la mayor cantidad de datos actualizados y verificados, que presente un valor honorable de estabilización del gasto de flujo de gas, q_g y de la presión de fondo fluyendo, p_{wf} para estimar el índice de productividad:

$$J_g = \frac{q_g}{[m(\bar{p}) - m(p_{wf})]} \dots\dots\dots(4.6)$$

Entonces, se seleccionan etapas de tiempo futuras y se actualiza la producción acumulada de gas en cada paso en el tiempo. Después, se utiliza la ecuación de balance de materia para determinar una nueva \bar{p} que será usada en la ecuación del índice de productividad para calcular el gasto de flujo de gas, q_g . El pronóstico de los cálculos será conservador, si los efectos de la frontera externa todavía no se han detectado (flujo transitorio o infinito).

4.9 Resumen

En éste capítulo, se presentan metodologías sistemáticas para analizar datos de producción obtenidos de pozos productores en yacimientos de gas con baja permeabilidad bajo diferentes regímenes de flujo en el yacimiento para las condiciones de producción o de explotación: a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y a gasto de flujo constante de gas, q_g . Estas metodologías consideran yacimientos homogéneos e isotrópicos.

El procedimiento se dividió en dos pasos, en el primer paso, se utilizan las gráficas de diagnóstico de flujo específicas para identificar las geometrías o regímenes de flujo en el yacimiento en diferentes tiempos de producción o de explotación. Posteriormente, en el segundo paso se utilizan las gráficas especializadas para cada período de flujo identificado a través de las gráficas de diagnóstico de flujo para determinar la pendiente y la no intersección en cero para cada línea recta que se ha detectado.

Después, se presentan una serie de tablas en las cuales se muestran expresiones matemáticas que son utilizadas para calcular valores de algunas propiedades del yacimiento y del volumen original de gas, G .

Adicionalmente al segundo paso, se incluyen las gráficas especializadas de superposición del tiempo para cada régimen de flujo con el objeto de ser utilizadas cuando la presión de fondo fluyendo, p_{wf} y el gasto de flujo de gas, q_g están cambiando lenta y suavemente con respecto al tiempo de explotación debido a diversas operaciones impuestas al pozo productor, se determina la pendiente y si existe, la no intersección en cero para cada línea recta, estos valores es utilizan en las ecuaciones de interpretación que se exhiben en las tablas ya mencionadas.

Finalmente, se incluye una metodología para pronosticar el comportamiento del pozo productor a través de la evaluación del gasto de flujo de producción de gas, q_g , utilizando una combinación de la ecuación de balance de materia para gases reales y el índice de productividad.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN PARA CASOS DE CAMPO

5.1 Introducción

La identificación de la geometría de flujo con datos de presión-producción en pozos productores de gas en yacimientos de gas con baja permeabilidad es realizada con diferentes técnicas gráficas debido a que hay diferencias significativas en el comportamiento de la producción exhibido al comienzo, intermedio y a grandes tiempos de explotación. En éste capítulo, se enfoca éste trabajo a la aplicación de diferentes metodologías desarrolladas en el Capítulo IV para el análisis de datos de presión-producción para pozos productores de gas en yacimientos de gas con baja permeabilidad bajo diferentes constantes y limitaciones de explotación. El procedimiento utiliza diferentes gráficas y expresiones matemáticas para identificar el comportamiento del flujo, se estiman algunos valores del yacimiento, el volumen original de gas, G y las reservas movibles.

Primero, se presenta un inventario y datos generales de varios pozos productores reales en yacimientos de gas con baja permeabilidad de los U.S.A. y México. Estos datos fueron obtenidos de la industria.

Segundo, se presentan casos históricos del análisis de la producción de pozos productores de gas en yacimientos de gas con baja permeabilidad. En esta sección, son mostradas algunas gráficas de diagnóstico de flujo y especializadas, así como, la estimación de algunos valores o parámetros del yacimiento, el volumen original de gas, G y reservas.

Finalmente, se muestra un resumen de éste Capítulo V.

5.2 Inventario y datos generales de pozos productores reales de gas en yacimientos de gas con baja permeabilidad

Se obtuvo información de más de 125 pozos productores de gas que están produciendo en yacimientos convencionales y no convencionales en U.S.A. y México. De estos pozos productores se eligieron 9 pozos llamados para fines prácticos en éste trabajo de la siguiente manera: pozo escuela 1, pozo escuela 2, pozo escuela 3, Existe un campo denominado “campo escuela 1” en el cual se localizan 6 pozos productores los cuales son llamados: pozo *a*, pozo *b*, pozo *c*, pozo *d*, pozo *e* y pozo *f*, las **Tablas 5-1** a la **5-9** de éste Capítulo V, presentan el inventario y datos (registros generales, registros del yacimiento, registros del fluido y registros de los resultados de los cálculos realizados) para estos pozos que son clasificados como yacimientos de gas con baja permeabilidad no convencionales porque en todos ellos la permeabilidad de la formación es muy baja ($k \ll 0.1 \text{ md}$)¹³⁸.

Tabla 5-1 – Información general de los casos de campo sobre los pozos productores de gas en yacimientos de gas con baja permeabilidad				
Pozo	r_w	t.p. D.I.	tiempo de producción	G_p
	(ft)	(pulgadas)	(días)	(Bft ³ @c.e.)
Pozo escuela 1	0.25	2.994	16,060	13.527
Pozo escuela 2	0.25	1.995	8,644	1.981
Pozo escuela 3	0.25	2.375	1,552	22.418
Pozo <i>a</i>	0.27	1.995	226	0.244
Pozo <i>b</i>	0.27	1.995	394	0.461
Pozo <i>c</i>	0.27	2.440	278	0.078
Pozo <i>d</i>	0.27	2.994	294	0.243
Pozo <i>e</i>	0.27	1.995	339	0.254
Pozo <i>f</i>	0.27	1.995	233	0.109

Tabla 5-2 – Datos de los yacimientos de gas con baja permeabilidad referente a los pozos productores en estos casos de campo

Pozo	Profundidad promedio	Grosor de la arena	h_{neto}	ϕ	c_f	s_{wi}	Fractura hidráulica
	(ft)	(ft)	(ft)	(fracción)	(1/psia) E-06	(fracción)	
Pozo escuela 1	8,200	750	590	0.070	4.22	0.120	no
Pozo escuela 2	9,750	-	92	0.150	4.08	0.470	no
Pozo escuela 3	9,877	666	80	0.171	4.78	0.317	si
Pozo a	11,366	59	30	0.090	4.00	0.500	si
Pozo b	11,260	250	82	0.090	4.00	0.560	si
Pozo c	10,570	43	36	0.100	4.00	0.620	si
Pozo d	10,995	88	37	0.070	4.00	0.480	si
Pozo e	10,094	34	29	0.091	4.00	0.535	si
Pozo f	10,008	174	75	0.120	4.00	0.500	si

Tabla 5-3 – Datos de los fluidos obtenidos de los pozos productores de gas en yacimientos de gas con baja permeabilidad referentes a los casos de campo

Pozo	p_i	T	T_{sup}	γ_g	c_g en p_i	c_w en p_i	c_t en p_i	μ_g en p_i	H ₂ S	CO ₂	N ₂
	(psia)	(°F)	(°F)		(1/psia) E-06	(1/psia) E-06	(1/psia) E-06	(cp)	(%)	(%)	(%)
Pozo escuela 1	5,463	230	60	0.568	136.200	4.100	124.560	0.0246	2.0	6.0	1.0
Pozo escuela 2	8,800	290	60	0.717	55.250	4.100	35.290	0.0358	0.0	0.0	0.0
Pozo escuela 3	8,758	265.7	85	0.592	63.259	4.100	49.470	0.0318	0.0	3.7	0.5
Pozo a	6,815	203	60	0.610	84.243	3.600	47.920	0.0295	0.0	0.2	1.0
Pozo b	6,615	205	60	0.610	89.015	3.600	43.440	0.0289	0.0	0.2	1.0
Pozo c	6,357	249	70	0.610	100.841	3.600	44.550	0.0273	0.0	0.2	0.2
Pozo d	6,612	220	70	0.610	91.249	3.600	53.180	0.0285	0.0	0.2	1.0
Pozo e	6,465	225	60	0.610	95.476	3.600	50.320	0.0280	0.0	0.2	1.0
Pozo f	6,065	182	60	0.610	99.330	3.600	48.170	0.0283	0.0	0.2	1.0

Tabla 5-4 – Descripción de las gráficas especializadas para las geometrías de un régimen de flujo lineal temprano y flujo bilineal en los casos de campo

Pozo	Flujo lineal temprano				Flujo bilineal		
	duración	t_{frc}	pendiente	intersección	duración	pendiente	intersección
	días	días	psia ² -D ^{1/2} /Mft ³ @c.e.-cp	psia ² -D/Mft ³ @c.e.-cp	días	psia ² -D ^{3/4} /Mft ³ @c.e.-cp	psia ² -D/Mft ³ @c.e.-cp
Pozo escuela 1	no	no	no	no	no	no	no
Pozo escuela 2	no	no	no	no	no	no	no
Pozo escuela 3	no	no	no	no	no	no	no
Pozo a	no	no	no	no	10-38	750,000	200,000
Pozo b	7-15	15	166,667	450,000	17-309	500,000	100,000
Pozo c	1-6	6	1,000,000	200,000	12-68	1,750,000	350,000
Pozo d	4-11	11	250,000	400,000	16-105	600,000	700,000
Pozo e	no	no	no	no	60-339	900,000	500,000
Pozo f	no	no	no	no	2-7	3,500,000	1,700,000

Tabla 5-5 – Descripción de las gráficas especializadas para las geometrías de flujo radial y flujo lineal tardío en los casos de campo

Pozo	Flujo radial				Flujo lineal tardío			
	duración	t_{flr}	pendiente	intersección	duración	t_{frc}	pendiente	intersección
	días	días	psia ² /Mft ³ @c.e.-cp	psia ² -D/Mft ³ @c.e.-cp	días	días	psia ² -D ^{1/2} /Mft ³ @c.e.-cp	psia ² -D/Mft ³ @c.e.-cp
Pozo escuela 1	90-360	36	200,000	-300,000	0-6,630	6,630	25,000	0
Pozo escuela 2	31-304	304	1,948,000	-30,000	0-5,625	5,625	220,000	0
Pozo escuela 3	122-548	548	202,841	-40,000	394-1064	1,064	4,800	20,000
Pozo a	10-28	28	838,361	550,000	40-156	156	125,000	400,000
Pozo b	17-107	107	943,157	750,000	no	394	50,000	900,000
Pozo c	16-68	68	7,153,383	1,000,000	no	278	300,000	2,500,000
Pozo d	30-116	116	1,660,964	500,000	160-255	294	107,143	1,000,000
Pozo e	60-100	100	3,321,928	-250,000	no	339	112,500	1,250,000
Pozo f	10-16	16	6,643,856	2,200,000	51-162	162	285,714	1,520,000

Tabla 5-6 – Descripción de las gráficas especializadas para las geometrías de flujo esférico y flujo dominado por la frontera externa en los casos de campo

Pozo	Flujo esférico			Flujo dominado por la frontera externa		
	duración	pendiente	intersección	duración	pendiente	intersección
	días	psia ² -D ^{3/2} /Mft ³ @c.e.-cp	psia ² -D/Mft ³ @c.e.-cp	días	psia ² /Mft ³ @c.e.-cp	psia ² -D/Mft ³ @c.e.-cp
Pozo escuela 1	no	no	no	6,630-10,000	76	700,000
Pozo escuela 2	no	no	no	>5,625	738	6,500,000
Pozo escuela 3	no	no	no	>1,125	65	49,500
Pozo a	no	no	no	>157	4,200	1,300,000
Pozo b	no	no	no	no	2,222	105,000
Pozo c	no	no	no	no	1,333	4,400,000
Pozo d	no	no	no	no	no	no
Pozo e	no	no	no	no	3,200	2,300,000
Pozo f	no	no	no	no	no	no

Tabla 5-7 – Resultados calculados utilizando los modelos radiales y lineales al comienzo en los casos de campo

Pozo	Modelo radial							Modelo lineal temprano	
	kh	k	s	x_f	t_{flr} en r_{inv}	r_{inv}	G mínimo	$k_1^{1/2} A_{c1}$	s_f
	md-ft	md		ft	días	ft	Bft ³ @c.e.	md ^{1/2} ft ²	
Pozo escuela 1	5.6571	0.00959	-6.34	-	360	284	5.393	-	-
Pozo escuela 2	0.6311	0.00686	-4.52	-	304	590	0.883	-	-
Pozo escuela 3	5.8665	0.07333	-5.74	157	548	2,176	17.159	-	-
Pozo a	1.2968	0.04323	-4.79	65	28	548	0.141	-	-
Pozo b	1.1562	0.01410	-4.11	33	107	637	0.448	9,341	1.9
Pozo c	0.1625	0.00451	-4.28	39	68	283	0.035	1,634	0.1
Pozo d	0.6713	0.01814	-4.86	70	116	792	0.286	6,708	1.7
Pozo e	0.3381	0.01168	-4.98	79	100	536	0.115	-	-
Pozo f	0.1585	0.00211	-3.46	16	16	75	0.010	-	-

Tabla 5-8 – Resultados calculados utilizando los modelos bilineal y lineal tardío en los casos de campo

Pozo	Modelo bilineal		Modelo lineal tardío						
	$(k_1 w)^{1/2}$	s_1	$k^{1/2} A_c$	A	b	t_{frc} en y_e	y_e mínimo	V_p mínimo	G mínimo
	(md ft) ^{1/2}		md ^{1/2} ft ²	acres		días	ft	MMft ³ @c.y.	Bft ³ @c.e.
Pozo escuela 1	-	-	75,119	91	0.0	6,630	3,060	164.31	38.676
Pozo escuela 2	-	-	9,869	75	0.0	5,625	2,536	45.32	7.647
Pozo escuela 3	-	-	234,317	673	1.3	1,064	2,712	401.23	97.396
Pozo a	1,564.0	2.2	11,940	51	4.4	156	1,158	5.98	0.953
Pozo b	4,640.0	0.8	-	-	-	394	1,093	25.80	3.540
Pozo c	1,390.2	0.4	-	-	-	278	511	4.15	0.455
Pozo d	3,109.0	4.5	15,651	81	6.4	294	1,128	9.18	1.478
Pozo e	2,271.0	2.1	-	-	-	339	883	10.16	1.406
Pozo f	701.3	1.2	4,162	6	1.1	162	215	2.33	0.359

Tabla 5-9 – Resultados calculados utilizando el modelo dominado por la frontera externa y el pronóstico de las reservas

Pozo	Modelo de flujo dominado por la frontera externa					Pronóstico	
	RV	A	C_A	V_p	G	Gas total producido G_p	Recuperación total
	MMft ³ @c.y.	acres		MMft ³ @c.y.	Bft ³ @c.y.	Bft ³ @c.y.	%
Pozo escuela 1	2,393	93	-	167	39.347	16.400	41.68
Pozo escuela 2	303	76	-	45.5	7.669	2.900	37.81
Pozo escuela 3	2,354	676	1.54	402.5	97.714	59.500	60.89
Pozo a	70	54	0.68	6.3	1.006	0.867	86.18
Pozo b	-	-	-	-	-	2.844	80.34
Pozo c	-	-	-	-	-	0.382	83.96
Pozo d	-	-	-	-	-	1.139	77.06
Pozo e	-	-	-	-	-	1.123	79.87
Pozo f	-	-	-	-	-	0.302	84.12

5.3 Ejemplos de casos de campo con pozos productores reales de gas en yacimientos de gas con baja permeabilidad

En esta sección, se presenta el análisis de la producción de pozos productores reales de gas en yacimientos de gas con baja permeabilidad. Primero, se utiliza la técnica de gráficas de diagnóstico de flujo para identificar específicamente los regímenes de flujo en pozos productores en yacimientos de gas con baja permeabilidad. Regímenes de flujo específicos de datos presión-producción fueron reconocidos mediante las características de las pendientes de las líneas rectas. Esta técnica de gráficas de diagnóstico de flujo proporciona el medio para identificar y separar una parte de los datos de producción de otros datos de producción. El reconocimiento de las geometrías de flujo con el análisis de datos de producción fue definitivamente crítico para la interpretación final del yacimiento.

Después, se utilizan gráficas especializadas para determinar la duración, pendiente y la no intersección en cero de las líneas rectas para cada régimen de flujo detectado en las gráficas de diagnóstico de flujo. En varios pozos productores, se utilizan las técnicas especiales de superposición del tiempo³⁷ para el análisis de cada régimen de flujo debido a la variación de la presión de fondo fluyendo, p_{wf} y del gasto de flujo de gas, q_g , así como los cambios en las condiciones de producción (por ejemplo, cierres del pozo, condiciones de operación en superficie, estimulaciones, etc.). Después, se utilizaron una serie de ecuaciones para estimar algunas propiedades y/o valores del yacimiento.

Finalmente, se evalúa mediante el pronóstico del gasto de flujo de gas y las reservas movibles del gas para todos los pozos productores presentados en esta sección. En algunos pozos productores, estas estimaciones fueron hechas, y en otros pozos se detecta régimen de flujo dominado por la frontera externa. En otros pozos productores, estas estimaciones fueron hechas considerando que el último tiempo de explotación fue el inicio del flujo en la frontera externa. En estos pronósticos se utilizan los métodos de declinación convencional con curvas tipo^{144-147,154} y la solución de la ecuación de balance de materia para yacimientos volumétricos de gas en combinación con la ecuación del índice de productividad (ver el procedimiento descrito en la sección 4.8 del Capítulo IV).

Se presenta la aplicación de las metodologías graduales desarrolladas en el análisis de la producción de los siguientes pozos productores de gas en yacimientos de gas con baja permeabilidad:

La información general, los datos del yacimiento y de los fluidos para todos estos pozos productores son mostrados en las **Tablas 5-1** y **5-3**, respectivamente. Cada ejemplo real es diferente en su historia presión/producción pero todos los casos parecen coincidir con las metodologías presentadas en éste trabajo.

Para validar el análisis desarrollado, se simularon algunos casos utilizando el simulador *Gassim*. Las propiedades del gas necesitan para su cálculo los valores de c_g , μ_g y B_g , c_f y c_w los cuales fueron calculados mediante correlaciones^{6,19,159-161}.

Los resultados estimados para los casos históricos son mostrados en las **Tablas 5-4** a la **5-9**. La **Tabla 5-4** muestra la identificación y los resultados gráficos obtenidos de las gráficas de diagnóstico de flujo y especializadas. Las **Tablas 5-5** a la **5-9** presentan los parámetros del yacimiento, el volumen original de gas, G , y las reservas movibles estimadas mediante el uso de las metodologías desarrolladas. Ahora, en el próximo paso se describe el análisis de la producción para cada caso histórico o de campo.

5.3.1 Pozo escuela 1. En éste caso, se describe paso a paso la metodología de análisis del pozo escuela 1, localizado en México. El pozo ha producido por más de 44 años sin tener fracturamiento hidráulico. Éste es un solo pozo productor ubicado en éste yacimiento. Éste pozo muestra claramente un régimen de flujo lineal seguido de un régimen de flujo lineal después de haber sentido los efectos de la frontera externa. Los gastos de flujo de gas son mensuales, las propiedades del yacimiento y de los fluidos son datos disponibles.

En la **Fig. 5-1** se expone una gráfica de curva de declinación semi-log de q_g vs. t para el pozo escuela 1. No hay registro de presiones en los años al comienzo y en tiempos intermedios, pero se supuso que la presión de fondo fluyendo, p_{wf} fue constante a través del tiempo de explotación. Los cierres del pozo han causado variaciones en los gastos de flujo de gas, q_g ; desafortunadamente, no se tienen muchos datos de estos períodos de cierre.

La **Fig. 5-2** muestra una gráfica de diagnóstico de flujo con ejes log-log de la caída de la pseudo-presión y el gasto de flujo de gas contra el tiempo de producción, $\Delta m(p)/q_g$ y q_g vs. t para el pozo escuela 1. De igual manera, la **Fig. 5-3** muestra una gráfica de diagnóstico de flujo con ejes log-log de la producción de gas acumulada contra el tiempo de producción, G_p vs. t para éste pozo productor. Los datos de producción exhiben en estas figuras un comportamiento de media pendiente para la mayor parte de la vida del pozo. La media pendiente es una confirmación de que un régimen de flujo lineal de largo plazo es evidente. De la **Fig. 5-2** se observa que los datos de la caída de la pseudo-presión, $\Delta m(p)/q_g$ comienzan a doblarse hacia arriba después de 6,630 días (18.2 años). El análisis de flujo muestra que el período transitorio encuentra la frontera externa a la distancia y_e a éste tiempo. Se observa que el pozo escuela 1 no tiene una tendencia hacia el estado pseudo-estacionario (PSS) ya que si ocurriera esto la curva de la caída de la pseudo-presión, $\Delta m(p)/q_g$ doblaría desde la media pendiente hacia abajo, y no hacia arriba. Los patrones que se exhiben en la **Fig. 5-2** son los típicos indicadores de régimen de flujo lineal para la condición de explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} (pendiente con valor de $1/2$) y de flujo dominado por la frontera externa con la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} (pendiente con valor > 1).

En éste caso, la curva de declinación con ejes log-log parece ser una herramienta de análisis de diagnóstico aceptable y fácil para identificar los regímenes de flujo lineal y dominado por la frontera externa para el pozo escuela 1, sin embargo, esto implica un análisis adicional y finalmente, se necesita la utilización de la simulación numérica para confirmar éste análisis. Esto será necesario debido a la variación de los gastos de flujo de producción y a la posible variación de las presiones las cuales deben tener algún efecto sobre la curva de declinación.

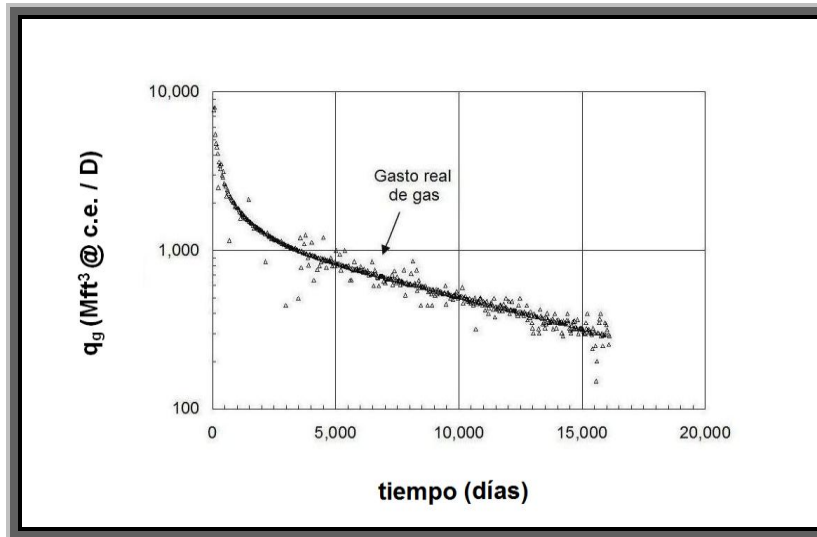


Fig. 5-1 – Gráfica que muestra una curva de declinación semi-log en términos del gasto de flujo de gas contra el tiempo de explotación, q_g vs. t para el pozo escuela 1. El tiempo total de producción es de 44.14 años.

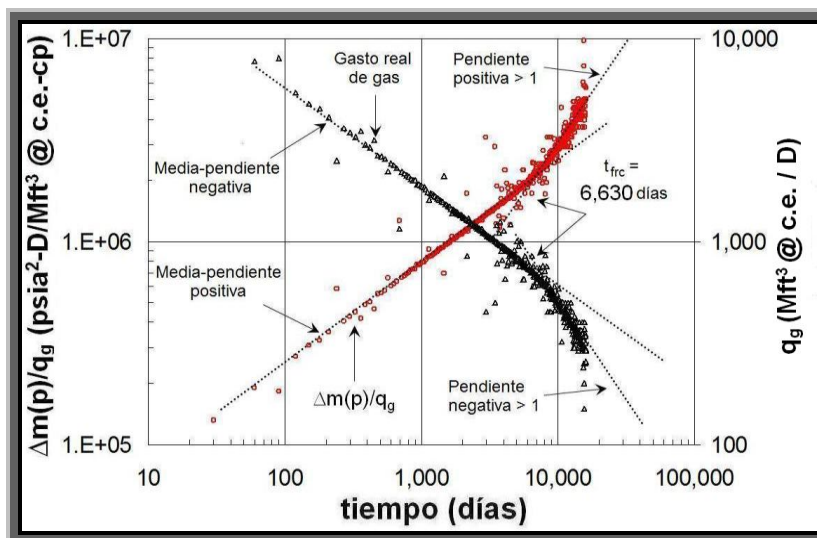


Fig. 5-2 – Gráfica de diagnóstico de flujo con ejes log-log de $\Delta m(p)/q_g$ y q_g vs. t para el pozo escuela 1 la cual muestra medias pendientes y pendientes mayores que uno.

La **Fig. 5-4** muestra una pendiente de $\Delta m(p)/q_g$ y G_p vs. \sqrt{t} para el pozo escuela 1. La caída de la pseudo-presión, $\Delta m(p)/q_g$ y el gasto de flujo acumulado de gas, G_p siguen una línea recta cuando se grafican contra \sqrt{t} . Éste comportamiento es otra confirmación de que el régimen de flujo lineal domina el desarrollo de la producción en éste pozo productor. La pendiente de la curva acumulativa es $2/\bar{m}_{LPC}$ y el efecto de la frontera externa es claramente visto en la gráfica del gas acumulado producido.

En la **Fig. 5-4** se visualiza que los datos de la caída de la pseudo-presión $\Delta m(p)/q_g$ comienzan a doblarse hacia arriba después de $t_{frc} = 6,630$ días de producción. El valor de la pendiente en la línea recta de $\Delta m(p)/q_g$ fue estimado en $25 \times 10^3 \text{ psia}^2 - D^{1/2} / Mft^3 @ c.e. - cp.$ la no intersección en cero de la línea recta fue estimada como cero. Es un caso en que la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} es utilizada a pesar de que la presión ha experimentado cambios al transcurrir los años. Con base al análisis anterior, es evidente que el pozo escuela 1 esta produciendo bajo condiciones de régimen de flujo lineal de largo plazo.

Mediante el uso de las expresiones para régimen de flujo lineal con la condición de explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} mostradas en la **Tabla 4-3** del Capítulo IV, se estima el valor del producto de $\sqrt{k}A_c$ que es de $75,119 \text{ md}^{1/2} \text{ ft}^2$. Ahora, a menos de que se tenga un valor independiente de k , el cálculo de A_c es arbitrario. Sin embargo, se determina el valor mínimo del área de drene, A , que es de $3,978,342 \text{ ft}^2$ que fue establecida a un tiempo de $t_{frc} = 6,630$ días (18.2 años de producción). Esta área de drenado es igual a 91-acres. Según éste procedimiento, significa que transcurrieron 18.2 años de producción para que el área de drenado del yacimiento se definiera. El valor del volumen de poro, V_p es evaluado como $164.31 \times 10^6 \text{ ft}^3 @ c.y.$ y el volumen original de gas, G es estimado en $38.68 \text{ Bft}^3 @ c.e.$ con el uso de la compresibilidad total c_t y un valor de $40.20 \text{ Bft}^3 @ c.e.$ con la utilización de la compresibilidad del gas c_g en lugar de c_t .

Todos estos valores son mostrados en la **Tabla 5-8**. El valor del volumen original de gas, G es evaluado directamente sin conocimiento de ϕ , k , h , y A . Esto ya es un beneficio real, desde que estas propiedades son a menudo inciertas para pozos productores de gas en yacimientos de gas con baja permeabilidad.

La **Fig. 5-5** muestra una gráfica especializada de $\Delta m(p)/q_g$ vs. t para el pozo escuela 1. La caída de la pseudo-presión, $\Delta m(p)/q_g$ continua siendo una línea recta para el flujo dominado por la frontera externa cuando es graficada contra t . El valor de la pendiente en la línea recta de $\Delta m(p)/q_g$ se estimó en $76.15 \text{ psia} / \text{Mft}^3 @ \text{c.e.} - \text{cp}$. La no intersección en cero de la línea recta fue estimada en $7 \times 10^5 \text{ psia}^2 - D^{1/2} / \text{Mft}^3 @ \text{c.e.} - \text{cp}$.

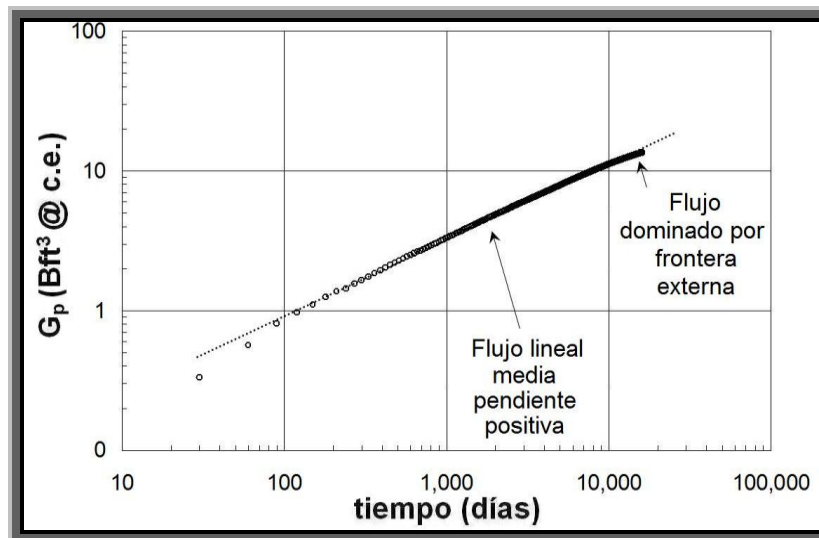


Fig. 5-3 – Gráfica de diagnóstico de flujo con ejes log-log de G_p vs. t para el pozo escuela 1, presentando régimen de flujo lineal y régimen de flujo dominado por la frontera externa.

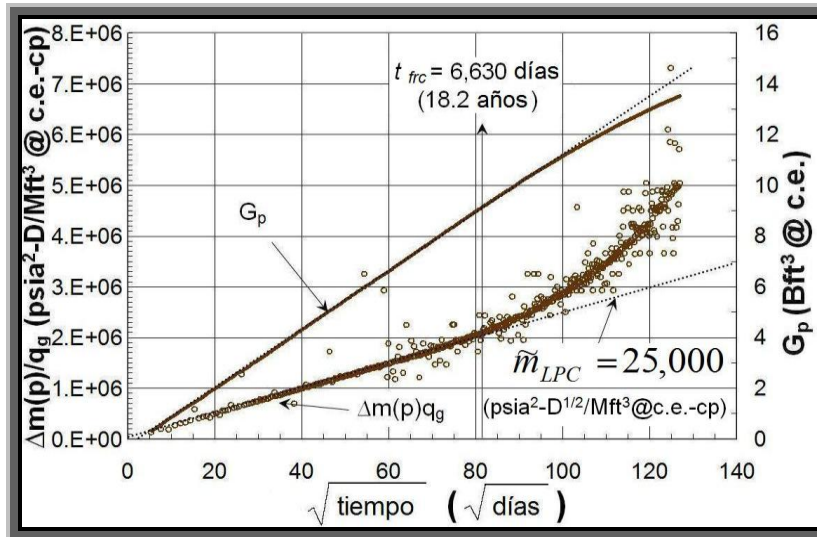


Fig. 5-4 – Gráfica especializada que muestra $\Delta m(p)/q_g$ y G_p vs. \sqrt{t} para el pozo escuela 1.

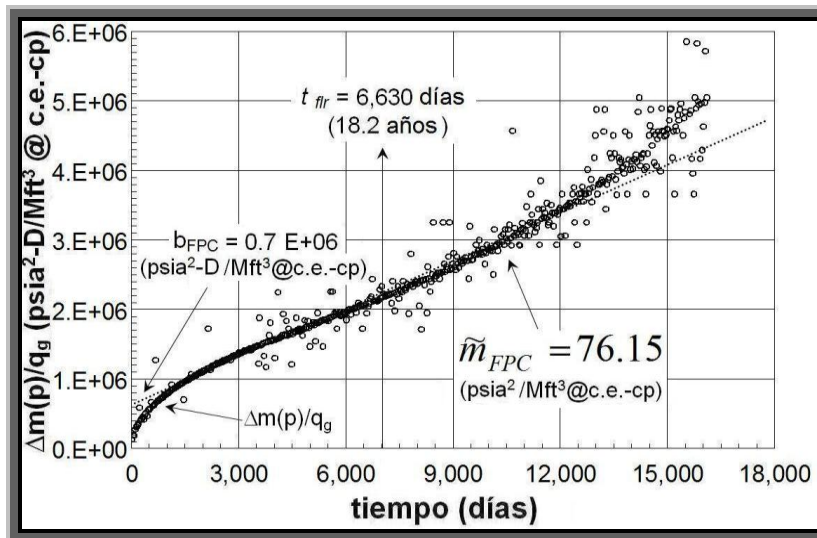


Fig. 5-5 – Gráfica especializada de $\Delta m(p)/q_g$ vs. t para el pozo escuela 1 en la que se muestra la pendiente y la no intersección en cero de la línea recta para la frontera externa.

Mediante el uso de las ecuaciones de interpretación de la **Tabla 4-10** del Capítulo IV para flujo dominado por la frontera externa bajo la condición de explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} , se estima el volumen del yacimiento, el área de drene, el volumen de poro, VY , A , V_p , respectivamente y el volumen original de gas, G , es decir,

2.393MMft³ @ c.y., 93 – acres, 167MMft³ @ c.y. y 39.347 Bft³ @ c.e., respectivamente, como es mostrado en la **Tabla 5-9**. Ahora, a menos que se tenga un valor de forma independiente de la permeabilidad, k , el cálculo del factor de forma de Dietz's, C_A , es arbitrario.

5.3.1.1 Confirmación de los resultados al realizar el ajuste de la historia de datos de presión-producción mediante el empleo de la simulación de yacimientos. El pozo escuela 1 parece ir directamente de flujo transitorio lineal a flujo dominado por la frontera externa. Esto significa que el régimen de flujo radial no fue detectado.

Debido a las variaciones en el gasto de flujo de gas, q_g en el pozo escuela 1, es necesario confirmar el análisis lineal ajustando la historia de datos por medio de la simulación de yacimientos. Un promedio del gasto de flujo de gas diario se utiliza como dato de entrada en el simulador *Gassim*, junto con otros datos del yacimiento y del fluido. La presión de fondo fluyendo se estima para cada paso del tiempo y los datos del yacimiento se han cambiado para adaptarse a la historia de producción. Por ejemplo, la **Fig. 5-6** muestra un excelente ajuste de la historia de $\Delta m(p)/q_g$ vs. \sqrt{t} mediante el uso del simulador numérico 1-D para éste pozo productor. Para el ajuste de la historia de datos los datos del yacimiento tuvieron que ser modificados. Los resultados aquí son $k = 0.001138 \text{ md}$ teniendo $x_e = 944 \text{ ft}$ y $A_c = 2,227,840 \text{ ft}^2$. Los valores de k y A_c son algo arbitrarios, pero el valor ajustado de $\sqrt{k}A_c$ fue de $75,155 \text{ md}^{1/2} \text{ ft}^2$. El volumen de poro, V_p y del volumen original de gas, G se estimaron en $161.83 \times 10^6 \text{ ft}^3 @ \text{ c.y.}$ y $39.22 \text{ Bft}^3 @ \text{ c.e.}$, respectivamente. Estos valores son cercanos a los calculados con el análisis de régimen de flujo lineal y dominado por la frontera externa, y requieren de filtrado.

Después, para el pozo escuela 1, se utilizó un procedimiento de optimización no-lineal con base en una solución analítica lineal para yacimientos cerrados con el objeto de estimar totalmente los mejores valores de $\sqrt{k}A_c$ y del volumen original de gas, G . Los datos modificados fueron: k de 0.0014 md , y_e de $1,053 \text{ ft}$ y A_c de $2,035,268 \text{ ft}^2$. Los mejores valores calculados de $\sqrt{k}A_c$ y del volumen original de gas, G son $76,153 \text{ md}^{1/2} \text{ ft}^2$ y $35.68 \text{ Bft}^3 @ \text{ c.e.}$, respectivamente.

La **Fig. 5-7** muestra una gráfica comparativa entre los datos reales y la solución analítica lineal para el caso en que la presión de fondo fluyendo es constante, p_{wf} .

Finalmente, en la **Tabla 5-7** bajo la columna de *Modelo radial* se muestran los resultados de un análisis estándar con el uso de la gráfica de $[m(p_i) - m(p_{wf})]/q_g$ vs. $\log t$. Una “recta semi-logarítmica” fue localizada en esta gráfica y los valores de k y de s se calcularon, utilizando h como el intervalo perforado. El cálculo de la permeabilidad y del factor de daño fue de 0.00959 md y -6.34 . Estos valores son razonables y están basados en cálculos familiares y la línea recta semi-logarítmica parece ser bastante buena para éste pozo productor. Sin embargo, dar otro tipo de información acerca de éste pozo productor, no es lo correcto ya que al parecer el análisis para régimen de flujo radial no se aplica.

5.3.2 Pozo escuela 2. Éste pozo productor ha dado gas seco por 22.7 años sin tener fracturamiento hidráulico. Éste pozo está localizado en Texas, U.S.A. Los gastos de flujo de gas diarios son graficados en la **Fig. 5-8**, en la cual se muestra una curva de declinación semi-logarítmica. No hubo registro de presiones en los primeros años de producción, pero se considera que la presión de fondo fluyendo, p_{wf} fue constante a través del tiempo de explotación. Además de algunas propiedades del yacimiento y de los fluidos, gastos de flujo de gas mensuales son los únicos datos disponibles. La **Fig. 5-9** es una gráfica de diagnóstico de flujo con ejes log-log la cual muestra un período con valor de media-pendiente para régimen de flujo lineal y una pendiente con valor mayor a uno para flujo dominado por la frontera externa.

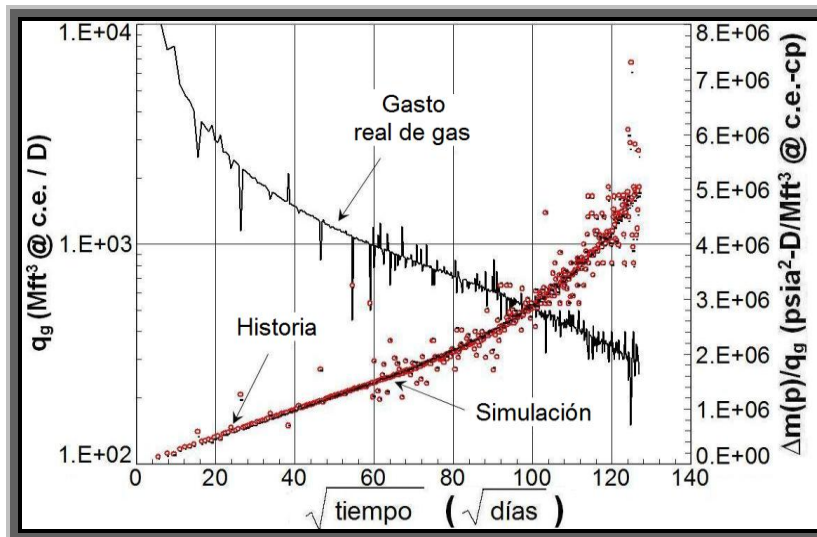


Fig. 5-6 – Gráfica que muestra el ajuste de los datos históricos de $\Delta m(p)/q_g$ vs. \sqrt{t} para el pozo escuela 1. El ajuste de la permeabilidad, k y el área transversal al flujo, A_c son de 0.001138 md y $2,227,840\text{ ft}^2$, respectivamente.

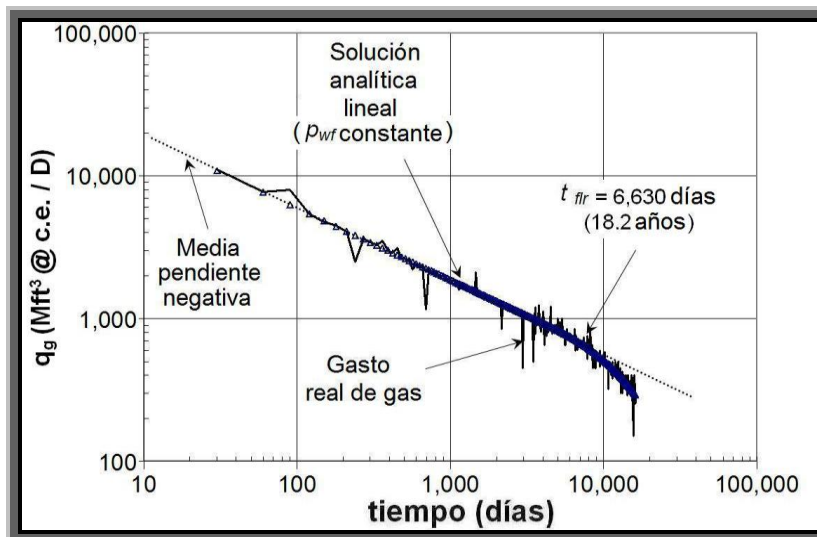


Fig. 5-7 – Curva de declinación con ejes log-log para el pozo escuela 1, esta gráfica muestra una excelente comparación entre los datos reales y la solución analítica lineal, para un yacimiento cerrado y bajo la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} .

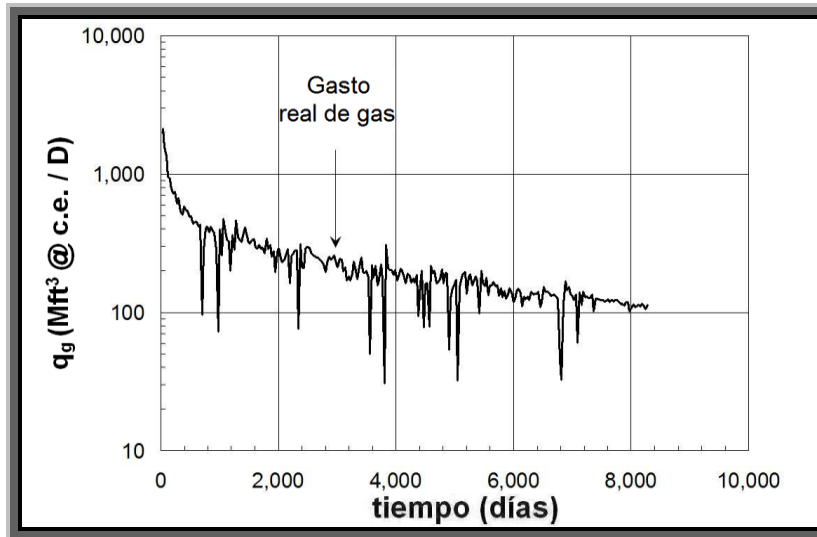


Fig. 5-8 – Gráfica que muestra una curva de declinación semi-logarítmica en términos de q_g vs. t para el pozo escuela 2. Su tiempo total de producción es de 22.68 años.

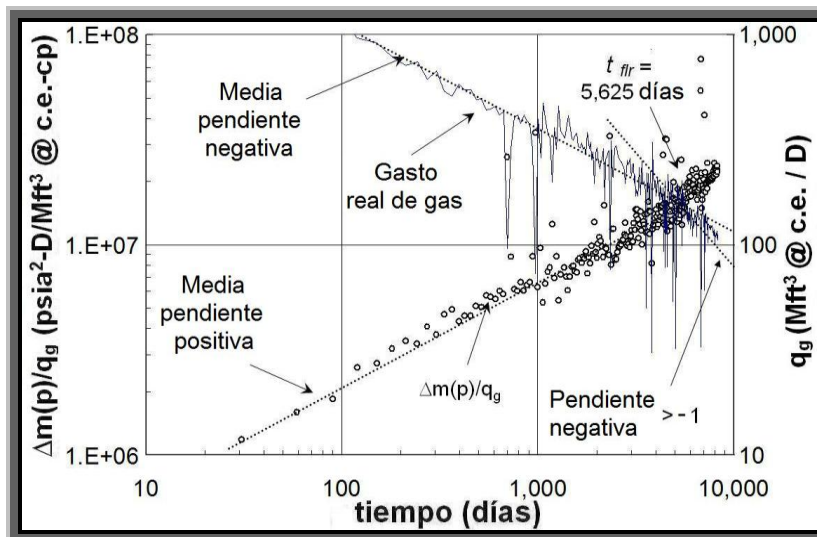


Fig. 5-9 – Curva de declinación diagnóstico con ejes log-log de $\Delta m(p)/q_g$ y q_g vs. t para el pozo escuela 2, el cual presenta regímenes de flujo lineal y dominado por la frontera externa.

La **Fig. 5-10** muestra una gráfica especializada de $\Delta m(p)/q_g$ y G_p vs. \sqrt{t} para el pozo escuela 2. La caída de la pseudo-presión, $\Delta m(p)/q_g$ tiende a una línea recta cuando se grafica contra \sqrt{t} . Éste comportamiento es otra forma de confirmar que el régimen de flujo lineal domina el comportamiento del desarrollo de la producción proveniente de éste pozo productor. La pendiente de G_p es $2/\bar{m}_{LPC}$. Esto tiende a producir datos suavizados, pero los efectos ocasionados por el flujo dominado por la frontera externa no son percibidos de forma clara en esta gráfica del gasto de flujo acumulado de gas, G_p .

En las **Figs. 5-9 y 5-10**, se observa que los datos de $\Delta m(p)/q_g$ comienzan a doblarse hacia arriba después de unos $t_{flr} = 5,625$ días de producción. El valor de la pendiente en la línea recta de la caída de la pseudo-presión, $\Delta m(p)/q_g$ fue estimada de la **Fig. 5-10** en $22 \times 10^4 \text{ psia}^2 - D^{1/2} / Mft^3 @ c.e. - cp$. La no intersección en cero de la línea recta no existe. En el caso con la condición de explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} es utilizada a pesar de los cambios de la presión a través de los años. Mediante la aplicación de las ecuaciones de interpretación de la **Tabla 4-3** del Capítulo IV para la presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} , se estima que el valor del producto $\sqrt{k} A_c$ es de $9,869 \text{ md}^{1/2} \text{ ft}^3$.

Ahora, a menos de que se conozca de forma independiente el valor de k , el cálculo de A_c es arbitrario. Sin embargo, se determina el valor mínimo de A de 75-acres el cual es establecido en un tiempo de 5,625 días de explotación. El volumen de poro del yacimiento, V_p es calculado en $45.32 \times 10^6 \text{ ft}^3 @ c.y.$ y el valor del volumen original de gas, G es estimado en $7.647 \text{ Bft}^3 @ c.e.$, estos resultados son mostrados en la **Tabla 5-8**. Éste valor de G es evaluado directamente sin el conocimiento de la porosidad, ϕ , la permeabilidad, k , el espesor neto del yacimiento, h , y del área de drene del pozo, A .

La **Fig. 5-11** expone una gráfica especializada de $\Delta m(p)/q_g$ vs. t para éste pozo escuela 2. La caída de la pseudo-presión, $\Delta m(p)/q_g$ sigue una línea recta para flujo dominado por la frontera externa cuando es graficado contra t . El valor de la pendiente en la línea recta generada por la caída de la pseudo-presión, $\Delta m(p)/q_g$ es de

$738 \text{ psia}/\text{Mft}^3 @ \text{c.e.} - \text{cp}$. La no intersección en cero de la línea recta se estima en $6.5 \times 10^6 \text{ psia}^2 - D^{1/2}/\text{Mft}^3 @ \text{c.e.} - \text{cp}$. Mediante el uso de las ecuaciones de interpretación de la **Tabla 4-10** del Capítulo IV para flujo dominado por la frontera externa bajo la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} se estimaron los siguientes valores: volumen del yacimiento, $VY = 303 \text{ MMft}^3 @ \text{c.y.}$, el área de drene del pozo, $A = 76 \text{ acres}$, el volumen poro del yacimiento, $V_p = 45.45 \text{ MMft}^3 @ \text{c.y.}$, el volumen original de gas, $G = 7.669 \text{ Bft}^3 @ \text{c.e.}$. Valores que se muestran en la **Tabla 5-9**. Ahora, a menos de que se tenga un valor de forma independiente de k , el cálculo del factor de forma de Dietz's, C_A , es arbitrario.

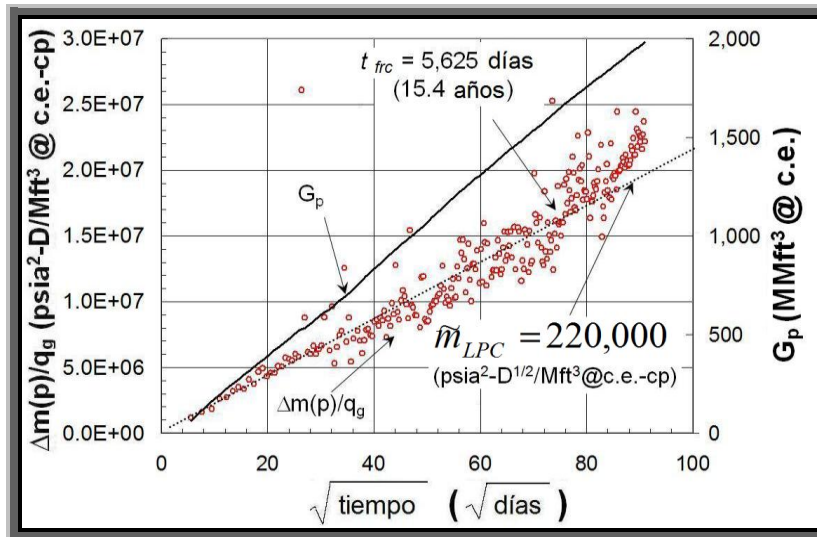


Fig. 5-10 – Gráfica especializada que muestra $\Delta m(p)/q_g$ y G_p vs. \sqrt{t} para el pozo escuela 2.

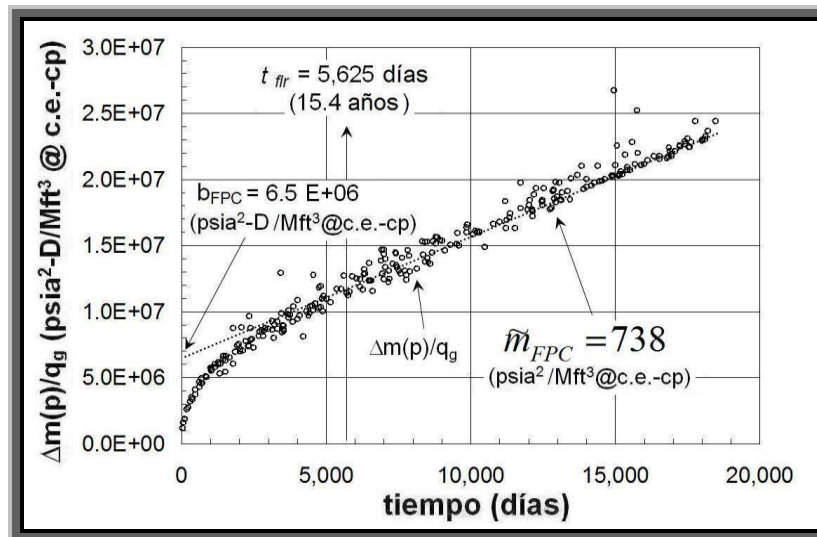


Fig. 5-11 – Gráfica especializada de $\Delta m(p)/q_g$ vs. t para el pozo escuela 2, la cual muestra la pendiente y la no intersección en cero de la línea recta para el régimen de flujo dominado por la frontera externa.

Debido a que existen variaciones en cuanto al gasto de flujo de gas, q_g , es necesario confirmar el análisis a través de la simulación de yacimientos. La **Fig. 5-12** exhibe un buen ajuste de la historia de datos de $\Delta m(p)/q_g$ vs. \sqrt{t} mediante el uso del simulador numérico 1-D para el pozo escuela 2. Se utilizaron datos de entrada en el simulador *Gassim*, en cuanto a promedios diarios de gasto de flujo de gas, q_g junto con otros datos de los fluidos y del yacimiento. La presión de fondo fluyendo, p_{wf} fue entonces estimada para cada paso del tiempo. Para ajustar los datos históricos, los datos del yacimiento fueron modificados. Los resultados fueron de $k = 0.00075 md$ teniendo $x_e = 933.38 ft$, $y_e = 933.38 ft$, dando un área de drene, A , de 80-acres y $A_c = 343,484 ft^2$. El volumen original de gas, G fue evaluado en $7.41 Bft^3 @ c.e.$. Los valores ajustados de la permeabilidad, k y de A_c dieron un valor de $9,407 md^{1/2} ft^2$ para el producto $\sqrt{k} A_c$. Estos valores son cercanos a los cálculos realizados con el análisis lineal.

Por último, en la **Tabla 5-7** se muestran los resultados del análisis estándar basado sobre el régimen de flujo radial utilizando una gráfica de $[m(p_i) - m(p_{wf})]/q_g$ vs. $\log(t)$. Una recta semi-logarítmica fue localizada en esta gráfica, la permeabilidad, k y el factor de daño, s , se calcularon, utilizando h como el intervalo perforado. Los cálculos de la permeabilidad y del factor de daño fueron de $0.00686md$ y -4.52 , respectivamente.

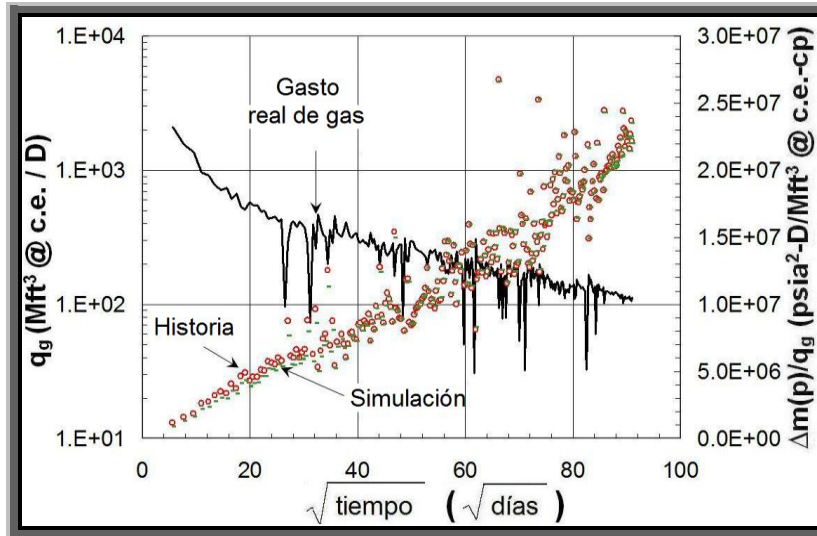


Fig. 5-12 – Gráfica que muestra el ajuste de la historia de datos de $\Delta m(p)/q_g$ vs. \sqrt{t} para el pozo escuela 2. El ajuste de la permeabilidad, k y de A_c fueron de $0.00075md$ y $343,484 ft^2$, respectivamente.

5.3.3 Pozo escuela 3. Después de un masivo fracturamiento hidráulico, éste pozo ha tenido una alta productividad por 4.25 años ($1,552$ días). El pozo productor está localizado en la cuenca de Burgos en Tamaulipas, México. Se tienen registros de gastos de flujo mensuales de gas y presiones. La **Fig. 5-13** muestra los datos de producción para éste pozo. La técnica de superposición del tiempo fue utilizada en el análisis de éste pozo productor desde que se cuenta con variaciones en cuanto al gasto de flujo de producción.

La **Tabla 5-7** presenta los resultados de un análisis transitorio estándar utilizando una gráfica semi-logarítmica. Una línea recta fue detectada desde 122 a 548 días sobre esta semi-logarítmica, y la permeabilidad, k , y el factor de daño, s fueron estimados utilizando

$h = 80 \text{ ft}$ como el intervalo perforado. La **Fig. 5-14** presenta una gráfica semi-logarítmica para el pozo escuela 3.

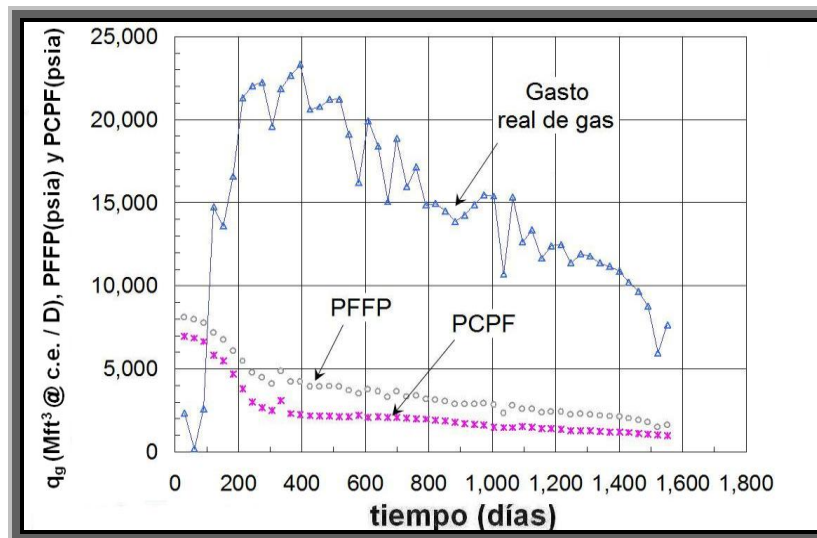


Fig. 5-13 – Gráfica que muestra datos de producción y de presión para el pozo escuela 3. El tiempo total de producción de éste pozo es de 1,552 días.

Desde que éste pozo productor exhibe un flujo transitorio de largo plazo seguido por flujo dominado por la frontera externa, el estudio fue hecho basado sobre la detección y análisis de estos regímenes de flujo. La gráfica de diagnóstico de flujo para el pozo escuela 3 se muestra en la **Fig. 5-15**. En esta gráfica se observa que un régimen de flujo lineal transitorio es indicado por los períodos de pendientes medias positivas y negativas que se han establecido para el pozo desde 394 a 1,064 días de producción. Un régimen de flujo dominado por la frontera externa es detectado después de 1,125 días de producción debido a que se observa una pendiente con valor mayor a uno.

La **Fig. 5-16** muestra una gráfica especializada de $\Delta m(p)/q_g$ vs. *superposición del tiempo* de \sqrt{t} para el pozo escuela 3. Los datos de la caída de la pseudo-presión, $\Delta m(p)/q_g$ siguen una línea recta cuando son graficados contra \sqrt{t} . Éste comportamiento es otra confirmación que un régimen de flujo lineal domina el desarrollo de la producción del pozo después de 394 días desde que el pozo ha comenzado a producir.

La **Tabla 5-8** presenta los resultados estimados para éste régimen de flujo lineal tardío. No es posible separar los valores de \sqrt{k} y de A_c desde que no se tiene conocimiento de la permeabilidad de la formación. Sin embargo, se estima un valor de $97.396 \text{ Bft}^3 @ \text{c.e.}$ como mínimo valor del volumen original de gas, G para éste pozo productor con el análisis transitorio lineal.

La **Fig. 5-17** muestra una gráfica de superposición del tiempo que fue utilizada para analizar flujo dominado por la frontera externa para el pozo escuela 3. El volumen original de gas estimado es $97.714 \text{ Bft}^3 @ \text{c.e.}$ para éste pozo productor con régimen de flujo dominado por la frontera externa; éste valor fue calculado utilizando la metodología presentada en la **Tabla 4-9** del Capítulo IV. La **Tabla 5-9** muestra los resultados calculados para el período de flujo dominado por la frontera externa como también el calculo del factor de recuperación total.

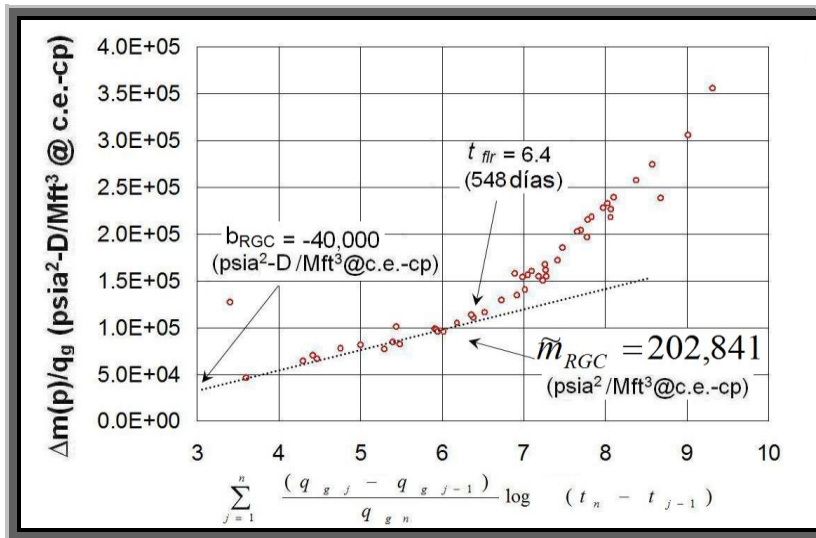


Fig. 5-14 – Gráfica semi-logarítmica de superposición del tiempo para régimen de flujo radial para el pozo escuela 2.

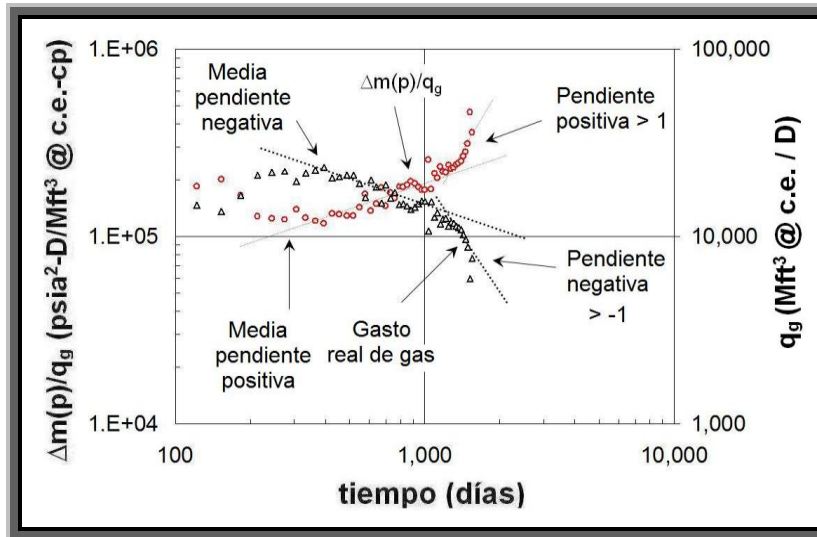


Fig. 5-15 – Gráfica de diagnóstico de flujo con ejes log-log de $\Delta m(p)/q_g$ y q_g vs. t para el pozo escuela 3.

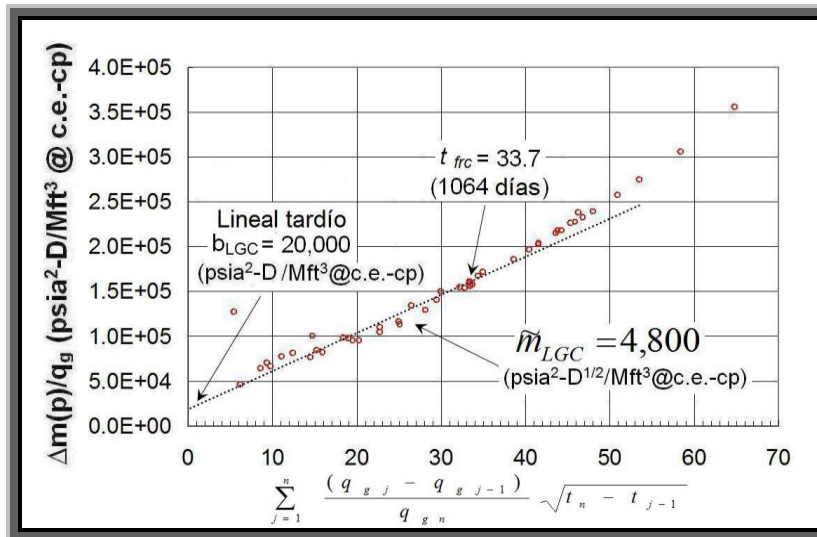


Fig. 5-16 – Gráfica especializada que muestra $\Delta m(p)/q_g$ vs. *superposición* \sqrt{t} para el pozo escuela 3.

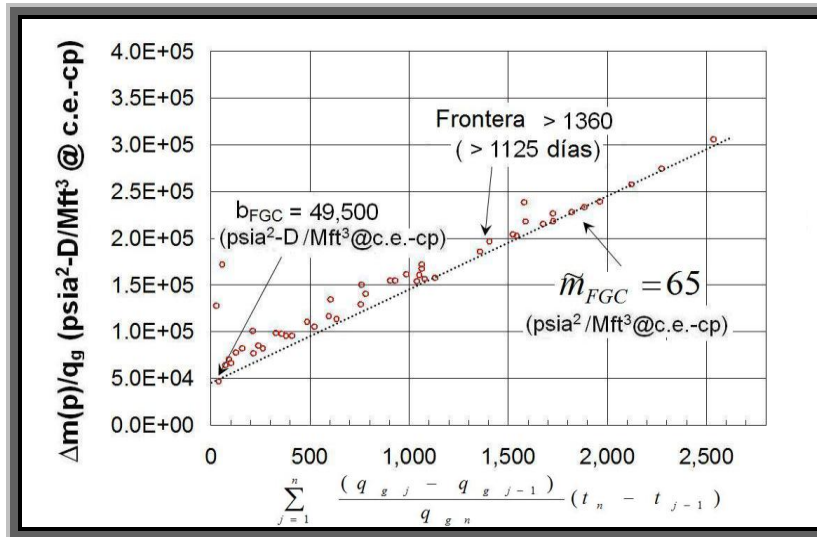


Fig. 5-17 – Gráfica especializada que muestra $\Delta m(p)/q_g$ vs. *superposición del tiempo* para el pozo escuela 3.

5.3.4 Campo escuela 1. Ahora en éste punto de la presente sección se presenta el análisis de la producción de seis pozos productores (*a, b, c, d, e, f*) localizados en el llamado campo escuela 1. El propósito en éste punto de la sección es hacer un análisis de las tendencias o tiempos de flujo transitorio, en su caso, se determinan los mecanismos de la producción y se evalúan algunos valores y/o propiedades del yacimiento, un valor mínimo del volumen original de gas, G y un valor mínimo de reservas recuperables.

Cada uno de estos pozos productores tiene alrededor de un año en cuanto a datos de presión-producción. Se reporto la producción diaria referente a gastos de flujo de gas y de presiones en la cabeza del pozo productor, y las presiones de fondo fluyendo fueron calculadas. También fueron proporcionados otros datos de análisis previos de los pozos productores, tales como registros de pozos, etc. Las **Tablas 5-1, 5-2, y 5-3** muestran las tabulaciones de los datos generales disponibles de los seis pozos productores en éste campo escuela 1. En éste capítulo, en forma de ejemplos, se presentaran las gráficas de diagnóstico de flujo y especializadas para estos pozos productores.

Las **Figs. 5-18** a la **5-23** muestran los datos de producción para los pozos *a*, *b*, *c*, *d*, *e*, *f*, respectivamente. Todas estas gráficas muestran gastos de flujo de producción y presiones en la cabeza del pozo contra tiempo. Las presiones de fondo fluyendo del pozo (*PFFP*) correspondientes a las presiones en la cabeza del pozo fluyendo (*PCPF*) fueron calculadas con el método Cullender y Smith¹⁹ y son graficadas en estas figuras. Se observa que los pozos productores *c* y *f* tienen muchos períodos de cierre, los cuales tienden a dificultar el análisis. Algunos de los otros pozos productores tienen períodos con cambios operacionales y cierres que también interfieren con el análisis. La técnica de superposición del tiempo³⁷ fue utilizada y fue muy útil en el análisis de estos pozos productores desde que existe variación en cuanto a los gastos de flujo de producción. Primero, se describen los resultados de un análisis estándar con base a la geometría, régimen o período de flujo radial.

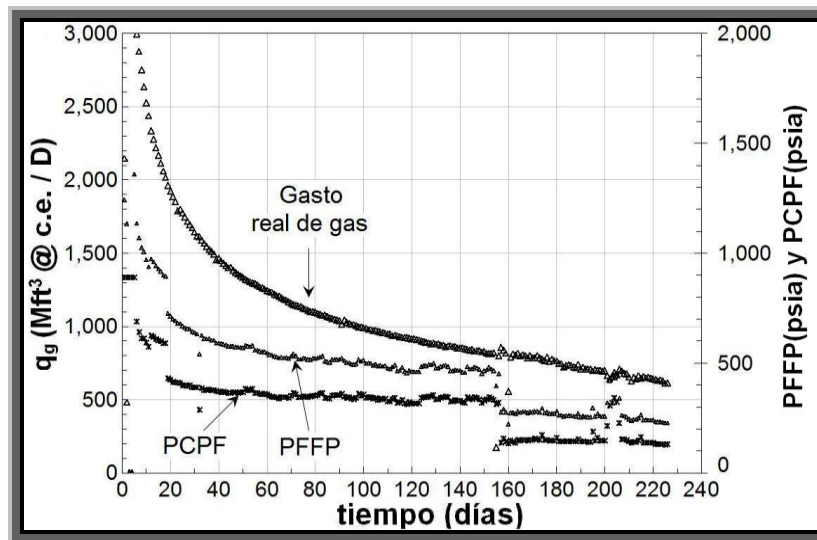


Fig. 5-18 – Gráfica que muestra datos de presión y de producción para el pozo *a*. Tiempo total de producción 226 días.

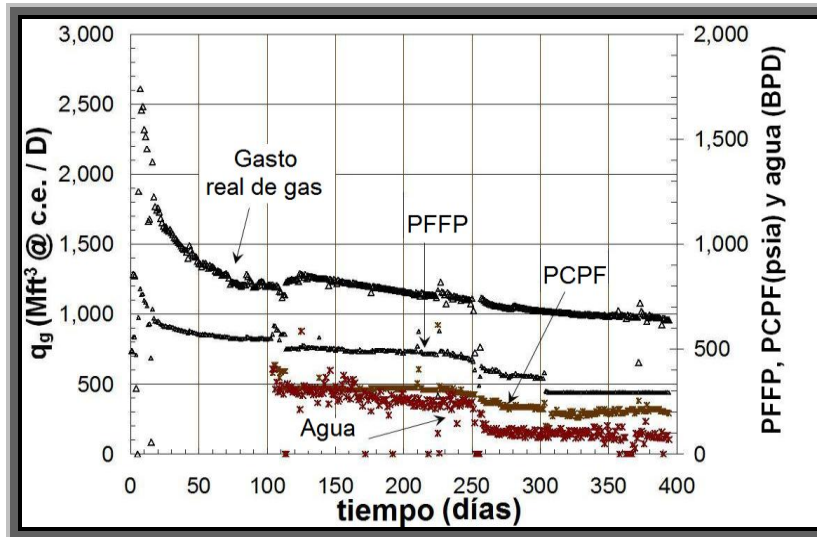


Fig. 5-19 – Gráfica que muestra datos de presión y de producción para el pozo b. Tiempo total de producción 394 días.

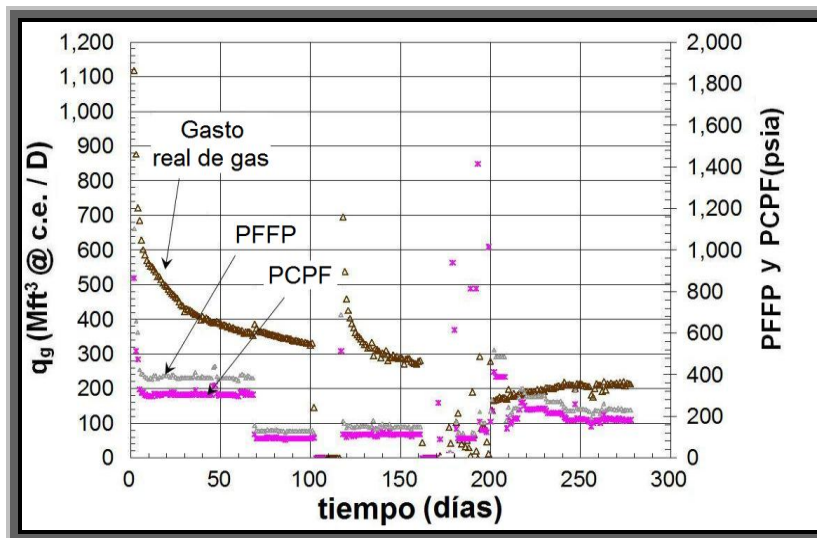


Fig. 5-20 – Gráfica que muestra datos de presión y producción para el pozo c. Tiempo total de producción 278 días.

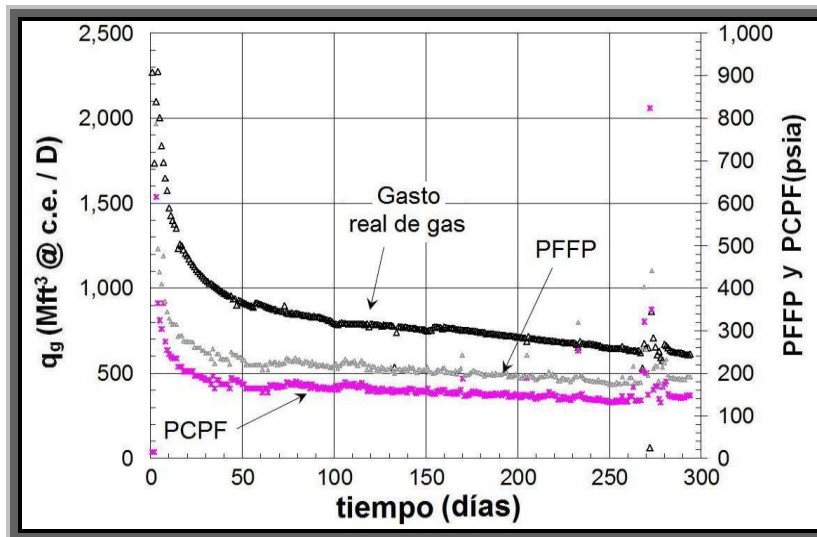


Fig. 5-21 – Gráfica que muestra datos de presión y producción para el pozo d. Tiempo total de producción 294 días.

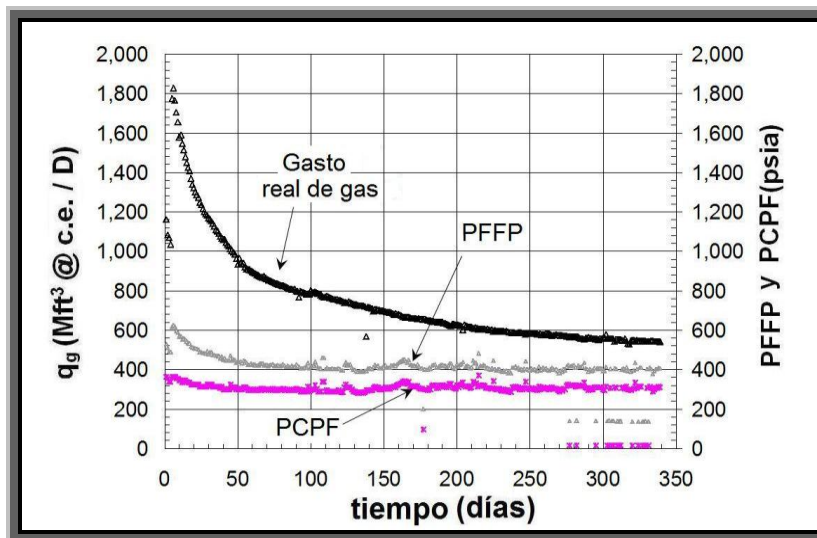


Fig. 5-22 – Gráfica que muestra datos de presión y producción para el pozo e. Tiempo total de producción 339 días.

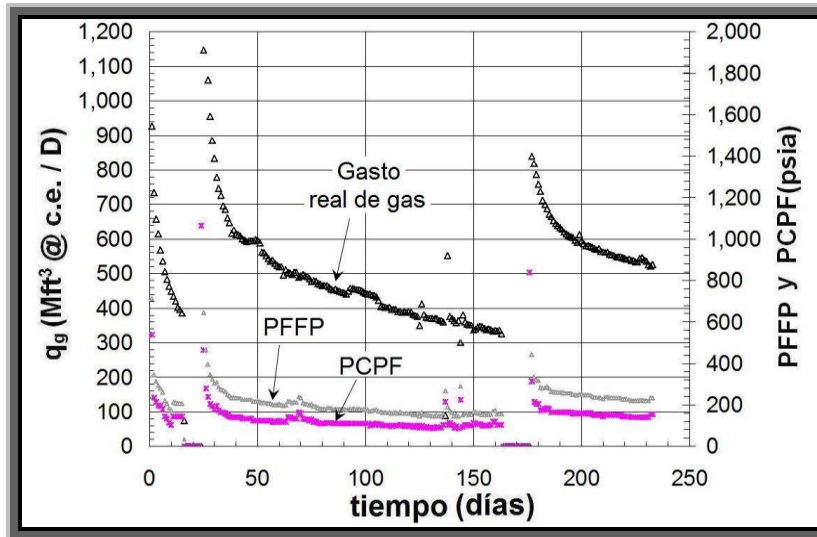


Fig. 5-23 – Gráfica que muestra datos de presión y producción para el pozo *f*. Tiempo total de producción 233 días.

5.3.4.1 Análisis para régimen de flujo radial. La **Tabla 5-5** exhibe los resultados del análisis estándar al utilizar las gráficas de $[m(p_i) - m(p_{wf})] / q_g$ vs. $\log t$. Una “línea recta semi-logarítmica” se encuentra sobre cada gráfica, los valores de la permeabilidad, k y el factor de daño, s fueron calculados utilizando h como el intervalo perforado.

Las **Figs. 5-24** a la **5-29** muestran gráficas semi-logarítmicas para los pozos productores *a*, *b*, *c*, *d*, *e*, *f*, respectivamente.

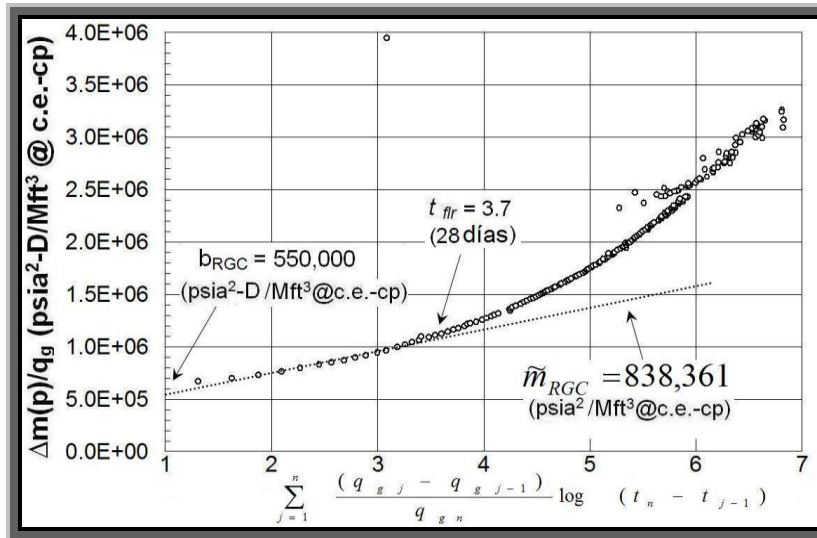


Fig. 5-24 – Gráfica semi-logarítmica de superposición del tiempo para el régimen de flujo radial para el pozo a.

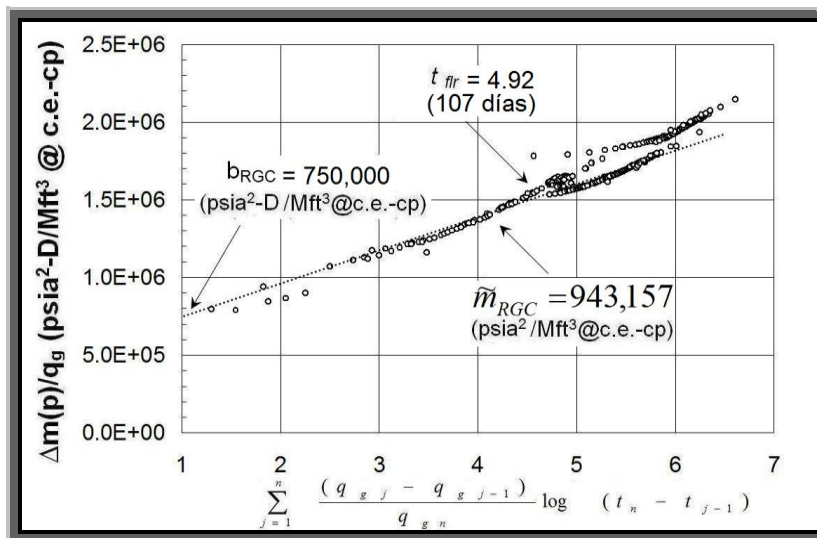


Fig. 5-25 – Gráfica semi-logarítmica de superposición del tiempo para régimen de flujo radial para el pozo b.

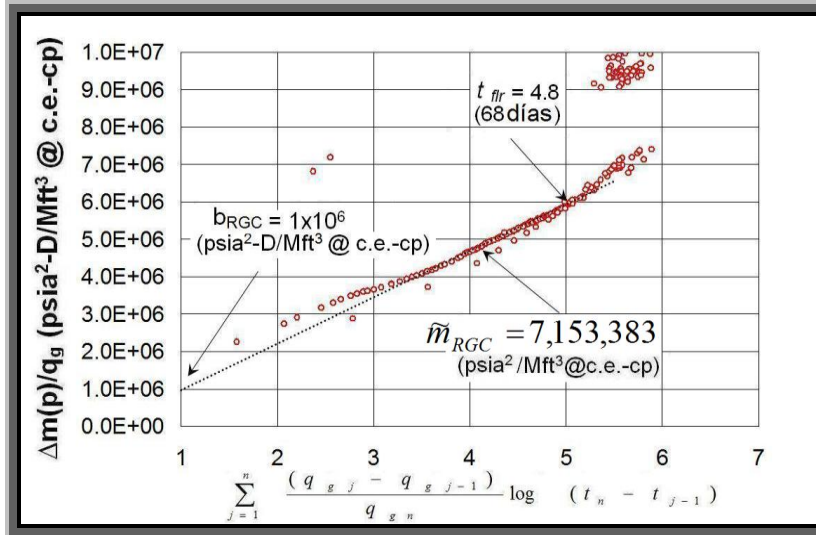


Fig. 5-26 – Gráfica semi-logarítmica de superposición del tiempo para régimen de flujo radial para el pozo c.

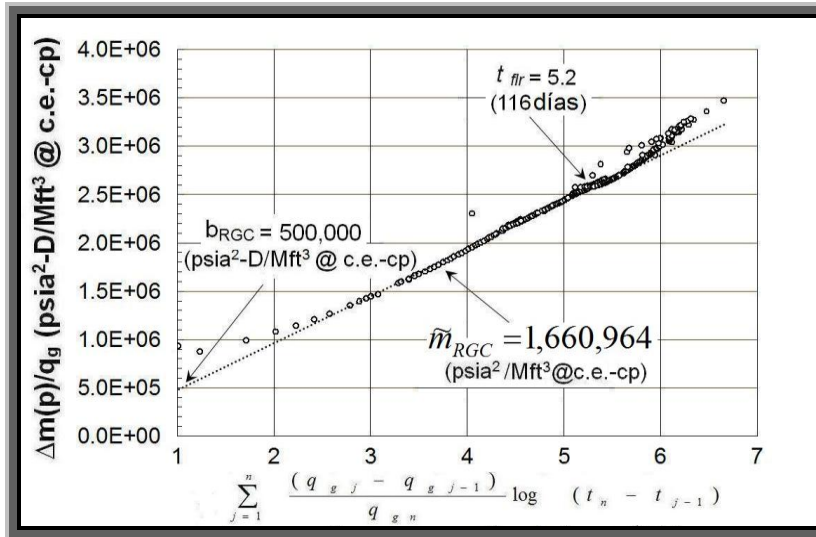


Fig. 5-27 – Gráfica semi-logarítmica de superposición del tiempo para régimen de flujo radial para el pozo d.

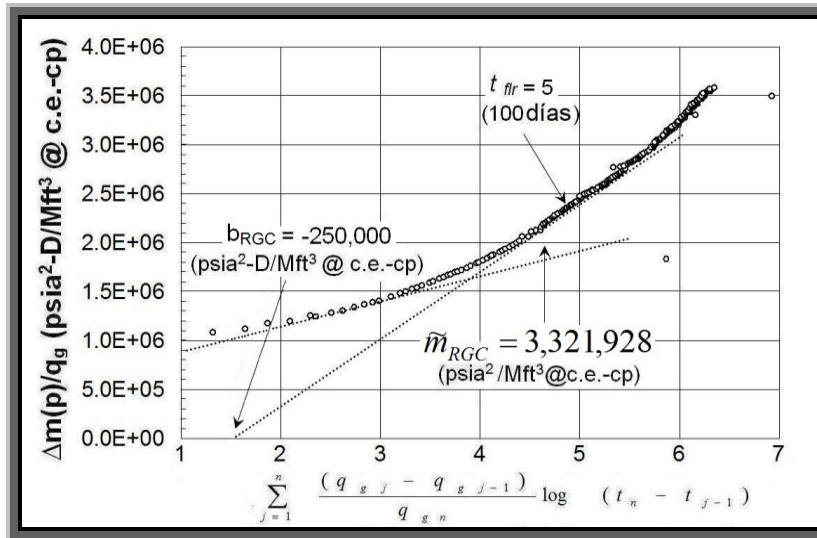


Fig. 5-28 – Gráfica semi-logarítmica de superposición del tiempo para régimen de flujo radial para el pozo e.

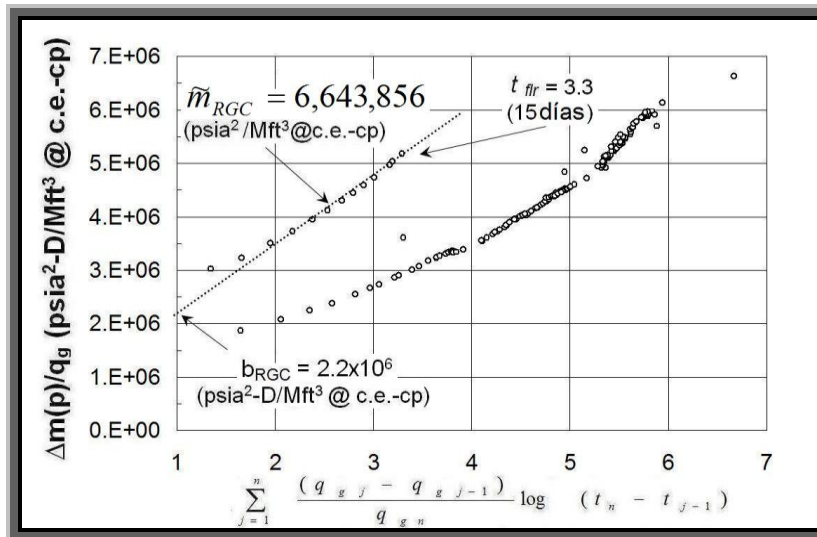


Fig. 5-29 – Gráfica semi-logarítmica de superposición del tiempo para régimen de flujo radial para el pozo f.

El rango calculado de las permeabilidades es de 0.00211 a 0.04323 *md* y el rango correspondiente a los factores de daño es de -4.98 a -3.46. Esto dio lugar a calcular longitudes de fractura, x_f con rangos desde 16 a 79 *ft*, se considera conductividad infinita de la fractura. Estos valores se localizan en la **Tabla 5-7** bajo la columna llamada *Modelo radial*.

Estos valores parecen ser razonables y están basados en cálculos familiares, las líneas rectas semi-logarítmicas son bastante buenas en algunos de los pozos productores. Sin embargo, dado otro tipo de información acerca de estos pozos, no parece ser aplicable el análisis para régimen de flujo radial. Los principales indicadores de los regímenes de flujo para estos pozos productores fueron las *gráficas de diagnóstico de flujo*: gráficas de $\log [m(p_i) - m(p_{wf})] / q_g$ y $\log G_p$ vs. $\log t$.

5.3.4.2 Gráficas de diagnóstico de flujo para el campo escuela 1. Hay una serie de formas para graficar los datos de presión-producción para estos pozos. Desde que estos pozos productores se encuentran en el período de flujo transitorio, el análisis se hizo con el objeto de identificar y evaluar los regímenes de flujo transitorio.

En particular, se examinaron las tendencias o tiempos indicativos de regímenes de flujo lineal y/o flujo bilineal. Esto significa que se detectaron en las gráficas de diagnóstico de flujo períodos de “medias pendientes”, indicativo de un régimen de flujo lineal o períodos de “un cuarto de pendiente” lo que muestra la existencia de un régimen de flujo bilineal.

Las gráficas de diagnóstico de flujo para los pozos productores *a, b, c, d, e, f*, son mostradas en las **Figs. 5-30** a la **5-41**, respectivamente.

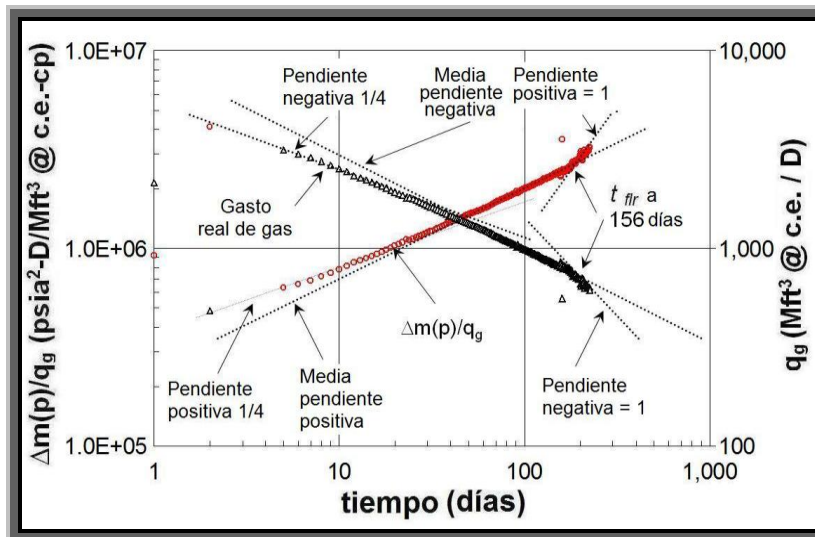


Fig. 5-30 – Gráfica de diagnóstico de flujo con ejes log-log de $\Delta m(p)/q_g$ y q_g vs. *tiempo* para el pozo a.

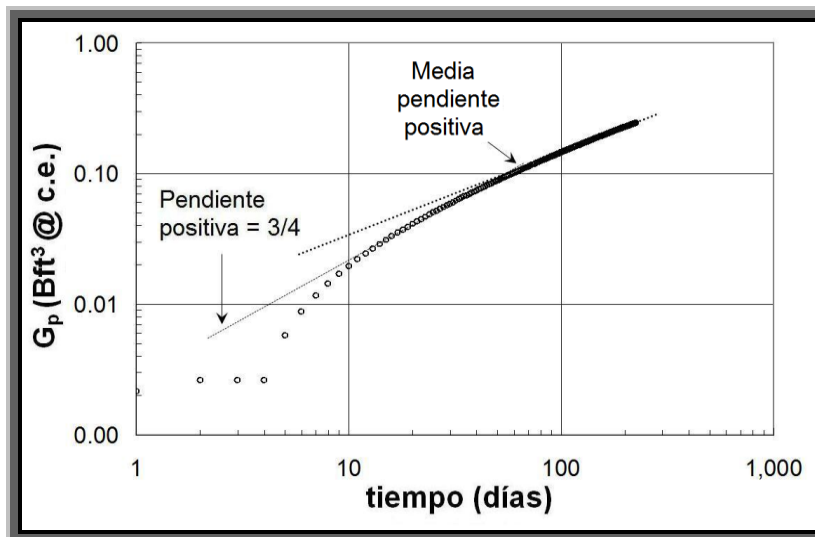


Fig. 5-31 – Gráfica de diagnóstico de flujo con ejes log-log de G_p vs. *tiempo* para el pozo a.

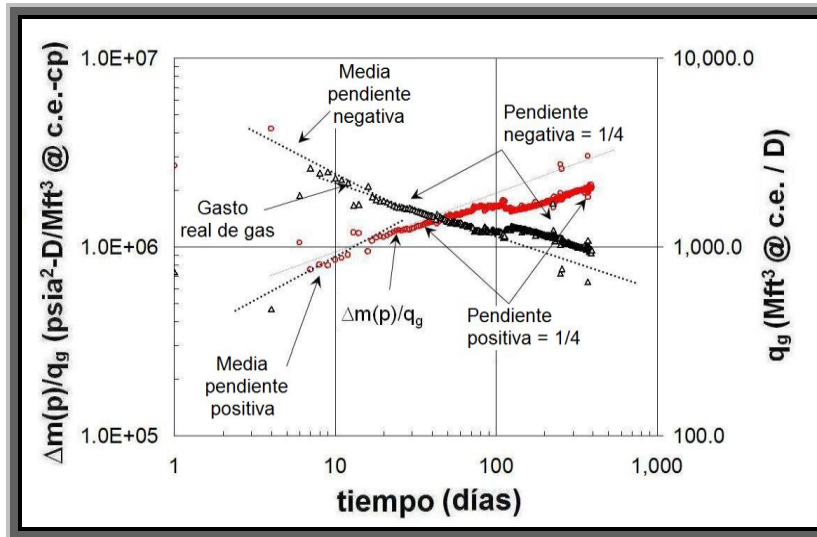


Fig. 5-32 – Gráfica de diagnóstico de flujo con ejes log-log de $\Delta m(p)/q_g$ y q_g vs. *tiempo* para el pozo *b*.

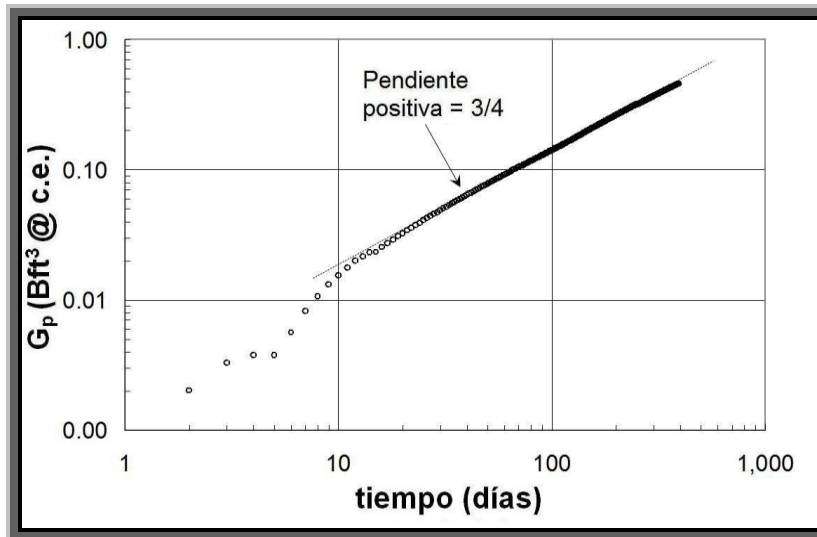


Fig. 5-33 – Gráfica de diagnóstico de flujo con ejes log-log de G_p vs. *tiempo* para el pozo *b*.

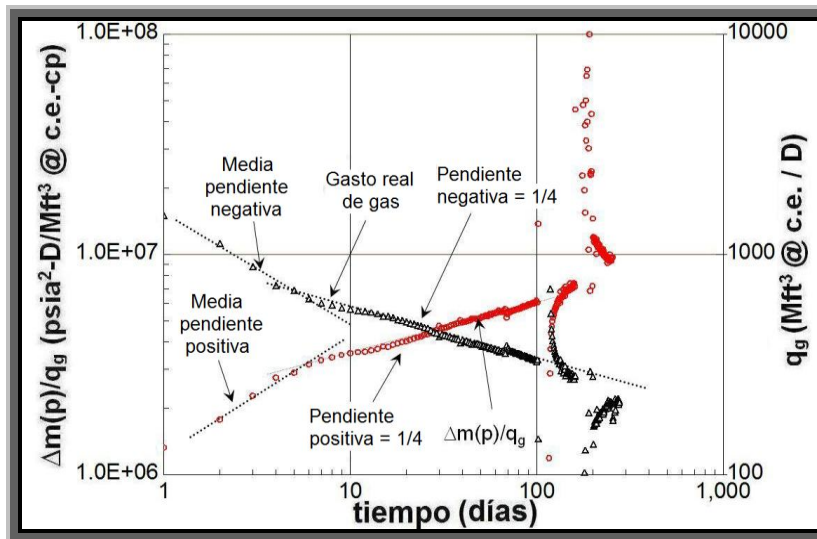


Fig. 5-34 – Gráfica de diagnóstico de flujo con ejes log-log de $\Delta m(p)/q_g$ y q_g vs. *tiempo* para el pozo c.

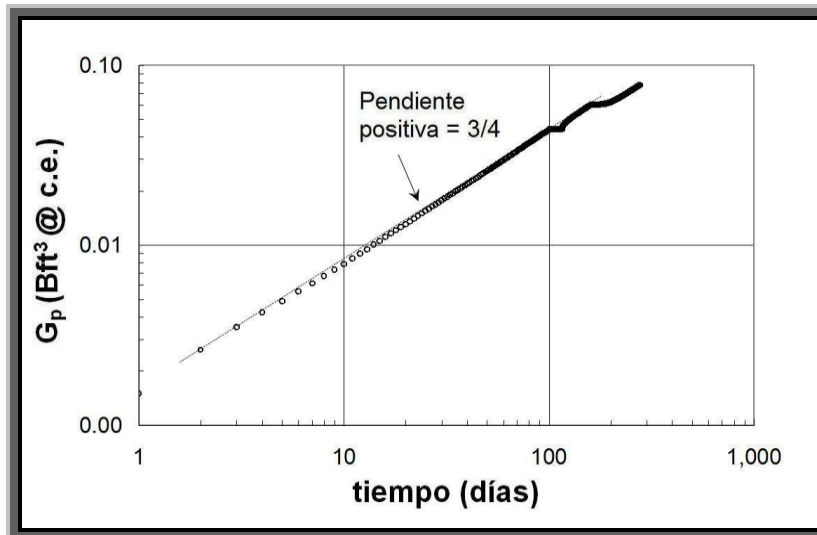


Fig. 5-35 – Gráfica de diagnóstico de flujo con ejes log-log de G_p vs. *tiempo* para el pozo c.

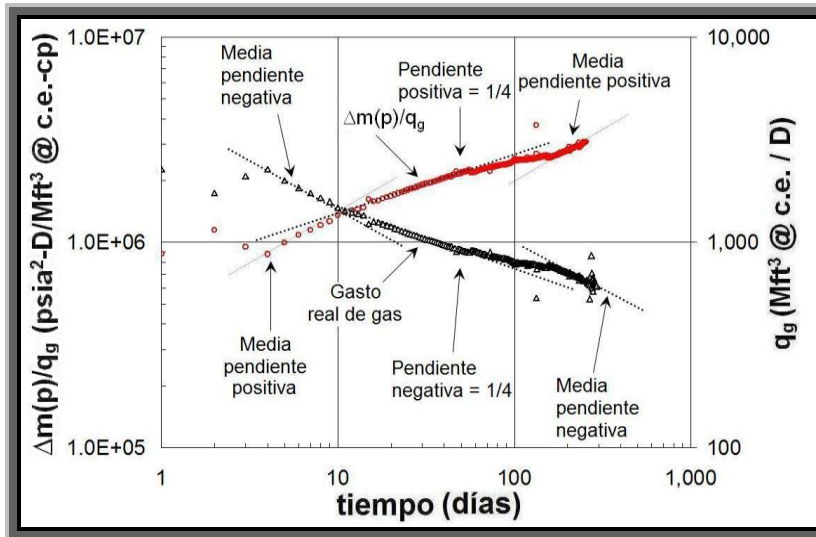


Fig. 5-36 – Gráfica de diagnóstico de flujo con ejes log-log de $\Delta m(p)/q_g$ y q_g vs. *tiempo* para el pozo *d*.

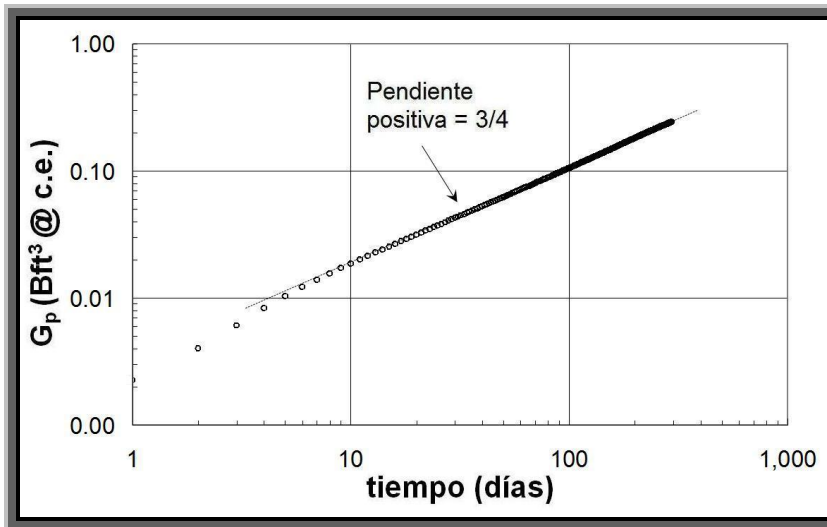


Fig. 5-37 – Gráfica de diagnóstico de flujo con ejes log-log de G_p vs. *tiempo* para el pozo *d*.

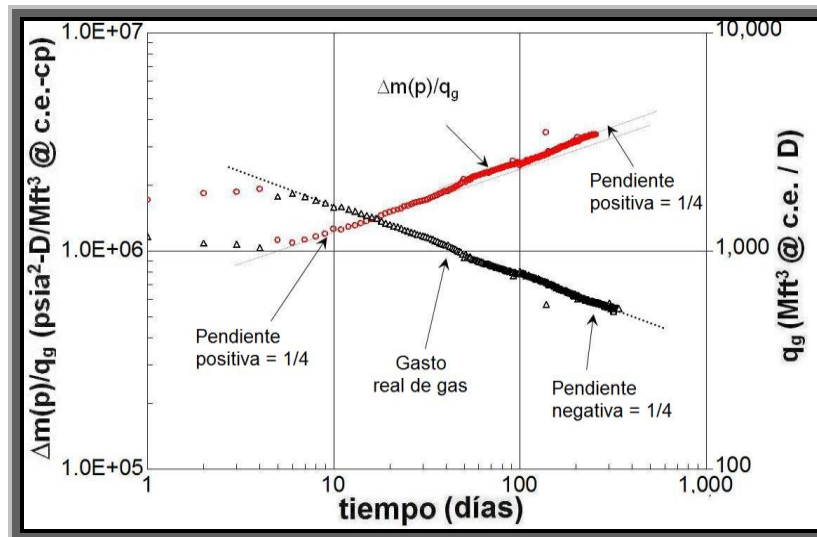


Fig. 5-38 – Gráfica de diagnóstico de flujo con ejes log-log de $\Delta m(p)/q_g$ y q_g vs. *tiempo* para el pozo e.

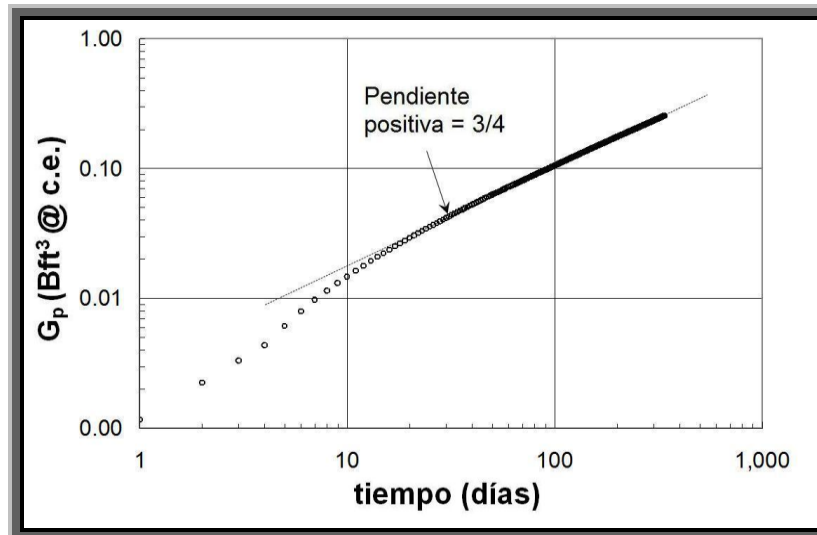


Fig. 5-39 – Gráfica de diagnóstico de flujo con ejes log-log de G_p vs. *tiempo* para el pozo e.

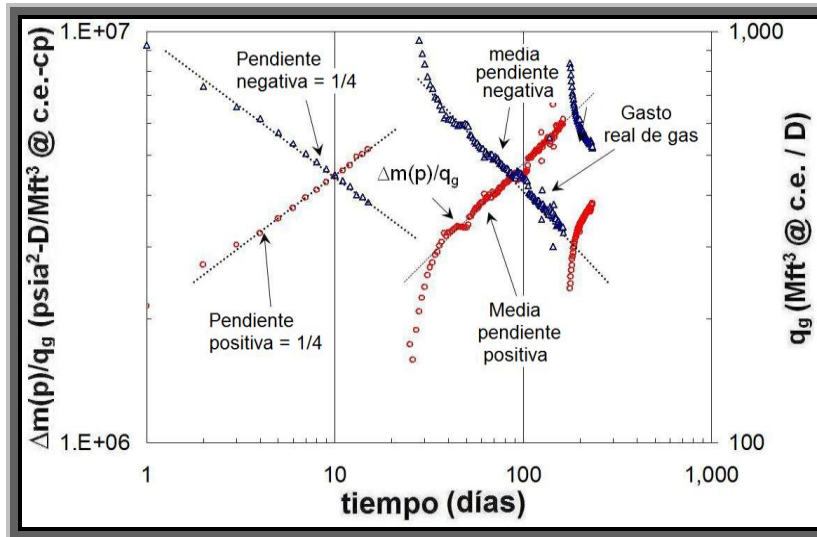


Fig. 5-40 – Gráfica de diagnóstico de flujo con ejes log-log de $\Delta m(p)/q_g$ y q_g vs. *tiempo* para el pozo *f*.

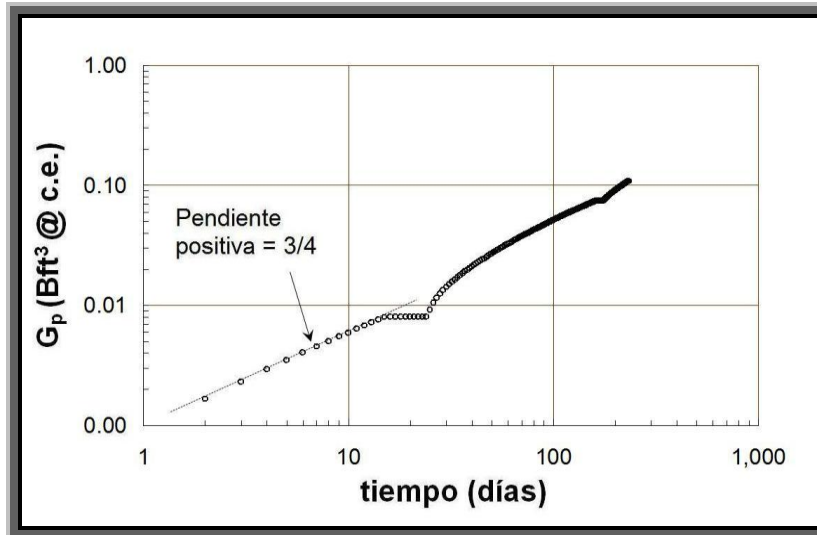


Fig. 5-41 – Gráfica de diagnóstico de flujo con ejes log-log de G_p vs. *tiempo* para el pozo *f*.

Se ha observado la presencia de régimen de flujo lineal en otros pozos productores en yacimientos de gas con baja permeabilidad. En algunos de estos pozos, un régimen de flujo lineal se presenta al principio de la producción y continúa hasta que los efectos de la frontera externa comienzan a hacerse cargo de la producción (pozo escuela 1 y pozo escuela 2). La raíz cuadrada del tiempo \sqrt{t} sobre estos pozos en las gráficas especializadas exhibe una línea recta que pasa a través del origen. Un análisis más completo del régimen de flujo lineal se presenta en los Capítulos III, IV y en el **Apéndice E** de éste trabajo. No obstante, no debe de ser estricto tomar como fijo el comportamiento de régimen de flujo lineal en estos pozos pertenecientes al campo escuela 1.

Por otro lado, un régimen de flujo lineal temprano, seguido de un régimen de flujo bilineal y posteriormente un régimen de flujo lineal tardío se han detectado en las gráficas de diagnóstico de flujo. Para algunos de estos pozos un régimen de flujo dominado por la frontera externa fue solamente identificado en el pozo a.

Las **Figs. 5-30 y 5-32** son ejemplos de estos pozos productores en cuanto a régimen de flujo bilineal, el cual es identificado por las líneas de un cuarto de pendiente que se han establecido para los pozos productores a y b, respectivamente, así mismo, éste flujo bilineal es detectado para los mismos pozos en las **Figs. 5-31 y 5-33** mediante la pendiente de las líneas rectas con valor de tres cuartos. Las pendientes en las líneas rectas con valores de media unidad y de la unidad en la **Fig. 5-30** representan un régimen de flujo lineal tardío y un régimen de flujo dominado por la frontera externa para el pozo a, respectivamente. La línea con valor de media pendiente indicada en la **Fig. 5-32** representa un régimen de flujo lineal temprano para el pozo b.

Los intervalos de tiempo para todos los períodos de flujo detectados en los pozos productores ubicados en el campo escuela 1 son mostrados de la **Tabla 5-4 a la 5-6**. El menos convincente de estos pozos productores es el f como se observa en la **Fig. 5-40**, el cual no es un buen pozo productor para el análisis debido a los períodos masivos de cierre registrados que posee.

La **Fig. 5-42** exhibe un claro ejemplo de un régimen de flujo lineal temprano, después un régimen de flujo bilineal y posteriormente un régimen de flujo lineal tardío, que es la secuencia para el pozo *d*. Los mejores ejemplos de régimen de flujo bilineal están en las **Figs. 5-32** y **5-38** que corresponden a los pozos productores *b* y *e*, respectivamente. Ellos exhiben flujo bilineal de 17 a 309 *días de producción* para el pozo *b* y de 60 a 339 *días de producción* para el pozo *e* (las dos pendientes paralelas de un cuarto de pendiente mostradas en las **Figs. 5-32** y **5-38** fueron causadas por un cambio operacional y no tienen un significado importante matemáticamente hablando).

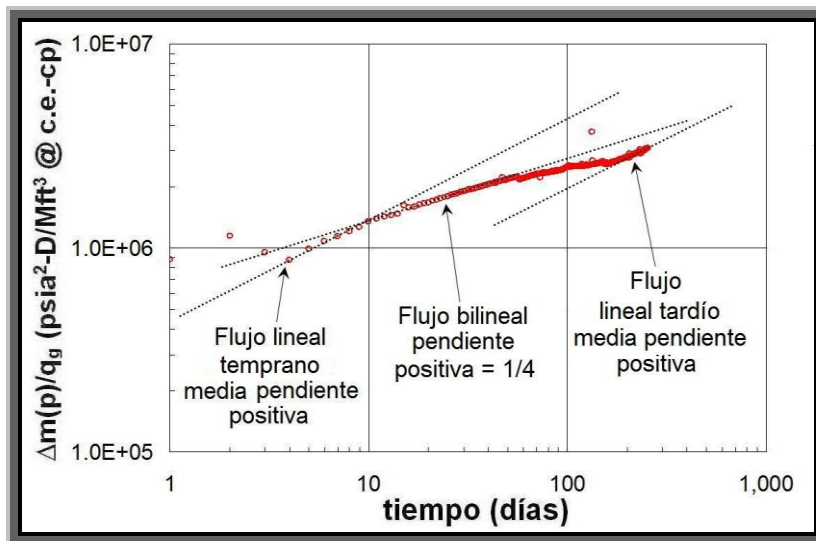


Fig. 5-42 – Gráfica de diagnóstico de flujo con ejes log-log de $\Delta m(p)/q_g$ vs. *tiempo* para el pozo *d*.

5.3.4.3 Gráficas especializadas para el campo escuela 1. La **Fig. 5-43** muestra una gráfica con la raíz cuadrada del tiempo, \sqrt{t} sin el uso de la técnica de superposición del tiempo, que fue utilizada en el análisis del período de régimen de flujo lineal para el pozo *a*. Posteriormente la **Fig. 5-44** muestra éste mismo pozo productor con el uso de la técnica de superposición del tiempo.

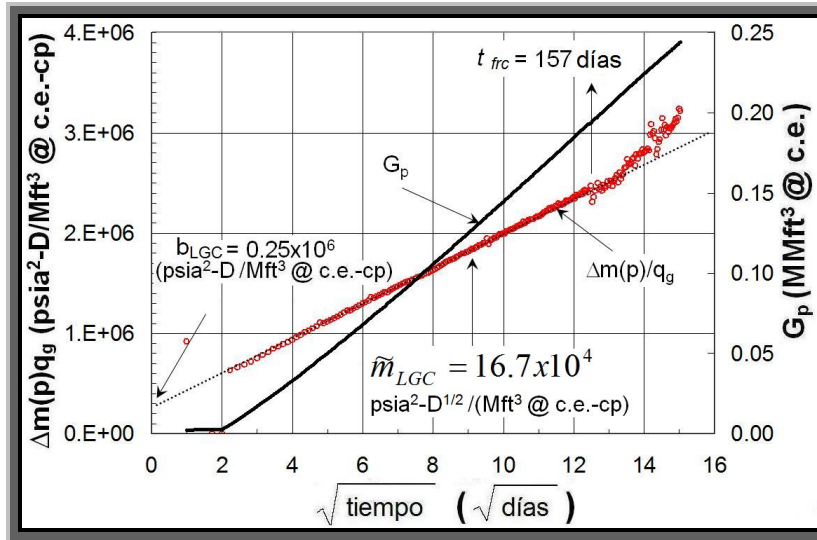


Fig. 5-43 – Gráfica especializada que muestra $\Delta m(p)/q_g$ y G_p vs. \sqrt{t} para el pozo a.

Las **Figs. 5-44** a la **5-49** muestran la raíz cuadrada del tiempo, \sqrt{t} de las gráficas de superposición del tiempo que fueron utilizadas en el análisis de los períodos de régimen de flujo lineal para los pozos productores *a*, *b*, *c*, *d*, *e* y *f*, respectivamente.

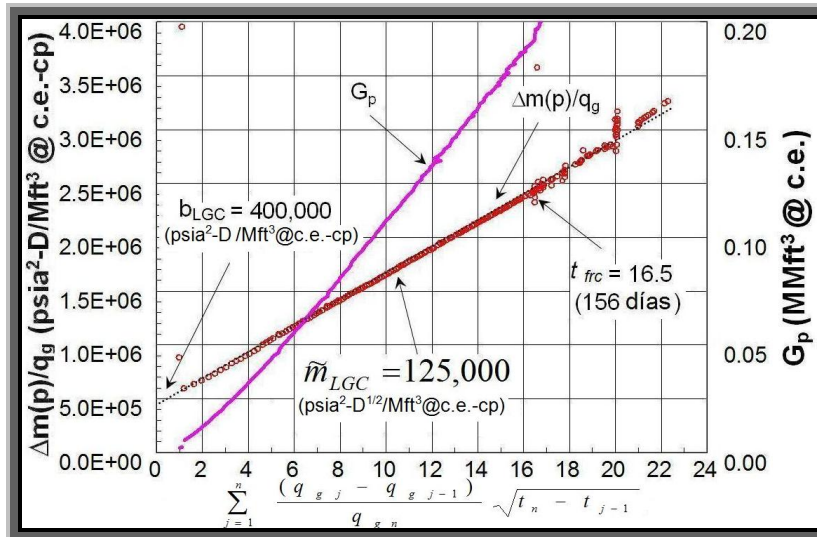


Fig. 5-44 – Gráfica especializada que muestra $\Delta m(p)/q_g$ y G_p vs. *superposición* \sqrt{t} para el pozo a.

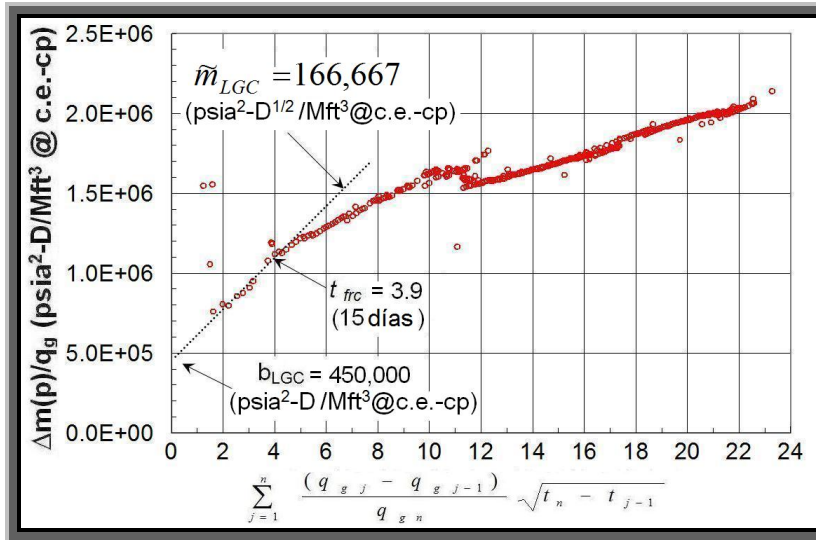


Fig. 5-45 – Gráfica especializada que muestra $\Delta m(p)/q_g$ vs. *superposición* \sqrt{t} para el pozo b.

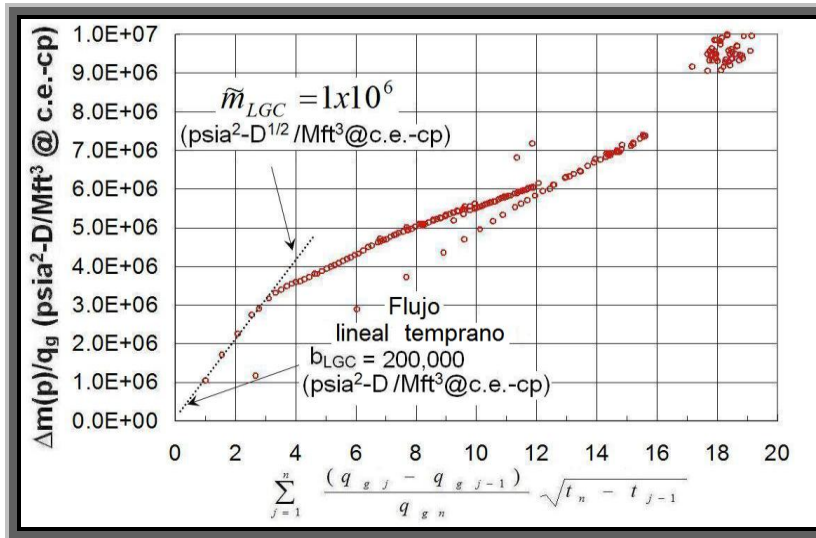


Fig. 5-46 – Gráfica especializada que muestra $\Delta m(p)/q_g$ vs. *superposición* \sqrt{t} para el pozo c.

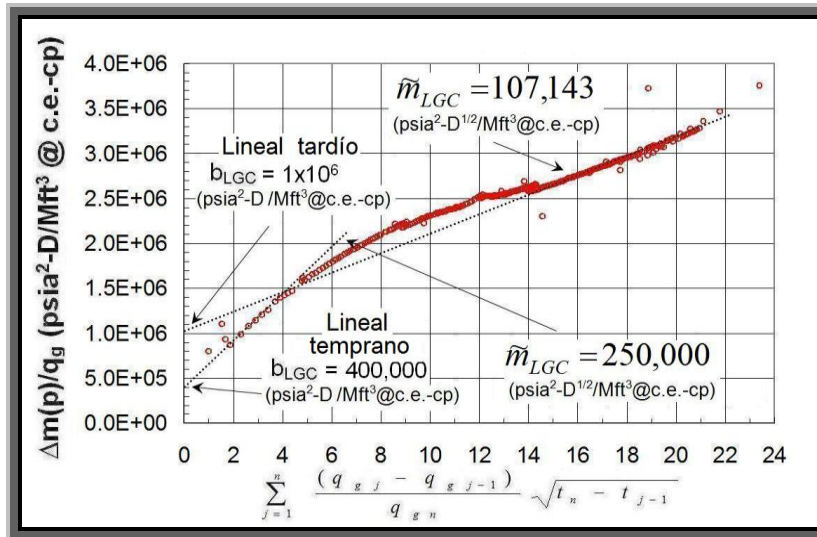


Fig. 5-47 – Gráfica especializada que muestra $\Delta m(p)/q_g$ vs. *superposición* \sqrt{t} para el pozo d.

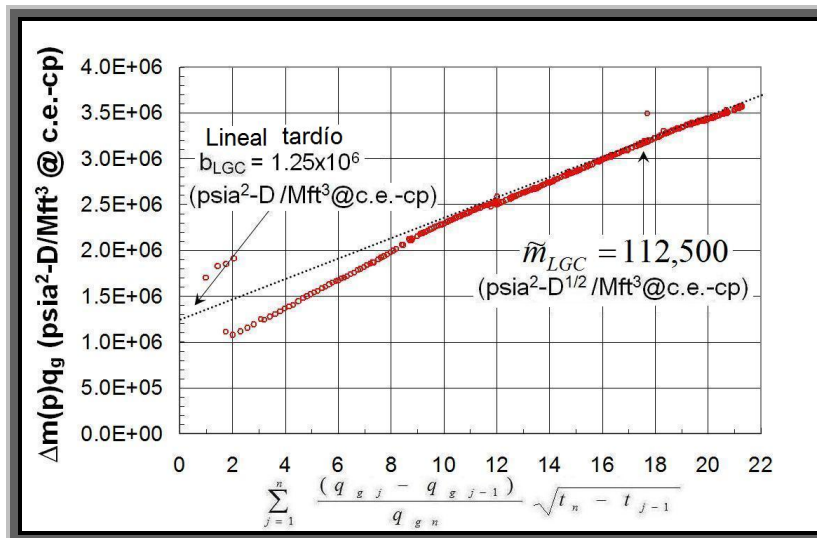


Fig. 5-48 – Gráfica especializada que muestra $\Delta m(p)/q_g$ vs. *superposición* \sqrt{t} para el pozo e.

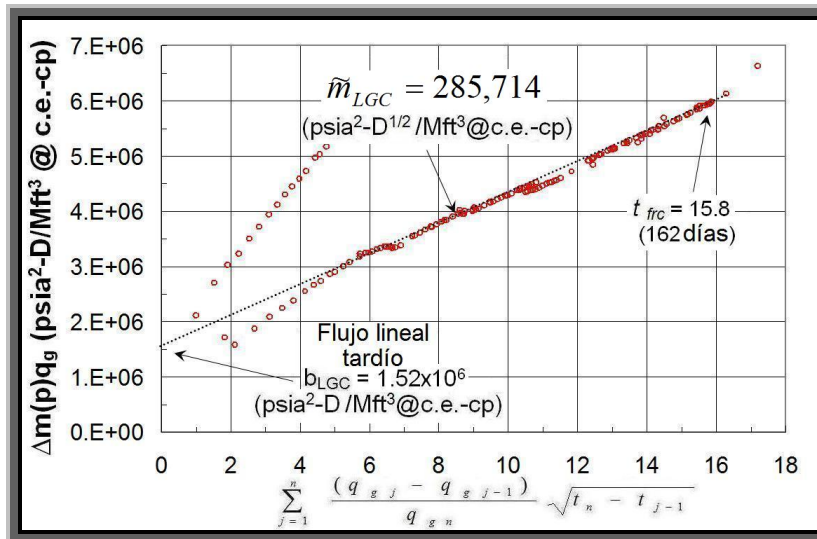


Fig. 5-49 – Gráfica especializada que muestra $\Delta m(p)/q_g$ vs. *superposición* \sqrt{t} para el pozo *f*.

Las **Figs. 5-50** y **5-51** muestran las gráficas especializadas de tiempo, $\sqrt[4]{t}$, que son utilizadas para el análisis de los períodos de régimen de flujo bilineal.

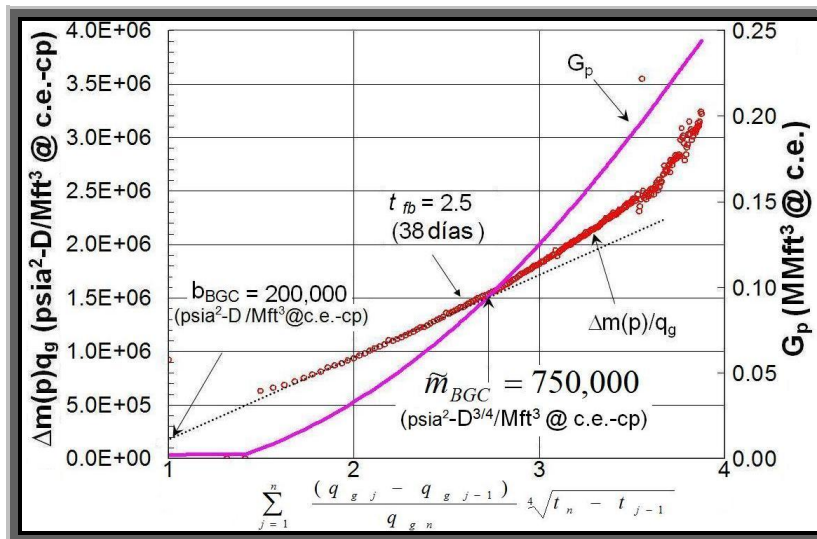


Fig. 5-50 – Gráfica especializada que muestra $\Delta m(p)/q_g$ y G_p vs. *superposición* $\sqrt[4]{t}$ para el pozo *a*.

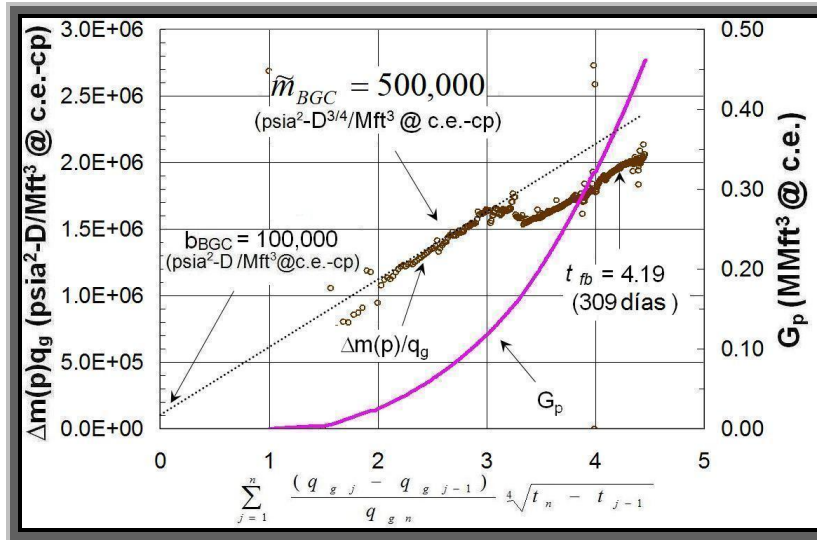


Fig. 5-51 – Gráfica especializada que muestra $\Delta m(p)/q_g$ y G_p vs. *superposición* $\sqrt[4]{t}$ para el pozo *b*.

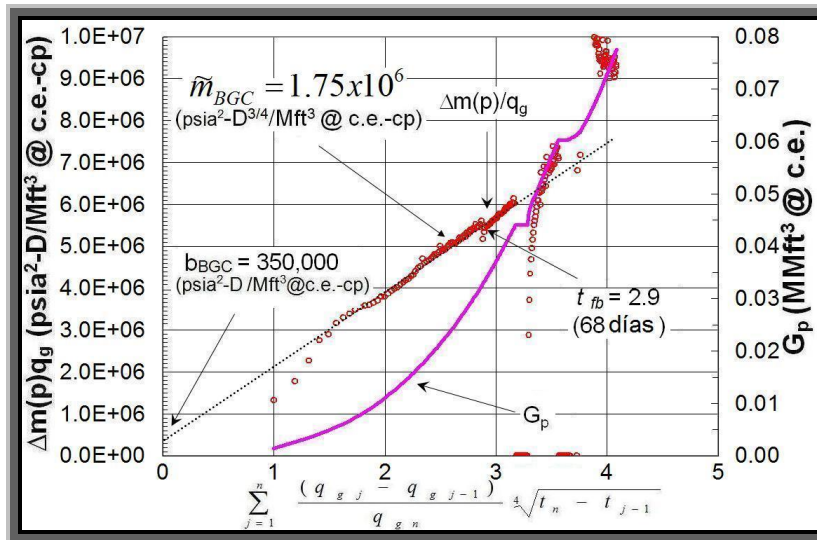


Fig. 5-52 – Gráfica especializada que muestra $\Delta m(p)/q_g$ y G_p vs. *superposición* $\sqrt[4]{t}$ para el pozo *c*.

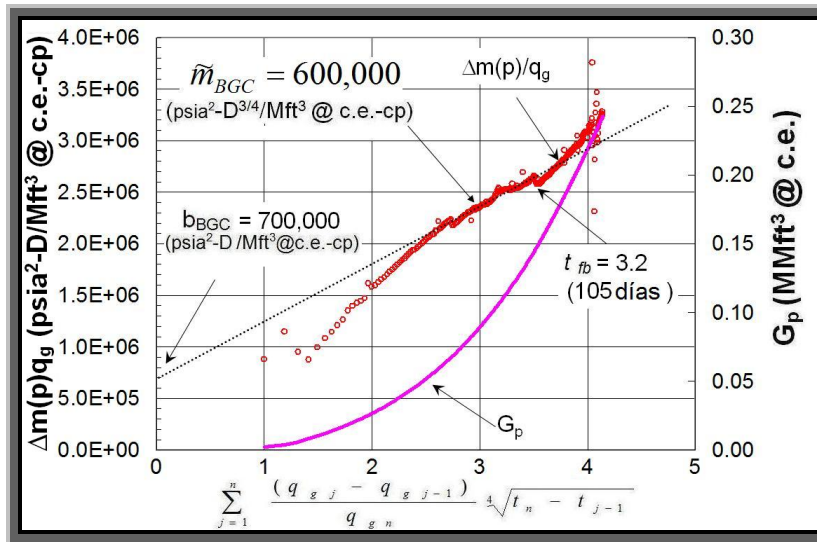


Fig. 5-53 – Gráfica especializada que muestra $\Delta m(p)/q_g$ y G_p vs. superposición $\sqrt[4]{t}$ para el pozo d.

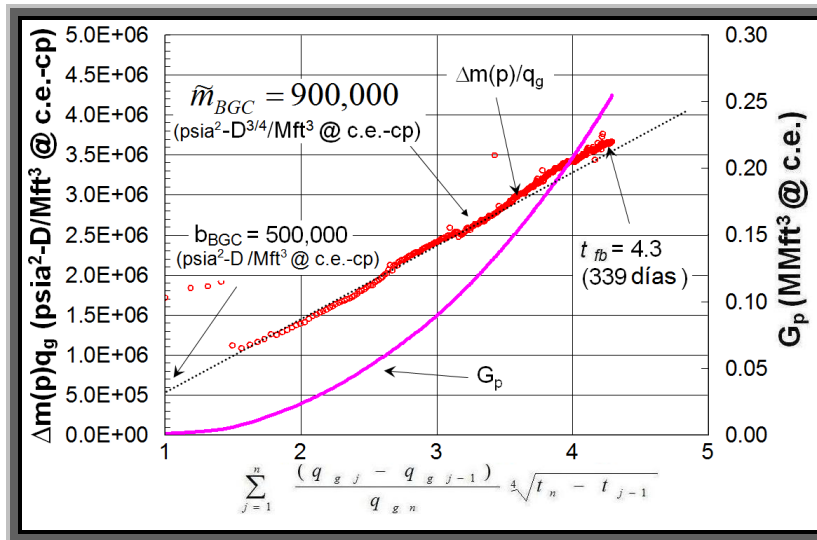


Fig. 5-54 – Gráfica especializada que muestra $\Delta m(p)/q_g$ y G_p vs. superposición $\sqrt[4]{t}$ para el pozo e.

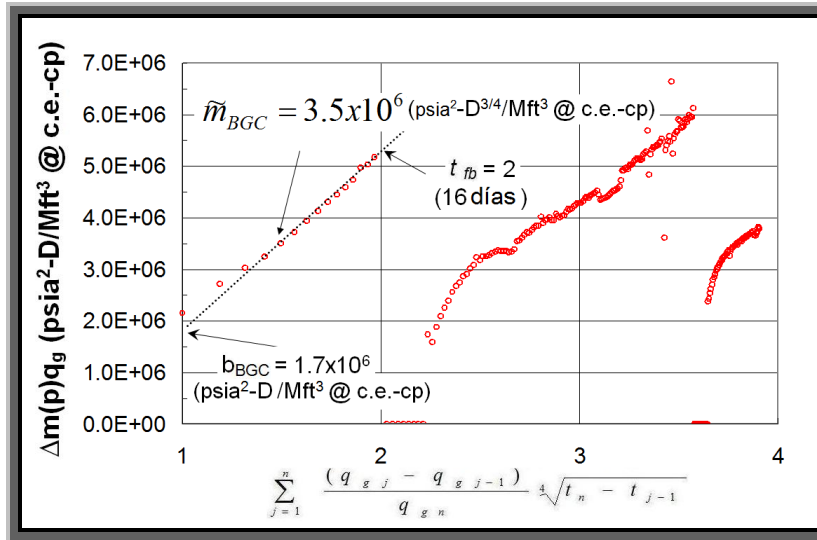


Fig. 5-55 – Gráfica especializada que muestra $\Delta m(p)/q_g$ vs. superposición $\sqrt[4]{t}$ para el pozo *f*.

Las **Tablas 5-7, 5-8 y 5-9** muestran el resultado de los cálculos para cada período de flujo, no es posible separar los valores de \sqrt{k} y A_c del régimen de flujo lineal desde que no se conoce la naturaleza y el alcance de la trayectoria de flujo de mayor permeabilidad. Sin embargo, se estima un valor mínimo del volumen original de gas, G , para los pozos productores.

Solamente parece ser que el pozo *a* muestra los efectos de la frontera externa en las gráficas de diagnóstico de flujo. El valor mínimo estimado de volumen de gas original, G , para éste pozo productor se realizó utilizando la metodología presentada para flujo dominado por la frontera externa (ver **Tabla 4-9** del Capítulo IV). La **Fig. 5-56** muestra una gráfica especializada de superposición del tiempo que fue utilizada en el análisis de régimen de flujo dominado por la frontera externa para el pozo *a*.

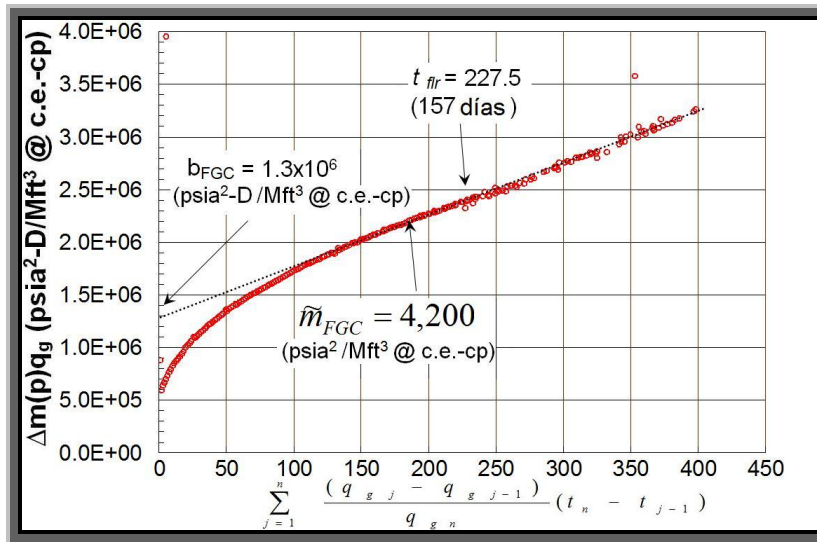


Fig. 5-56 – Gráfica especializada que muestra $\Delta m(p)/q_g$ vs. *superposición del tiempo* para el pozo a, en régimen de flujo dominado por la frontera externa.

Para los pozos productores *d* y *f* el mínimo valor del volumen original de gas, *G*, fue calculado del análisis de régimen de flujo transitorio lineal de estos pozos utilizando las ecuaciones de interpretación presentadas en la **Tabla 4-3** del Capítulo IV. Para los pozos productores *c*, *e* y *b*, el valor del volumen original de gas, *G*, fue calculado de una estimación de la distancia de investigación desde que el período de régimen de flujo lineal tardío no ha llegado a manifestarse. Estos valores mínimos del volumen original de gas, *G*, aparecen en la **Tabla 5-5** bajo las columnas de nombre *Flujo lineal tardío*.

Las gráficas de diagnóstico de flujo con ejes log-log y especializadas para identificar e interpretar las geometrías de flujo de los pozos productores *a*, *b*, *c*, *d*, *e* y *f* fueron ya presentadas.

En el Capítulo VI, se presenta una discusión de las implicaciones concernientes a la naturaleza del desarrollo de la producción transitoria observada en el pozo escuela 1, pozo escuela 2, pozo escuela 3 y en los pozos productores del campo escuela 1.

5.4 Resumen

En éste Capítulo V se presenta un inventario, datos generales, datos de las formaciones, datos de fluidos de varios pozos productores reales de gas, así como los resultados respecto a los cálculos realizados para cada pozo productor. Éste Capítulo se concentra en el análisis de la producción de pozos en yacimientos de gas con baja permeabilidad.

También se muestra la aplicación de una metodología confiable y paso a paso en cuanto a identificar, interpretar y evaluar las geometrías de flujo para pozos productores reales de gas: pozo escuela 1, 2, 3, a, b, c, d, e y f.

Las estimaciones de algunos parámetros del yacimiento, del volumen original de gas, G , y las reservas recuperables para todos estos pozos productores es mostrada en las **tablas** de éste Capítulo. Para la validación y/o modificación del análisis realizado con las ecuaciones de interpretación para cada régimen de flujo detectado en estos pozos productores, una serie de corridas de simulación se realizaron sobre estos pozos (*Gassim*).

Por último, en el siguiente Capítulo VI se presenta una discusión de las implicaciones concernientes a la naturaleza del comportamiento de la producción en el período transitorio observado en los pozos productores en yacimientos de gas con baja permeabilidad que se exhiben en éste Capítulo V.

CAPÍTULO VI

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

6.1 Introducción

En éste capítulo, son discutidos diversos temas concernientes a éste trabajo. Primero, una revisión de las metodologías graduales de los datos de presión-producción, incluyendo la detección e interpretación de las diferentes geometrías de flujo, así como el uso de las técnicas de superposición del tiempo que se han utilizado para suavizar y/o enderezar los datos de presión-producción. Después un esquema general de la metodología de análisis para analizar yacimientos convencionales y con baja permeabilidad. Finalmente, se presenta una discusión concerniente a la naturaleza del régimen de flujo lineal y bilineal de largo plazo, regímenes que exhiben algunos casos históricos o de campo.

6.2 Discusión general

El reconocimiento de las geometrías de flujo en el análisis de datos de presión-producción es definitivamente crítico al final en cuanto a la interpretación del yacimiento. Identificar cada período de flujo es esencial precisamente desde que ya se puedan utilizar las secciones específicas establecidas en éste trabajo (Capítulo IV) para los datos de presión-producción con objeto de cálculo de algunos valores del yacimiento y del volumen de original de gas, G .

Las geometrías de flujo de los datos de presión-producción son reconocidas por sus características en la interpretación gráfica de las gráficas de diagnóstico de flujo con ejes log-log. La técnica de las gráficas de diagnóstico de flujo con proporciona el medio para identificar de manera específica diferentes regímenes de flujo obtenidos de los datos de presión-producción. Cada régimen de flujo en las gráficas de diagnóstico de flujo tiene una pendiente característica en el mismo período del tiempo de explotación.

Para confirmar que la identificación de los regímenes de flujo se presenta en forma correcta y no se superpongan entre sí, a menudo se necesita clasificar distintas regiones particulares de flujo en las gráficas de diagnóstico de flujo. Un buen indicativo respecto a

una determinada respuesta del régimen de flujo en el yacimiento se obtiene considerando el antes y el después del régimen de flujo, las diferentes respuestas vienen en un determinado tiempo de explotación en un orden consecutivo.

Por ejemplo, no es posible detectar flujo dominado por la frontera externa antes del flujo transitorio (flujos lineal, bilineal, esférico y radial) o el comportamiento de actuar de forma infinita del yacimiento.

Las gráficas de diagnóstico de flujo con ejes log-log de la caída de la pseudo-presión dividida por el gasto de flujo de gas, $\Delta m(p)/q_g$ vs. *tiempo se recomiendan* para identificar y en particular para visualizar el final de los regímenes de flujo si los datos de presión-producción de los diversos pozos productores de gas se analizan para cualesquiera de las condiciones de producción: a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y a gasto de flujo constante de gas, q_g .

Las gráficas especializadas son trazos rectos que se utilizan para identificar y evaluar diferentes geometrías de flujo. Con los datos de presión-producción obtenidos de pozos productores de gas, una línea recta de la caída de la pseudo-presión, $\Delta m(p)/q_g$ vs. *una función específica de tiempo* es equivalente al período o régimen de flujo en la línea recta, la cual posee una pendiente específica en una gráfica de diagnóstico de flujo con ejes log-log.

Las gráficas especializadas son útiles para determinar el evento, a través de la interpretación de la pendiente y la no intersección en cero de la línea recta para cada régimen de flujo detectado en las gráficas de diagnóstico de flujo. Después, con estas estimaciones y con una serie de ecuaciones de interpretación bajo cualesquiera de las condiciones de producción y/o explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y a gasto de flujo constante de gas, q_g son aplicadas para calcular algunas propiedades del yacimiento, tamaño del yacimiento y el volumen original de gas, G .

Las ecuaciones de interpretación son aplicadas para flujo de gas y fueron derivadas de soluciones analíticas y semi-analíticas en donde las limitaciones son las condiciones de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y a gasto de flujo constante de gas, q_g .

El análisis convencional para las gráficas de diagnóstico de flujo con ejes log-log y gráficas especializadas considera los casos en que el gasto de flujo de gas, q_g es constante para la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g y que la presión de fondo fluyendo, p_{wf} es constante para la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} .

La utilización de la caída de la pseudo-presión, $\Delta m(p)/q_g$ en las gráficas de diagnóstico de flujo con ejes log-log y en las gráficas especializadas toma en cuenta la variación de la presión de fondo fluyendo, p_{wf} y el gasto de flujo de gas, q_g si ninguna de estas condiciones es exactamente constante. Éste procedimiento evita técnicas de superposición del tiempo mas complicadas y funciona bien para diversos casos reales en yacimientos de gas con baja permeabilidad.

El uso de las técnicas para suavizar o enderezar los ruidos en la curva de la derivada de la caída de la pseudo-presión, $\Delta m(p)/q_g$ es apropiada y se recomienda.

Muchos pozos productores de gas tienen períodos en donde la presión de fondo fluyendo, p_{wf} y el gasto de flujo gas, q_g varían durante el tiempo de explotación, o el pozo productor es cerrado debido a restricciones del mercado, a reducciones en las tuberías, a compresión, a recarga de líquidos, a reconstrucciones, a estimulaciones, a técnicas de fracturamiento, etc. Para estos casos, las características de las pendientes en las gráficas de diagnóstico de flujo y especializadas para cualquier geometría de flujo puede no siempre ser visible o constante durante la vida del pozo productor, inclusive si el pozo es dominado por un régimen de flujo en particular. Estas variaciones en la presión de fondo fluyendo, p_{wf} y el gasto de flujo de gas, q_g en el transcurso del tiempo de explotación oculta la pendiente de los regímenes de flujo y complica el análisis de la producción. Por tanto, para estos casos la forma convencional de análisis con las gráficas de diagnóstico de flujo con ejes log-log y especializadas es considerada una técnica cualitativa en lugar de un análisis cuantitativo definitivo, se sugiere la utilización de las gráficas de superposición del tiempo para cada régimen de flujo.

En los casos de campo analizados, diversos pozos productores contienen períodos de datos obtenidos en cambios operacionales y de cierres de pozo los cuales tienden a interferir con el análisis de la producción. Entonces, se aplicó la técnica de superposición del tiempo la cual fue útil desde que se encontraron variaciones en el gasto de flujo de gas, q_g . Esta técnica funciona correctamente para los yacimientos de gas con baja permeabilidad (Agarwal y otros autores²⁵ fueron los primeros en ocuparse de éste problema al presentar el método de pseudo-tiempo en la realización de pruebas en pozos productores en yacimientos de gas con baja permeabilidad con fracturas hidráulicas).

Helmy³⁷ desarrolló nuevos métodos para el análisis del desempeño de la producción de largo plazo para pozos productores de gas con la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y sometidos a cierres periódicos. En sus conclusiones, señaló que las técnicas convencionales de graficado (gráficas con ejes log-log o especializadas de tiempo) no son adecuadas para analizar el desarrollo de los pozos productores con múltiples cierres. No obstante, en diversos casos de campo analizados en los que notables variaciones de la presión de fondo fluyendo, p_{wf} y de gasto de flujo de gas, q_g durante la producción y en los cierres son evidentes, el uso de la gráfica especializada de superposición del tiempo para cada régimen de flujo proporcionó buenos resultados.

Las metodologías de análisis descritas en éste trabajo deben ser precisas si las condiciones de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y a gasto de flujo constante de gas, q_g son completamente satisfechas. Si estas condiciones no son ideales en las condiciones de flujo reales, se debe de utilizar el ajuste de la historia mediante el uso de la simulación de yacimientos con el objeto de confirmar o modificar los análisis analíticos obtenidos. Sin embargo, las metodologías de análisis de la producción son muy útiles y apropiadas para analizar los regímenes de flujo al principio, al mediano y al largo plazo correspondientes al tiempo de explotación en muchos pozos de gas con o sin fracturamiento hidráulico. El procedimiento de análisis no es complicado y puede tener una aplicación completa cuando son utilizados datos reales.

6.2.1 Metodologías generales en el análisis de la producción para pozos en yacimientos de gas con baja permeabilidad. A continuación se describe de manera general la metodología para el análisis de datos de presión-producción en pozos productores convencionales y que se encuentran en yacimientos de gas con baja permeabilidad.

1. Crear las gráficas de diagnóstico de flujo con ejes log-log siguientes: $\Delta m(p)/q_g$ vs. t , y la función derivada de la caída de la pseudo-presión, $\Delta m(p)/q_g$ vs. t y G_p vs. t . Se identifican las geometrías de flujo en función de la pendiente de cada línea recta obtenida en cada gráfica.
2. De acuerdo a cada régimen de flujo detectado en el primer paso, realizar las gráficas especializadas. Si el gasto de flujo de gas, q_g y la presión de fondo fluyendo, p_{wf} están variando o hay diversos cierres en el pozo productor, se recomienda usar la técnica de superposición del tiempo.
3. Se estiman las variables de las gráficas especializadas con el modelo de comportamiento homogéneo: se estima la pendiente, la no intersección en cero y el final de la línea recta como se muestra en el Capítulo IV.
4. Seleccionar los diferentes modelos que se utilizan en el ajuste de los datos de presión-producción y utilizar las ecuaciones de interpretación derivadas o desarrolladas en el Capítulo III y presentadas en el Capítulo IV para estimar los parámetros de los modelos, así como también algunas propiedades del yacimiento, tamaño del yacimiento y el volumen original de gas, G .
5. Realizar la selección del mejor modelo que ajuste a los datos de presión-producción y hacer una intuición geológica utilizando un enfoque de integración que incluye parámetros del modelo, datos de presión-producción, información geológica y geofísica, geometría del pozo, registros geofísicos, núcleos, etc.

6. Utilizar la simulación numérica para confirmar o modificar el análisis desarrollado.
7. Hacer un pronóstico de los gastos de flujo de gas y de las reservas recuperables usando los parámetros del modelo seleccionado como se muestra en la sección 4.8 del Capítulo IV y/o utilizando la técnica de curvas de declinación y la simulación numérica. Si la frontera externa del yacimiento se detecta, el pronóstico tiende a ser corregido por las variaciones en las propiedades del gas con respecto al tiempo utilizando la función de normalización de tiempo¹⁵¹.

6.2.2 Casos de campo. Los objetivos de analizar los casos históricos o de campo fueron los siguientes: identificar e interpretar los períodos o regímenes de flujo mediante la utilización de las gráficas de diagnóstico de flujo y especializadas con datos de presión-producción, evaluar los parámetros de la formación en función de cada modelo de flujo detectado, y la discusión de las implicaciones observadas en el desarrollo del período transitorio. Todos los casos presentados en éste trabajo, otros estudiados y reportados¹⁵⁸ parecen ajustarse a las metodologías presentadas. El ajuste de la historia utilizando la simulación de yacimientos fue desarrollado en algunos casos, para validar y/o modificar el análisis desarrollado con las metodologías mostradas.

Estas metodologías son apropiadas para analizar el comportamiento de largo plazo para muchos pozos productores reales de gas con o sin fracturas hidráulicas. En pozos productores fracturados ambos aspectos, el del incremento en el uso de fracturas hidráulicas extensas y el de cerrar el espacio entre los pozos productores, tienden a alcanzar las condiciones del comportamiento de flujo transitorio de largo plazo.

6.2.3 Desarrollo de la producción en el pozo escuela 1, pozo escuela 2, pozo escuela 3 y en los pozos productores del campo escuela 1. En el Capítulo V, se presentaron dos ejemplos, el pozo escuela 1 y el pozo escuela 2, en donde un régimen de flujo lineal de largo plazo es indicado pero no es asociado con tratamientos de fracturamiento hidráulico. Kohlhaas y Abbot²³ señalaron algunos ejemplos de las situaciones en las que se presenta la geometría de flujo lineal, la cual se da en arenas de canal, en barras de arena, en pozos productores situados entre fracturas paralelas y en yacimientos estratificados en la cual las capas que tienen baja permeabilidad drenan dentro de capas

de mayor permeabilidad, lo cual causa un drene en forma radial al agujero del pozo productor. Stright y Gordon²⁴ explicaron que las formas de yacimientos largos y de fracturas naturales extensas se originan en la formación mediante procesos tectónicos normales en una formación relativamente dura lo cual causa flujo lineal de largo plazo.

6.2.3.1 Pozo escuela 1. El comportamiento con régimen de flujo lineal es propio en el pozo escuela 1 el cual puede explicarse con los modelos presentados en las **Figs. 6-1 y 6-2**. La **Fig. 6-1** muestra un modelo radial con geometría de flujo vertical dentro de una veta de alta permeabilidad. La **Fig. 6-2** muestra un modelo lineal con geometría de flujo horizontal.

Utilizando el simulador *Gassim*, una serie de simulaciones numéricas 1-D se realizaron para ambos modelos. Para el ajuste de la historia de producción en ambos modelos algunos datos del yacimiento fueron cambiados. Para flujo horizontal, los resultados son $k = 0.001138 md$, $A_c = 2,227,840 ft^2$ y $x_e = 944 ft$. Para flujo vertical, los resultados son $k = 0.0011 md$, $A_c = 7,165,748 ft^2$ y $r_e = 1,068 ft$. Los valores de k y de A_c fueron un tanto arbitrarios, por supuesto, pero en ambos modelos el ajuste de los valores de $\sqrt{k}A_c$ es de $75,155 md^{1/2} ft$. La **Fig. 6-3** presenta el ajuste de la historia en una gráfica especializada de $\Delta m(p)/q_g$ vs. \sqrt{t} para ambos modelos.

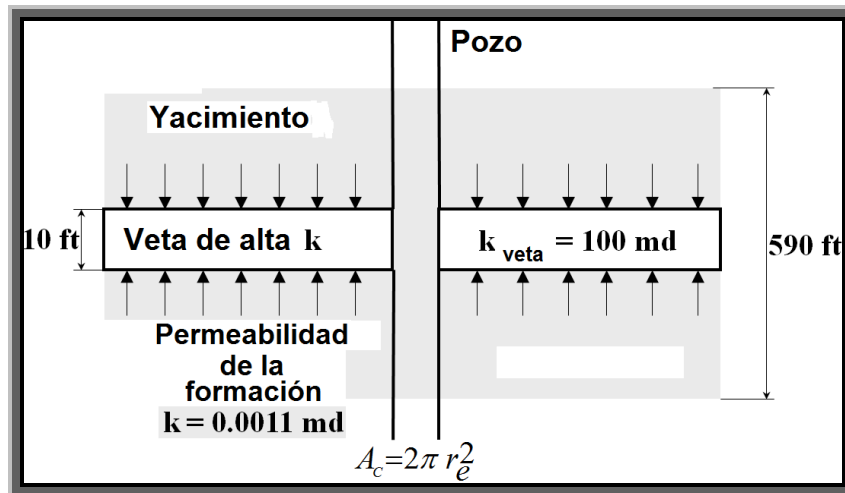


Fig. 6-1 – Modelo de flujo radial para geometría de flujo vertical dentro de una veta de alta permeabilidad.

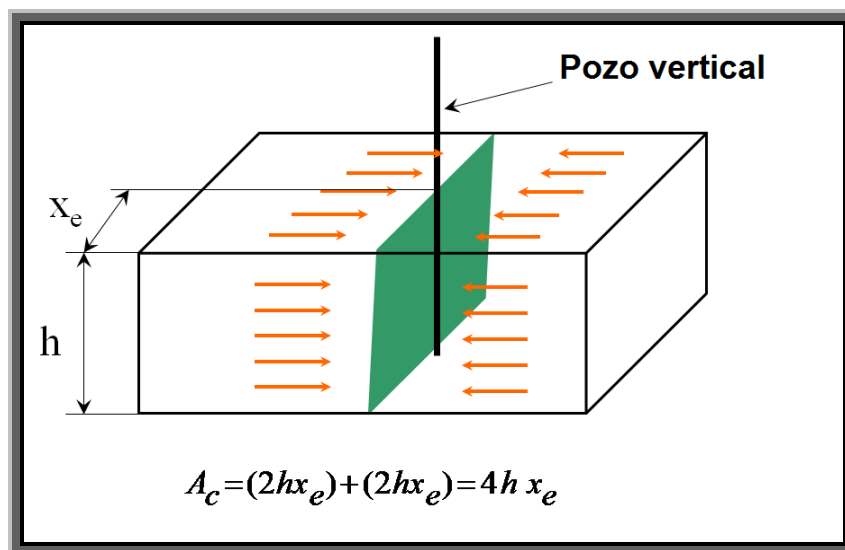


Fig. 6-2 – Modelo de flujo lineal para geometría de flujo horizontal en un yacimiento rectangular.

La **Tabla 6-1** muestra una comparación entre el análisis de flujo vertical y horizontal aplicando la metodología de análisis lineal para el pozo escuela 1 como se muestra en la sección 5.3 del Capítulo V. El valor de la permeabilidad de la formación para ambos modelos fue obtenido del proceso de ajuste de la historia que se ha descrito anteriormente. Se detecta que ambos modelos presentan los mismos valores para el

producto $\sqrt{k}A_c$, el volumen de poro, V_p , y el volumen original de gas, G . Sin embargo, en el flujo vertical de valor de A_c es 3.2 veces mayor que el valor para flujo horizontal.

Esto significa que el modelo de flujo vertical tiene mucho más A_c lo que se traduce en una mucha menor permeabilidad de la formación. Si se cree que se tienen dos vetas de alta permeabilidad, la permeabilidad de la formación es incluso inferior. Se concluye entonces que la determinación de la permeabilidad de la formación del producto $\sqrt{k}A_c$ es con base al modelo geométrico utilizado, estos modelos son mostrados en la **Tabla 4-4** del Capítulo IV.

Información adicional del pozo escuela 1 muestra que la geometría de flujo vertical proporciona un mejor ajuste del escenario físico. En éste caso, la caída de presión en la capa de alta permeabilidad causa flujo lineal vertical dentro de esta capa de alta permeabilidad. Se desarrolló un régimen de flujo lineal tardío de largo plazo en el yacimiento después de un lapso de tiempo de varios períodos de flujo al comienzo o al inicio de la explotación.

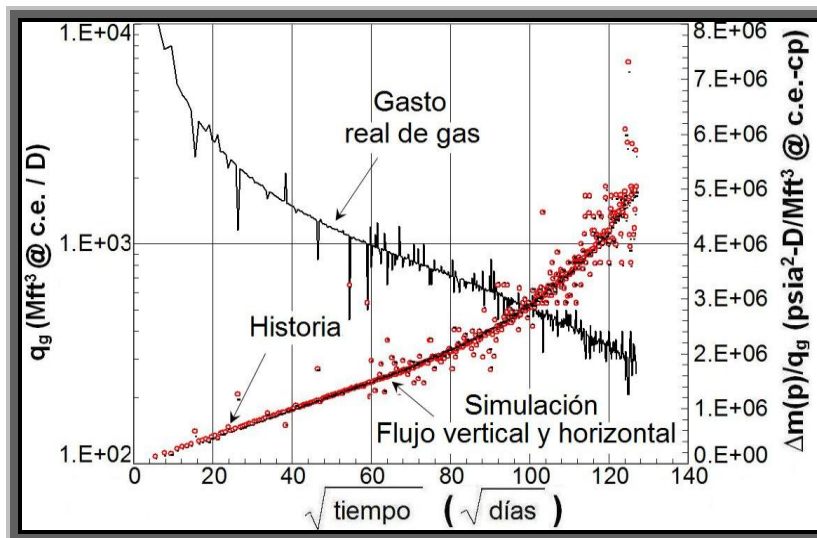


Fig. 6-3 – Gráfica especializada que presenta el ajuste de la historia de datos de $\Delta m(p)/q_g$ vs. \sqrt{t} para los modelos del pozo escuela 1. En el flujo vertical, el ajuste de los valores es $k = 0.00011 md$, $A_c = 7,165,748 ft^2$ y $r_e = 1,068 ft$. Para flujo horizontal, los resultados son $k = 0.001138 md$, $A_c = 2,227,840 ft^2$ y $x_e = 944 ft$.

Tabla 6-1 – Comparación entre flujo vertical y flujo horizontal para el pozo escuela 1			
Parámetro	Unidades	Flujo vertical	Flujo horizontal
$\sqrt{k}A_c$	$md^{1/2}ft^2$	75,155	75,155
V_p	$MMft^3 @ c.e.$	161.83	161.83
G	$Bft^3 @ c.e.$	39.22	39.22
r_e	ft	1,068	-
x_e	ft	-	944
k	md	0.00011	0.001138
A_c	ft^2	7,165,748	2,227,840

6.2.3.2 Pozo escuela 2 y pozo escuela 3. La causa del desarrollo con régimen de flujo lineal de largo plazo en el pozo escuela 2 y pozo escuela 3 es explicada con el modelo presentado en la **Fig.6-2**. Éste modelo representa un yacimiento elongado en el cual un flujo lineal de largo plazo fue detectado antes de que la frontera externa del yacimiento fuera alcanzada.

El-Banbi³⁵ ha mencionado que éste tipo de pozos productores en sus yacimientos tienen algunas fracturas naturales las cuales están orientadas en alguna dirección. Se percibe que la formación del pozo escuela 3 tiene algunas fracturas naturales las cuales están orientadas en alguna dirección. En la sección 2.2 del Capítulo II se presenta como las fracturas paralelas mejoran la permeabilidad en su dirección y dan lugar a grandes radios de anisotropía. Estos radios de anisotropía, tomando en cuenta la geometría del yacimiento, se transforma dentro de un yacimiento equivalente isotrópico. Se cree que cada una de las causas de régimen de flujo lineal de largo plazo en el pozo escuela 2 y en el pozo escuela 3 es debido a grandes radios de anisotropía los cuales son causados por la presencia de fracturamiento natural en el yacimiento.

6.2.3.3 Desarrollo de los regímenes de flujo lineal y bilineal en los pozos productores a, b, c, d, e y f del campo escuela 1. Los conceptos y soluciones para un régimen de flujo bilineal en un principio fueron presentados por Cinco-Ley y Samaniego⁷⁵ y Cinco-Ley y otros⁸⁵⁻⁸⁷. En su modelo, el fluido está fluyendo al agujero del pozo productor a través de una trayectoria de flujo de alta permeabilidad (una fractura hidráulica). El fluido se encuentra fluyendo dentro de la trayectoria de flujo de alta permeabilidad en una dirección perpendicular al flujo del yacimiento.

Diversos artículos técnicos muestran casos de campo en los cuales se ilustra un régimen de flujo bilineal en un conjunto de pruebas obtenidas de un pozo productor hidráulicamente fracturado.

Otros artículos técnicos^{22,48,73} mencionan situaciones en las cuales el régimen de flujo bilineal ocurre en el desarrollo de la producción de largo plazo. La explicación geológica varía de caso a caso, pero la idea básica es que existe una trayectoria de flujo de alta permeabilidad rodeada por una formación de mucha más baja permeabilidad. Una de las explicaciones es que existe la presencia de fracturas naturales paralelas.

El fluido fluye perpendicularmente de la formación con baja permeabilidad a la parte de la trayectoria de alta permeabilidad. Esto resulta o conduce a un régimen de flujo bilineal transitorio.

Los casos dados en éste campo escuela 1 tienen los siguientes períodos transitorios: un régimen de flujo lineal temprano, luego entonces un régimen de flujo bilineal, y posteriormente un régimen de flujo lineal tardío. La **Fig. 4-17** del Capítulo IV, muestra esbozos de las gráficas de diagnóstico de flujo para éste tipo de comportamiento, el cual es evidente en una capa de interporosidad transitoria en un yacimiento de doble porosidad y en un yacimiento lineal infinito. Finalmente, los efectos de la frontera externa son evidentes. El régimen de flujo lineal temprano se afecta solamente mediante $\sqrt{k_1 A_{c1}}$ de la trayectoria de alta permeabilidad, en donde A_{c1} es el área de sección transversal a lo largo de la trayectoria de flujo de alta permeabilidad y k_1 es la permeabilidad de la trayectoria de flujo de la misma área. El período de flujo lineal tardío es afectado solamente por $\sqrt{k A_c}$ de la formación, en donde A_c es el área de flujo en la trayectoria provista de mayor

permeabilidad para el flujo perpendicular proveniente de la formación hacia el interior de la trayectoria de flujo de alta permeabilidad y k es la permeabilidad de la formación.

La **Fig. 5-42** del Capítulo V es un claro ejemplo de éste comportamiento, esta figura muestra de manera clara la secuencia de un régimen de flujo lineal temprano, seguido de un régimen de flujo bilineal y posteriormente un régimen de flujo lineal tardío para el pozo escuela *d*. Los mejores ejemplos para un régimen de flujo bilineal son mostrados en las **Figs. 5-32** y **5-38** del Capítulo V para los pozos escuela 2 y pozo escuela *e*, respectivamente (las dos pendientes paralelas con valor de un cuarto son resultado de algún cambio operacional y no tienen algún efecto matemático significativo).

El análisis transitorio en el desarrollo de la producción de los pozos productores *a*, *b*, *c*, *d*, *e* y *f* en el campo escuela 1 parece indicar algo sobre la naturaleza de éste yacimiento de gas con baja permeabilidad, el cual no está comportándose como un yacimiento homogéneo con valores sencillos de permeabilidad y de espesor. También éste comportamiento sugiere que la geometría de la fractura es mucho más complicada que el concepto común de un rectángulo con una longitud media de fractura, permeabilidad, y con la altura de la fractura que es equivalente al espesor del yacimiento. A pesar de que se sabe intuitivamente que, esta descripción de fractura idealizada es demasiado simple para estos pozos productores y no se percibe éste comportamiento en estos pozos. No obstante, no es posible saber con facilidad la naturaleza exacta de la configuración yacimiento/fractura, por lo que cualquier modelo propuesto de sistema fractura/yacimiento es, probablemente, demasiado simple.

En éste yacimiento con baja permeabilidad es probable que existan trayectorias naturales de alta permeabilidad/conductividad. Estas son vetas naturales de alta permeabilidad o tal vez fracturas naturales. Se espera que un número de vetas de alta permeabilidad estén presentes en las proximidades de cualquier pozo productor estas no están conectadas al agujero del pozo.

No es necesario que realmente las trayectorias de flujo de alta permeabilidad sean de forma lineal para que resulte como consecuencia la aparición de régimen de flujo “lineal”. Se espera que un régimen de flujo lineal sea observado a lo largo de la trayectoria de flujo de alta permeabilidad la cual es relativamente delgada. Además, no es necesario que solamente una trayectoria de flujo de alta permeabilidad éste presente.

Es posible que una trayectoria de flujo de alta permeabilidad se disgregue en una serie de redes de trayectorias “lineales” y todavía mostrar un régimen de flujo lineal. (Estas afirmaciones son un tanto especulativas, aunque parecen intuitivas. Esto sería motivo de un trabajo de investigación en un futuro cercano: determinación de diversas configuraciones de yacimientos y sus correspondientes trayectorias de flujo con alta permeabilidad que resultan en manifestar regímenes de flujo lineal y bilineal).

En resumen, una idea que puede inferirse del análisis transitorio es que la función de la fractura hidráulica puede tener alguna conexión del agujero del pozo productor con alguna trayectoria de flujo de alta permeabilidad. Si esto fuese correcto, se procede a crear fracturamiento hidráulico para “llegar” en la medida de lo posible a conectarse con un gran número de trayectorias de alta permeabilidad.

6.3 Daño en la formación o el efecto al comienzo del régimen de flujo

Las metodologías para el análisis de la producción se aplican en pozos productores fracturados con fracturas de conductividad infinita. En la Ec. 6.1, se detecta que cuando la permeabilidad de la formación es extremadamente baja, la conductividad de la fractura es relativamente alta en varios casos.

$$F_{CD} = \frac{k_f w}{k x_f} \dots\dots\dots(6.1)$$

Si la conductividad de la fractura es considerablemente baja (F_{CD} menos de 50) se detecta un factor de daño en el desarrollo de la producción de largo plazo. Éste comportamiento presentado en un masivo fracturamiento hidráulico en pozos productores de gas con baja permeabilidad se ha estudiado por diversos autores²⁵.

En la geometría de flujo lineal, éste tipo de comportamiento es reconocido mediante la no intersección en cero de la línea recta en la gráfica especializada de la caída de la pseudo-presión contra la raíz cuadrada del tiempo, $\Delta m(p) / q_g$ vs. \sqrt{t} .

En los casos de campo presentados en éste trabajo, esta no intersección en cero de la línea recta en el régimen de flujo lineal es el resultado de cualquier tipo de daño en la formación o del efecto al comienzo del régimen de flujo. Esta no intersección en cero de la línea recta fue detectada en el pozo escuela 3, en los pozos productores *a, b, c, d, e* y *f* del campo escuela 1 la cual es interpretada como un retraso en el flujo lineal tardío debido a los efectos antes de la presencia de los regímenes de flujos lineal y bilineal.

Por otro lado, en los pozos escuela 1 y escuela 2 no existe la no intersección en cero de la línea recta o es muy próxima a cero. Sin embargo, se debe de tener en cuenta que en el pozo escuela 2 los efectos de la apertura a la producción de un nuevo pozo productor interrumpe el comportamiento durante el tiempo de cierre. Un régimen de flujo bilineal fue detectado al comienzo del flujo en las pruebas de acumulación realizadas al pozo escuela 2, implicando que la conductividad de la fractura fuera reducida²⁰. Aún, éste régimen de flujo bilineal no se ha detectado en el prolongado tiempo de desarrollo en la producción del pozo escuela 2.

6.4 Resumen

Primero, se presenta una revisión de las metodologías de análisis de la producción para pozos productores de gas en yacimientos de gas con baja permeabilidad. Se discute el uso de las técnicas de superposición del tiempo para enderezar o suavizar los datos de presión-producción. Segundo, se describe una metodología de análisis de la producción para ser aplicada en yacimientos de gas convencionales y con baja permeabilidad. Por último, se presenta una discusión referente a la existencia de diversos modelos físicos con la finalidad de explicar la causa de desarrollo de regímenes de flujo lineal y de flujo bilineal con base en datos reales de presión-producción.

CAPÍTULO VII

CONCLUSIONES

Una revisión completa de la literatura técnica indica que se ha hecho bastante énfasis en el análisis para pruebas de pozo en cuanto al comportamiento a largo plazo en yacimientos de aceite y convencionales de gas. La literatura técnica petrolera necesita metodologías gráficas y analíticas, confiables y sistemáticas para el análisis y pronóstico del comportamiento de la producción con las geometrías de flujo en el período transitorio y dominado por la frontera externa en yacimientos de gas con baja permeabilidad.

Los principales objetivos de éste trabajo son: (1) presentar los fundamentos teóricos concernientes a la ingeniería de yacimientos de gas, (2) la derivación de las ecuaciones de interpretación para los diferentes regímenes de flujo detectados en yacimientos de gas con baja permeabilidad, la técnica de superposición del tiempo y tres escenarios físicos para flujo lineal de larga duración en pozos en yacimientos de gas con baja permeabilidad, (3) mostrar el desarrollo de un catálogo confiable, sencillo y paso a paso de las metodologías gráficas y analíticas para el análisis de datos de presión-producción obtenidos de pozos en yacimientos de gas con baja permeabilidad con el fin de proporcionar estimaciones de algunos valores del yacimiento, tales como, el volumen original de gas, G , las reservas probadas o recuperables de gas, la conductividad de la formación, kh , la permeabilidad de la formación, k , el área de sección transversal, A_c , el daño a la formación, s , el efecto temprano del régimen de flujo, el área de drene del pozo, A , el volumen de poro asociado al área de drene, V_p , etc. (4) aplicar las metodologías gráficas y analíticas de análisis de la producción en pozos productores reales en yacimientos de gas con baja permeabilidad y (5) validar los resultados estimados en estos pozos productores de gas mediante el uso de la simulación numérica.

Como parte del objetivo principal de éste trabajo se presentan diferentes metodologías para analizar datos reales de producción de pozos de gas para yacimientos homogéneos e isotrópicos. Los conceptos presentados aquí son completamente generales y se aplican a una amplia variedad de condiciones de flujo en yacimientos de gas. Sin embargo, el trabajo se enfocó sobre el análisis a largo plazo en pozos productores de gas en yacimientos de gas con baja permeabilidad.

7.1 Conclusiones

Éste trabajo presenta los resultados de un estudio sistemático con respecto al análisis de la producción en yacimientos de gas con baja permeabilidad. De éste trabajo, resultan las siguientes conclusiones.

1. La exposición de forma didáctica de los fundamentos esencialmente necesarios para éste trabajo, es decir, se complementó, mejoró y se generó información con base en el trabajo de investigación realizado por Arévalo¹⁶⁶ referente al comportamiento de la producción de larga duración en yacimientos de gas con baja permeabilidad con el objeto de comprender y aplicar las metodologías para el estudio e interpretación de la producción de pozos en éste tipo de yacimientos.
2. Se describe un catálogo confiable, sencillo y gradual de metodologías para analizar datos reales de producción de pozos en yacimientos de gas con baja permeabilidad. Las metodologías fueron desarrolladas para yacimientos homogéneos e isotrópicos bajo cualesquiera de las condiciones de flujo: presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y gasto de flujo constante de gas, q_g .
3. El catálogo de análisis de la producción incluye una serie de gráficas de diagnóstico de flujo, gráficas especializadas y fórmulas analíticas sencillas para detectar y caracterizar diferentes regímenes de flujo, así como, para estimar algunas propiedades del yacimiento, el volumen original de gas, G y las reservas probadas o recuperables de gas.
4. Se cumple con uno de los objetivos el cuál es utilizar ésta tesis como material didáctico tanto para el programa de estudio de la carrera de ingeniería petrolera que se imparte en la UNAM en su materia obligatoria “Ingeniería de Yacimientos de Gas” y de su materia optativa dentro del bloque denominado “Yacimientos de Gas” de nombre

“Yacimientos de Gas de Baja Permeabilidad” y como material de consulta para la persona que se interese en éste tipo de yacimientos.

Con base en escenarios de flujo transitorio a largo plazo y en diferentes metodologías para el análisis de producción y sus aplicaciones, se señalan las siguientes conclusiones específicas.

7.1.1 Gráficas de diagnóstico de flujo y geometrías de flujo

Las conclusiones son las siguientes:

1. Para soluciones homogéneas en yacimientos infinitos ambas condiciones de explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y a gasto de flujo de gas constante, q_g se utilizan sí: (A) se detecta flujo lineal en las líneas rectas, si en las gráficas de diagnóstico de flujo con ejes log-log de $\Delta m(p)/q_g$, $t[\Delta m(p)/q_g]$, y G_p vs. tiempo, muestran el valor de media pendiente, (B) un flujo bilineal se detecta si en las líneas rectas, en las gráficas de diagnóstico de flujo de $\Delta m(p)/q_g$ y $t[\Delta m(p)/q_g]$ vs. tiempo, muestran el valor de un cuarto de pendiente, y la línea recta en la gráfica doble logarítmica de G_p vs. tiempo muestra una pendiente con valor de tres cuartos, (C) se identifica un flujo radial si en la línea recta, en la gráfica de diagnóstico de flujo con ejes log-log de $t[\Delta m(p)/q_g]$ vs. tiempo, muestra un valor de pendiente cero, y la línea recta en la gráfica de diagnóstico de flujo de G_p vs. tiempo muestra una pendiente con un valor de alrededor de 0.9 y (D) un flujo esférico se detecta si en la línea recta, en la gráfica de diagnóstico de flujo doble logarítmica de $t[\Delta m(p)/q_g]$ vs. tiempo, muestra un valor de media pendiente negativa, y la línea recta en la gráfica de diagnóstico de flujo de G_p vs. tiempo muestra un valor de pendiente de tres medios.
2. Las expresiones para el análisis de flujo lineal a largo plazo (con la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf}) son distintas que las de análisis de acumulación (con la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g).
3. El análisis de la producción de flujo transitorio a largo plazo de pozos en yacimientos de gas con baja permeabilidad ha demostrado que modelos físicos diferentes en el

yacimiento ceden al mismo comportamiento de presión y producción (solución única y/o dilema singular). Una combinación del análisis de la producción, información geológica y geofísica (por ejemplo, un enfoque de integración) se requiere para explicar y seleccionar el modelo de interpretación que se utiliza dentro de los estudios en la simulación de yacimientos.

4. En el comienzo de flujo lineal temprano la estimación de k_1 en $\sqrt{k_1 A_{c1}}$ y el daño de la cara de la fractura, s_f , en $k_1 \sqrt{A_{c1}}$, son difíciles, a menos que A_{c1} se conozca de forma independiente (ver las fórmulas de la Tabla 4-11 del Capítulo IV).
5. En la geometría de flujo lineal tardío, el cálculo de k en $\sqrt{k A_c}$ y el daño en la formación para el efecto al comienzo del régimen de flujo, b , en $k \sqrt{A_c}$ son difíciles, a menos que A_c se conozca de forma independiente (ver las fórmulas de la Tabla 4-3 del Capítulo IV).
6. La determinación de k en $\sqrt{k A_c}$ depende de que modelo geométrico que se utiliza (ver la Tabla 4-4).
7. El área de drene, A , se estima directamente si el efecto de la frontera externa del yacimiento se ha detectado. Esta área de drene sería de un valor mínimo de estimación si el flujo transitorio todavía actúa de forma infinita. Para éste procedimiento el conocimiento de la permeabilidad, k , no es indispensable.
8. El volumen de poro, V_p y el volumen original de gas, G se evalúan directamente si el efecto de la frontera externa se ha detectado. Estos valores de V_p y de G serían valores mínimos si los flujos transitorios (flujos radial, lineal y bilineal) todavía son de actuar infinito. No se requiere conocer la información referente a la permeabilidad de la formación, espesor, porosidad y del área de drene.
9. El volumen original de gas, G se determina con precisión sin tener conocimiento de la permeabilidad, k , la porosidad, ϕ y del espesor, h .
10. La determinación más sencilla del volumen de poro, V_p y del volumen original de gas, G sin el conocimiento de la ϕ , k , h y A es una buena ventaja, desde que estas propiedades no están a menudo disponibles en los yacimientos de gas con baja permeabilidad.

11. Si la presión de fondo fluyendo, p_{wf} y el gasto de flujo de gas, q_g están variando durante el tiempo de producción, la visualización de la técnica de la superposición del tiempo es más estable que la basada sobre la técnica convencional del tiempo.
12. Las principales desventajas de la técnica de superposición del tiempo son las siguientes: (1) todos los tiempos de producción dependen del régimen de flujo seleccionado para ser analizado y (2) esto no es linearizar la parte derecha en la ecuación de difusividad para flujo real de gas.
13. En cuanto a los escenarios para régimen de flujo lineal de largo plazo de pozos en yacimientos de gas con baja permeabilidad se tienen las conclusiones siguientes: (1) El flujo lineal de largo plazo de pozos en yacimientos de gas con baja permeabilidad se desarrolla y controla debido a grandes radios de anisotropía. Una de las causas más importantes de la permeabilidad anisotrópica es la presencia de fracturamiento natural en el yacimiento. Estas fracturas naturales tienden a ser paralelas al plano de fractura y ayuda al flujo lineal, incluso si la longitud de la fractura fuese limitada. (2) El flujo lineal a largo plazo detectado en todas las simulaciones numéricas realizadas en los sistemas de fracturas naturales paralelas en una matriz en yacimientos de gas con baja permeabilidad y en las vetas de alta permeabilidad en formaciones de gas con baja permeabilidad. (3) En yacimientos de gas con baja permeabilidad el comportamiento del flujo lineal a través del sistema de fracturas naturales paralelas es como el comportamiento de flujo lineal en un sistema homogéneo. (4) Un pozo de gas fracturado en una formación de gas con baja permeabilidad causa flujo lineal de largo plazo perpendicular a la fractura cuando la mitad de la longitud de la fractura, x_f continua y se extiende a la frontera de drene del pozo. (5) La caída de presión en capas de alta permeabilidad dentro de una formación de baja permeabilidad causa flujo lineal vertical de largo plazo dentro de la capa de alta permeabilidad.

7.1.2 Ejemplos de campo. Las conclusiones son las siguientes:

14. La aplicación de las metodologías gráficas y analíticas presentadas demuestran que estos procedimientos son efectivos en el análisis de datos reales de pozos en yacimientos de gas con baja permeabilidad.

15. Datos reales de campo muestran flujos transitorios de largo plazo (formación lineal y/o bilineal) con límite por años, en un gran número de pozos que están produciendo en yacimientos de gas con baja permeabilidad.
16. Varios pozos en yacimientos de gas con baja permeabilidad con tratamientos de fractura exhiben solamente formación de flujo lineal y/o bilineal y no muestran flujo pseudo-radial como se espera debido al fracturamiento hidráulico.
17. El flujo transitorio de larga duración y las fracturas cortas de longitud media en varios pozos hidráulicamente fracturados sugieren la necesidad de desarrollar en campos de gas con baja permeabilidad espaciamientos mínimos entre los pozos. El incremento del largo de las fracturas hidráulicas es para llegar tan lejos como sea posible y conectar con el mayor número posible de trayectorias de flujo de alta permeabilidad. Esto se muestra en la **Fig 7-1**.
18. Pruebas tradicionales de pozos en yacimientos de gas con baja permeabilidad frecuentemente requieren de mucho tiempo de prueba a fin de que la presión pueda alcanzar las regiones al comienzo e intermedias del yacimiento.
19. El flujo esférico no fue detectado en los casos históricos o de campo estudiados.

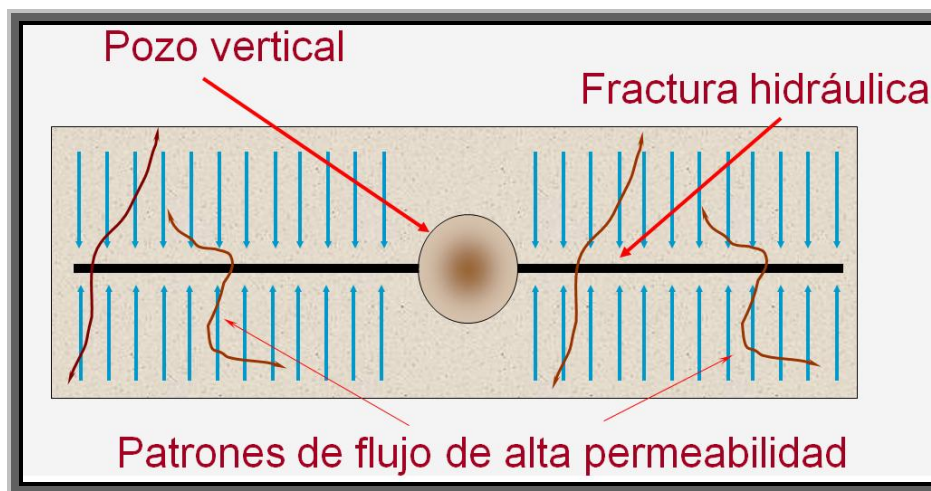


Fig. 7-1 – Ilustración que muestra el incremento de la longitud de la fractura para tratar de alcanzar y conectar los canales de alta permeabilidad.

7.2 Las limitaciones de éste trabajo

1. Las ecuaciones de interpretación solo aplican a flujo de gas.
2. Estas fórmulas se derivaron de soluciones analíticas suponiendo las condiciones de flujo a gasto de flujo constante de gas, q_g y a presión de fondo fluyendo constante, P_{wf} .
3. Existe una variación crítica de los datos de producción causado por problemas operacionales y bastantes cierres del pozo, los cuales tienden a complicar el análisis de la producción.

7.3 Recomendaciones y trabajos futuros por realizar en relación al análisis de la producción en yacimientos de gas

Con base a los temas de éste trabajo y a la discusión del Capítulo VI, las siguientes recomendaciones y el trabajo futuro por realizar serán hechas con el fin de mejorar las metodologías desarrolladas para la estimación de algunas de las propiedades del yacimiento, el volumen original de gas, G y el pronóstico de las tendencias de producción.

1. El uso de las gráficas de diagnóstico de flujo con ejes log-log de $\Delta m(p)/q_g$, G_p y $t[\Delta m(p)/q_g]$ vs. tiempo se recomienda para detectar regímenes de flujo con datos reales en pozos de gas en yacimientos de baja permeabilidad.
2. La aplicación de las técnicas basadas en los principios de superposición se recomienda extensamente para analizar el comportamiento de la producción de larga duración en pozos de gas sometidos a variaciones en cuanto al gasto de flujo de gas y a las presiones, así como a los cierres de pozo en forma periódica.
3. Un ajuste total de la historia con simulación de yacimientos, que propiamente describe el comportamiento transitorio de largo plazo identificado en algunos yacimientos de gas de baja permeabilidad se utiliza para verificar y/o modificar el análisis desarrollado con estas metodologías de análisis de la producción.
4. El volumen original de gas, G verdadero y el pronóstico de la producción serán corregidos con una función de normalización del tiempo si la frontera del yacimiento es alcanzada.

5. Una metodología para mejorar la estimación del volumen de poro, V_p y del volumen original de gas, G se requiere si dos o más fronteras externas son alcanzadas. Esto se muestra en la **Fig. 7-2**.

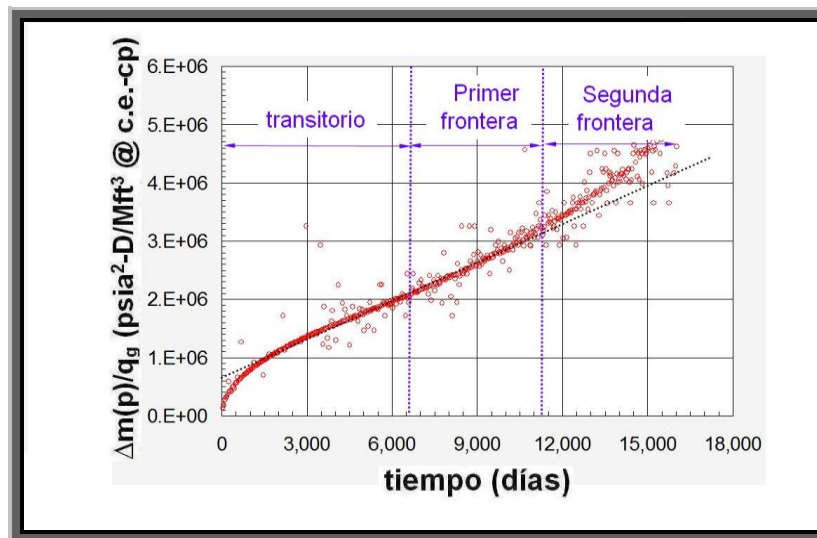


Fig. 7-2 – Esbozo que muestra la posibilidad de alcanzar dos o más fronteras externas después del período de flujo transitorio.

6. Es necesaria la determinación de varias configuraciones en cuanto a yacimientos y trayectorias de flujo con alta permeabilidad que resultan en flujo lineal y flujo bilineal. **Fig. 7-3**.
7. Se requiere de un procedimiento para no tomar en cuenta la no linealidad de la ecuación de difusión para el gas cuando el pronóstico de la producción se utiliza en flujo dominado por la frontera externa en yacimientos de gas con baja permeabilidad. Los errores en la tendencia de producción pueden ser anticipados utilizando el método del pronóstico del gasto de gas descrito en éste trabajo.
8. Son necesarias las soluciones numéricas, analíticas, semi-analíticas para la condición de explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} para los regímenes de flujo bilineal y esférico.
9. Funciones específicas para separar cada régimen de flujo en la técnica de superposición del tiempo son requeridas con el fin de hacer el procedimiento de la superposición del tiempo más estable y real. **Fig. 7-4**.

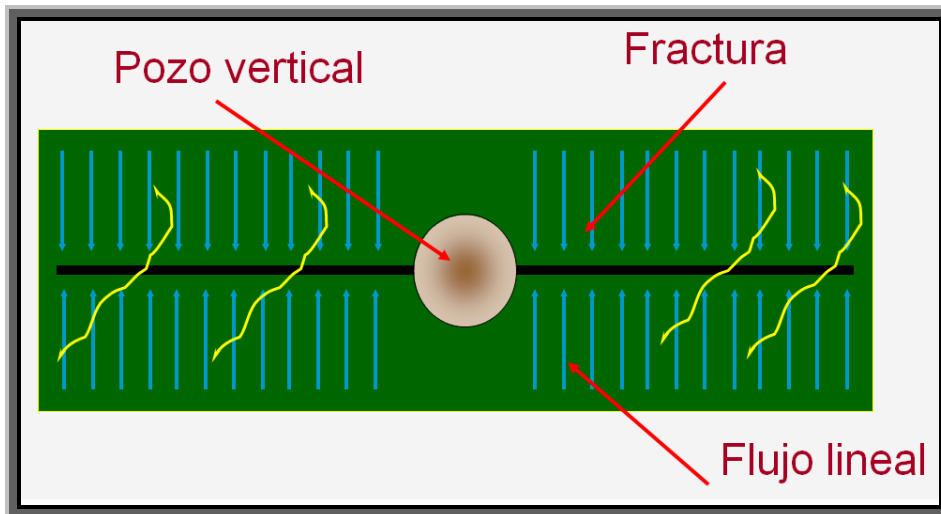


Fig. 7-3 – Diagrama que muestra el requerimiento de caracterizar los yacimientos y patrones de flujo de alta permeabilidad que resultan en flujo transitorio.

10. Un método para mejorar la estimación del volumen original de gas, G en flujo dominado por la frontera externa (variación de las propiedades del gas). **Fig 7-5.**

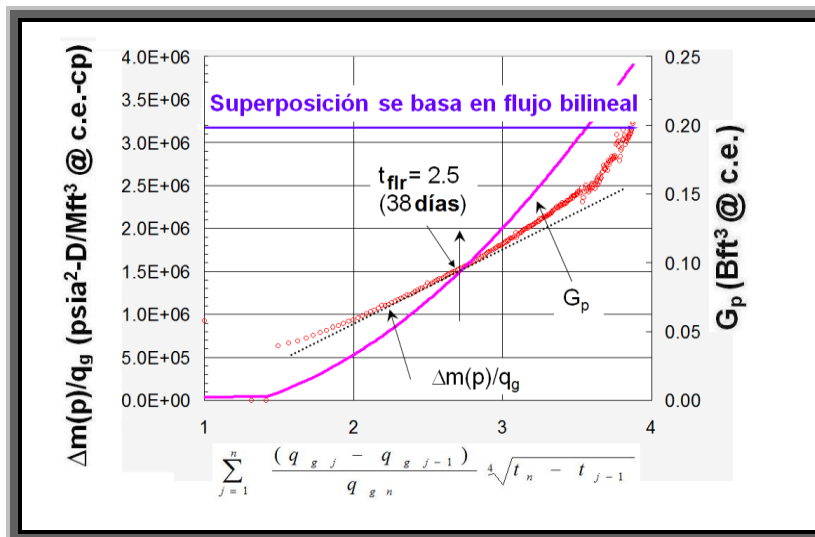


Fig. 7-4 – Gráfica que muestra la necesidad de utilizar funciones especiales para separar cada tipo de flujo en el tiempo de superposición.

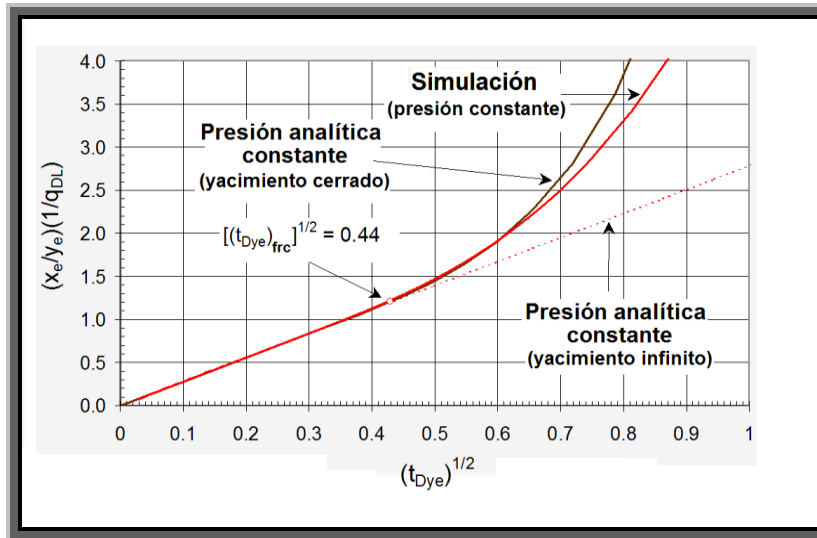


Fig. 7-5 – Gráfica que muestra la posibilidad de usar un método para mejorar el cálculo del volumen original de gas, G cuando el flujo es dominado por la frontera externa.

11. Ampliar las metodologías gráficas y analíticas para el análisis de la producción en cuanto a examinar datos de producción de pozos en yacimientos de gas con baja permeabilidad dentro de yacimientos de doble porosidad y/o naturalmente fracturados.

Fig. 7-6.

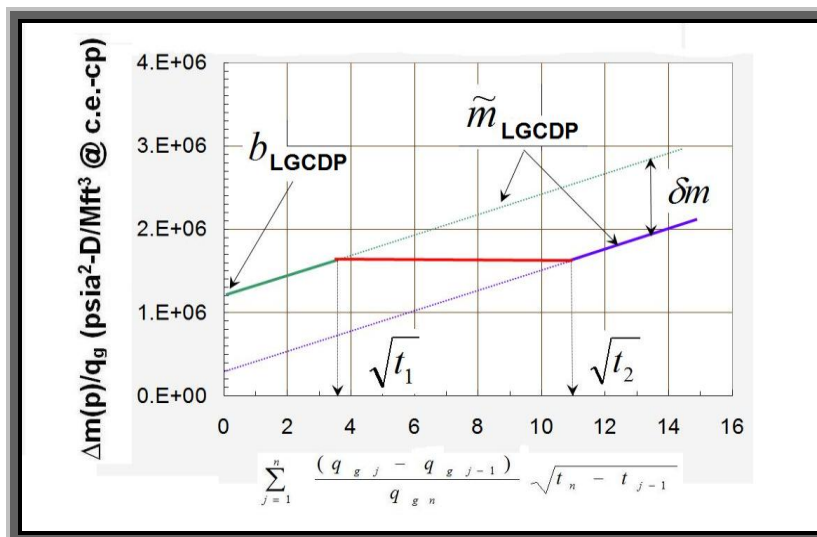


Fig. 7-6 – Gráfica especializada para flujo lineal en estado pseudo-estacionario (PSS) en matriz de yacimientos de doble porosidad.

NOMENCLATURA

Variables

- A = área de drene del pozo, L^2 , [ft², acres].
- A_c = área de sección transversal al flujo definida en la Tabla 4.4 del Capítulo IV, L^2 , [ft²] o sección transversal en un medio rectangular, ($=hL$), [in², cm²].
- A_{c1} = área de sección transversal a lo largo de la trayectoria de flujo de alta permeabilidad, ft², [$A_{c1} = 2h_f w$].
- A_{fb} = área de sección transversal para la fractura por unidad de volumen mol, L^2 , [ft², acres].
- b = exponente de declinación en las curvas tipo de gasto de Arps, [fracción].
- b = daño a la formación o el efecto del régimen de flujo al principio, [adimensional].
- b_{LPC} = intersección al origen para p_{wf} evaluada desde el comienzo de la línea recta sobre la gráfica de $\Delta m(p)/q_g$ vs. \sqrt{t} [$psia^2 - D/Mft^3$ @c.e. - cp].
- b_{RPC} = intersección al origen para la constante de p_{wf} evaluada de la línea recta en la gráfica de $\Delta m(p)/q_g$ vs. $\log(t)$, [$psia^2 - D/Mft^3$ @c.e. - cp].
- b_{BGC} = intersección al origen para la constante q_g evaluada de línea recta de la gráfica de $\Delta m(p)/q_g$ vs. $\sqrt[4]{t}$, [$psia^2 - D/Mft^3$ @c.e. - cp].
- b_{RGC} = intersección al origen para la constante q_g evaluada de la línea recta de la gráfica de $\Delta m(p)/q_g$ vs. $\log(t)$, [$psia^2 - D/Mft^3$ @c.e. - cp].
- b_{EGC} = intersección al origen para la constante q_g evaluada de la línea recta de la gráfica de $\Delta m(p)/q_g$ vs. $1/\sqrt{t}$, [$psia^2 - D/Mft^3$ @c.e. - cp].
- b_{FPC} = intersección al origen para la constante p_{wf} evaluada de la línea recta de la gráfica de $[\Delta m(p)/q_g]$ vs. t , [$psia^2 - D/Mft^3$ @c.e. - cp].
- B = factor de volumen de la formación.
- B_{gi} = factor de volumen inicial de formación, L^3/L^3 , [Mft^3 @c.y./ Mft^3 @c.e.].

- b_{FGC} = intersección al origen para el PSS (constante q_g) evaluada de la línea recta de la gráfica de $\Delta m(p)/q_g$ vs. t , [$psia^2 - D/Mft^3 @c.e. - cp$].
- c = constante de integración.
- c, d, e, f = agrupación de parámetros.
- C_A = factor de forma de Dietz's, adimensional.
- c_f = compresibilidad de formación (roca), Lt^2/m , [$psia^{-1}$].
- c_g = compresibilidad del gas, Lt^2/m , [$psia^{-1}$].
- CO_2 = bióxido de carbono, fracción mol.
- c_t = compresibilidad total del sistema, Lt^2/m , [$psia^{-1}$], [= $c_g S_g + c_o S_o + c_w S_w + c_f$].
- c_w = compresibilidad del agua, Lt^2/m , [$psia^{-1}$].
- d_A, d_B = espacio entre las fracturas para los grupos A, B, ..., L [in, cm, ft].
- dp/dL = gradiente potencial en la dirección de flujo, psi/in, [atm/cm].
- dp/dx = gradiente de presión a lo largo de x en lo que se refiere al punto v , atm/cm, dinas/cm²/cm.
- F = fuerza.
- F_{CD} = conductividad adimensional de la fractura [= $k_f w/kx_f$].
- g = aceleración de la gravedad, [= 980.665 cm/seg^2].
- G_p = producción de gas acumulada, L^3 , [$Bft^3 @c.e.$].
- h = espesor neto del yacimiento, (h_{neto}), L, [ft].
- h = altura vertical perpendicular al gradiente de presión, L, [in, cm].
- h_1 = altura de la trayectoria de flujo de alta permeabilidad, L, [ft].
- h_f = espesor de la fractura, L, [cm, ft].
- H_2S = ácido sulfhídrico, [fracción mol].
- h_{TOTAL} = espesor neto total del yacimiento en un yacimiento estratificado, L, [ft].
- I.D. = diámetro interno del tubo, L, [pulgadas].
- J_g = índice de productividad para el pozo de gas, $L^4/t^2/m$, [$Mft^3 - cp @D - psia$].
- k = permeabilidad del yacimiento, L^2 , [md].
- k_a = permeabilidad anisotrópica, L^2 , [md].
- \bar{k} = permeabilidad promedio en un medio anisotrópico, L^2 , [md].

- k_1 = permeabilidad de la trayectoria de flujo de mayor permeabilidad, L^2 , [md].
- k_f = promedio de la permeabilidad de la fractura (fractura contemplada a volumen mol), L^2 , [md].
- k_m = permeabilidad de la matriz de una roca homogénea, L^2 , [md].
- k_{mf} = permeabilidad del sistema matriz-fractura en dirección del gradiente de presión, L^2 , [md].
- k_{veta} = permeabilidad de la veta de alta permeabilidad, L^2 , [md].
- k_x = máxima permeabilidad o permeabilidad en la dirección x, L^2 , [md].
- k_y = mínima permeabilidad o permeabilidad en la dirección y, L^2 , [md].
- k_z = dirección en la permeabilidad en z, L^2 , [md].
- (kw_f) = conductividad de la fractura [adimensional].
- kh = capacidad de flujo.
- L = distancia a la frontera para yacimientos lineales definidos en la Tabla 4-4, L, [ft].
- L = longitud durante la cual existe pérdida de presión, distancia, L, [in, cm].
- L_f = Longitud media de la fractura, L, [ft].
- m = metros.
- md = milidarcy.
- mg = miligramos.
- $m(p)$ = pseudo-presión del gas real, m/Lt^3 , [psia²/cp].
- $m(\bar{p})$ = pseudo-presión del gas real a la presión promedio del yacimiento, m/Lt^3 , [psia²/cp].
- $m(p)_D$ = función de pseudo-presión del gas real adimensional, m/Lt^3 , [psia²/cp].
- $m(p_i)$ = pseudo-presión del gas real a la presión inicial, m/Lt^3 , [psia²/cp].
- $m(p_{wf})$ = pseudo-presión del gas real a presión de fondo fluyendo constante, m/Lt^3 , [psia²/cp].
- \bar{m}_{LPC} = pendiente para la constante p_{wf} evaluada del comienzo de la línea recta de la gráfica $\Delta m(p)/q_g$ v.s. \sqrt{t} , [psia² - $D^{1/2}$ / Mft^3 - cp].

- \tilde{m}_{RPC} = pendiente para la constante p_{wf} evaluada de la línea recta en una gráfica de $\Delta m(p)/q_g$ vs. $\log(t)$, [$psia^2 / Mft^3 @c.e. - cp$].
- \tilde{m}_{BGC} = pendiente para la constante q_g evaluada de la línea recta en una gráfica de $\Delta m(p)/q_g$ vs. $\sqrt[4]{t}$, [$psia^2 - D^{3/4} / Mft^3 - cp$].
- \tilde{m}_{LGC} = pendiente para la constante q_g evaluada desde el comienzo de la línea recta en una gráfica de $\Delta m(p)/q_g$ vs. \sqrt{t} , [$psia^2 - D^{1/2} / Mft^3 - cp$].
- \tilde{m}_{RGC} = pendiente para constante q_g evaluada de la línea recta en una gráfica de $\Delta m(p)/q_g$ vs. $\log(t)$, [$psia^2 / Mft^3 - cp$].
- m_{DL} = pseudo-presión adimensional del gas real a gasto de flujo constante de gas
[$= \sqrt{k} A_c \Delta m(p) / 1424 q_g T$].
- m_{Dr} = pseudo-presión adimensional del gas real a gasto de flujo constante de gas para flujo radial [$= \sqrt{k} A_c \Delta m(p) / 1424 q_g T$].
- \tilde{m}_{FPC} = pendiente para constante p_{wf} evaluada de la línea recta en una gráfica de $\log[\Delta m(p)/q_g]$ vs. t , [$psia^2 / Mft^3 - cp$].
- \tilde{m}_{FGC} = pendiente para estado pseudo-estacionario evaluada en la gráfica de $\Delta m(p)/q_g$ vs. t , [$psia^2 / Mft^3 - cp$].
- \tilde{m}_{wD} = pseudo-presión adimensional en flujo radial [$= (\ln(t_D) + 0.8097) / 2 + 2s$].
- m_{wD} = caída de la presión adimensional para el caso de gases con la condición de explotación a gasto de flujo constante de gas.
- m_{wDL} = caída de la presión adimensional para flujo lineal en el caso de gases con la condición de explotación a gasto de flujo constante de gas.
- m_{wDLT} = caída de la presión adimensional para flujo lineal temprano en el caso de gases con la condición de explotación a gasto de flujo constante de gas.
- m_{wDB} = caída de la presión adimensional para flujo bilineal en el caso de gases con la condición de explotación a gasto de flujo constante de gas.

m_{WD} = caída de la presión adimensional para flujo radial en el caso de gases con la condición de explotación a gasto de flujo constante de gas.

m_{WDE} = caída de la presión adimensional para flujo esférico en el caso de gases con la condición de explotación a gasto de flujo constante de gas.

m_{WDFGC} = caída de la presión adimensional para flujo dominado por la frontera externa en el caso de gases con la condición de explotación a gasto de flujo constante de gas.

$1/m_{WD}$ = caída de la presión adimensional para el caso de gases con la condición de explotación a presión de fondo fluyendo constante.

$1/m_{WDL}$ = caída de la presión adimensional para flujo lineal en el caso de gases con la condición de explotación a presión de fondo fluyendo constante.

$1/m_{WDLT}$ = caída de la presión adimensional para flujo lineal temprano en el caso de gases con la condición de explotación a presión de fondo fluyendo constante.

$1/m_{WD}$ = caída de la presión adimensional para flujo radial en el caso de gases con la condición de explotación a presión de fondo fluyendo constante.

m_{WDFPC} = caída de la presión adimensional para flujo dominado por la frontera externa en el caso de gases con la condición de explotación a presión de fondo fluyendo constante.

n_{vetas} = número de vetas de alta permeabilidad.

N_2 = nitrógeno, [fracción mol].

N = aceite original en el lugar, L^3 , [*Barriles@c.e.*].

N_p = aceite acumulado producido, L^3 , [*Barriles@c.e.*].

G = volumen de gas original (G), L^3 , [*Bft^3@c.e.*].

p = presión absoluta, m/Lt^2 , [psia].

P,Q,R = constantes para una determinada roca homogénea fracturada.

$p_1 - p_2$ = pérdida de la presión sobre la longitud L (= dp), dinas/cm², [psi, atm].

\bar{p} = presión promedio del yacimiento, m/Lt^2 , [psia].

p_{cs} = presión a condiciones estándar = 14.596 psi.

p_i = presión inicial del yacimiento, m/Lt^2 , [psia].

PSS = flujo en estado pseudo-estacionario.

- p_{wf} = presión de fondo fluyendo, (BHFP), m/Lt^2 , [psia].
- p_{tf} = presión en superficie fluyendo en la tubería de producción, (WHFP), m/Lt^2 , [psia].
- P_{WDL} = presión adimensional para régimen de flujo lineal para el caso de líquidos con la condición de explotación a gasto de flujo constante de líquido.
- P_{WDLT} = presión adimensional para régimen de flujo lineal temprano para el caso de líquidos con la condición de explotación a gasto de flujo constante de líquido.
- P_{WDB} = presión adimensional para régimen de flujo bilineal para el caso de líquidos con la condición de explotación a gasto de flujo constante de líquido.
- P_{WD} = caída de presión adimensional para régimen de flujo radial para el caso de líquidos con la condición de explotación a gasto de flujo constante de líquido.
- P_{WDE} = presión adimensional para régimen de flujo esférico para el caso de líquidos con la condición de explotación a gasto de flujo constante de líquido.
- P_{WDFGC} = presión adimensional para régimen de flujo dominado por la frontera externa para el caso de líquidos con la condición de explotación a gasto de flujo constante de líquido (PSS).
- q = gasto de flujo volumétrico, L^3/t , [cm^3/seg].
- q_m = gasto volumétrico de flujo en el sistema matriz de roca, L^3/t , [cm^3/seg].
- q_D = presión adimensional en flujo radial para la constante p_{wf} , [$= 2/(\ln(t_D) + 0.8097)$].
- q_{Ddi} = gasto integral de declinación adimensional.
- q_{Ddid} = gasto integral-derivado de declinación adimensional.
- q_{Dd} = gasto de declinación adimensional [$= 1424q_g T / kh\Delta m(p)$].
- q_{DL} = gasto de flujo adimensional [$= 1424q_g T / kh\Delta m(p)$].
- $1/q_{DL}$ = gasto de flujo adimensional a presión de fondo fluyendo constante.
- $\frac{1}{q_{Dr}}$ = gasto de flujo adimensional a presión de fondo fluyendo constante para flujo radial.

$\frac{1}{q_{WDL}}$ = presión adimensional para régimen de flujo lineal para el caso de líquidos con la condición de explotación a presión de fondo fluyendo constante.

$\frac{1}{q_{WDLT}}$ = presión adimensional para régimen de flujo lineal temprano para el caso de líquidos con la condición de explotación a presión de fondo fluyendo constante.

$\frac{1}{q_{WD}}$ = presión adimensional para régimen de flujo radial para el caso de líquidos con la condición de explotación a presión de fondo fluyendo constante.

q_{WDFPC} = presión adimensional para régimen de flujo dominado por la frontera externa para el caso de líquidos con la condición de explotación a presión de fondo fluyendo constante.

q_f = gasto de flujo volumétrico en un sistema de fracturas, L³/t, [cm³/seg].

q_g = gasto de flujo de gas, L³/t, [cm³/seg].

q_L = gasto de flujo constante de líquido.

Ra = parámetro de agrupación.

r_D = radio de drene adimensional.

r_e = radio de drene del yacimiento, L, [ft].

$r_e D$ = radio de drene adimensional, [= r_e / r_{wa}].

r_i = radio inicial, L, [ft].

r_{inv} = radio de investigación, L, [ft].

r_{esf} = radio equivalente de la esfera, L, [ft].

VY = volumen del yacimiento, L³, [MMft³@c.y.].

r_w = radio del agujero del pozo, L, [ft].

r_{wa} = radio del agujero del pozo aparente (incluyendo el daño a la formación, etc.), L, [ft].

s = factor de daño, [adimensional].

s = distancia en la dirección del flujo, L, [ft].

- s_1 = daño a la formación o el comienzo del efecto del régimen de flujo, [adimensional].
- s_f = daño de la cara de la fractura, [adimensional].
- S_g = saturación de gas, [fracción].
- S^g = factor de daño efectivo para los pozos de gas o el factor de daño total o aparente.
- S_w = saturación de agua, [fracción].
- T = temperatura del yacimiento, T, [°R].
- t = tiempo, t , [días].
- t_1 = fin de la primera línea recta en una gráfica de $\Delta m(p)/q_g$ vs. función del tiempo.
- t_2 = fin de la segunda línea recta en una gráfica de $\Delta m(p)/q_g$ vs. función del tiempo.
- t_{AD} = tiempo adimensional.
- t_{DA_c} = tiempo adimensional [= $0.00633kt/\phi\mu_g c_i A_c$].
- t_{Dd} = tiempo adimensional de declinación [= $0.00633kt/\phi\mu_g c_i L^2$].
- t_{DL} = tiempo adimensional del gas real [= $0.00633kt/\phi\mu_g c_i L^2$].
- t_{Dxe} = tiempo adimensional [= $0.00633kt/\phi\mu_g c_i x_e^2$].
- t_{er} = fin de la línea recta en una gráfica de tiempo semi-log.
- t_{esr} = fin de la línea recta en una gráfica con la raíz cuadrada del tiempo.
- t_{prod} = tiempo de producción, t , [días].
- T_{cs} = temperatura a condiciones de superficie $60^{\circ}F = 520^{\circ}R$.
- T_{sup} = temperatura en la cabeza del pozo, T, [°R].
- V = volumen molar, L^3 , [$ft^3@c.y.$].
- v = volumen de flujo a través de una unidad de superficie en un volumen poroso en una unidad de tiempo a lo largo de una trayectoria de flujo, L/t, [cm/seg].
- V_p = volumen de poro del yacimiento, L^3 , [$ft^3@c.y.$].
- w_A, w_B = ancho de las fracturas en los sistemas A, B, ..., L, [ft].
- w_f = ancho de la fractura, (w), L, [ft].
- x_e = distancia del pozo a la frontera externa, L, [ft].

- x_f = longitud media de la fractura, L, [ft].
- X_{NUEVA} = distancia isotrópica equivalente a lo largo de la dirección x, L, [ft].
- y_D = distancia adimensional [= y/x_e], [= $y/\sqrt{A_c}$].
- y_e = distancia de la fractura hidráulica a la frontera externa, L, [ft].
- y_{inv} = investigación de la distancia de drenado, L, [ft].
- Y_{NUEVA} = distancia isotrópica equivalente a lo largo de la dirección y, L, [ft].
- z = coordenada vertical, considerada positiva hacia abajo (Apéndice A), L, [cm].
- z = factor de compresibilidad del gas.
- \bar{z} = promedio del factor de compresibilidad del gas.

Abreviaturas

- (A) = Ecuación adimensional.
- (B) = Ecuación para flujo bilineal.
- (E) = Ecuación para flujo esférico.
- (FE) = Ecuación para flujo dominado por la frontera externa.
- (L) = Ecuación para flujo lineal.
- (LT) = Ecuación para flujo lineal temprano.
- (R) = Ecuación para flujo radial.
- (ST) = Superposición del tiempo (convolución).
- (STL) = Superposición del tiempo flujo lineal.
- (STB) = Superposición del tiempo flujo bilineal.
- (STL) = Superposición del tiempo flujo lineal.
- (STR) = Superposición del tiempo flujo radial.
- (STE) = Superposición del tiempo flujo Esférico.
- (STFF) = Superposición del tiempo flujo dominado por la frontera externa
- PCPF = presión en la cabeza del pozo fluyendo.
- PFFP = presión de fondo fluyendo del pozo.

Subíndices

A = sistema A.

LPC = presión de fondo fluyendo constante en flujo lineal.

PC = presión de fondo fluyendo constante.

GC = constante de gasto de flujo de gas.

LGC = constante de gasto de flujo de gas en flujo lineal.

D = adimensional.

di = integral de declinación del gasto.

did = integral-derivada de declinación del gasto.

flr = tiempo real del final de la línea recta en la gráfica semi-log del tiempo.

frc = tiempo real del final de la línea recta en la raíz cuadrada de la gráfica del tiempo.

frb = tiempo real del final de la línea recta en el régimen de flujo bilineal.

flr = tiempo real del final de la línea recta en el régimen de flujo radial.

f = fractura.

fA, fB = conjunto de fracturas.

g = gas.

i = condición inicial (usualmente referida a la presión inicial).

inv = investigación.

m = matriz.

mf = sistema de matriz de fractura.

n = número de temas.

N = número del conjunto de fracturas normales.

v = fuerza viscosa.

x = dirección x.

y = dirección y.

z = dirección z.

Símbolos griegos

α = factor geométrico (forma de los bloques de la matriz).

α'_g = constante de conversión de unidades para el sistema inglés, = 5.03332×10^4 .

α_g = constante = 1424.

α, β, γ = ángulo entre las fracturas en los conjuntos A, B y C, gradiente de presión general.

β_L = factor de conversión de unidades = 2.637×10^{-4} en horas, = 0.00633 en días.

θ = ángulo entre la dirección x y la dirección del gradiente de fractura.

δ = ángulo entre la fractura del conjunto A y la fractura del conjunto B.

η = ángulo entre la fractura del conjunto A y la fractura del conjunto C.

η_{FD} = difusividad de la fractura hidráulica adimensional.

ε = ángulo entre la dirección x y la fractura del conjunto A.

λ = coeficiente de inter-porosidad en un yacimiento de doble porosidad [= $\alpha k_m r_w^2 / k_f$].

ϕ = porosidad, [fracción].

γ_g = gravedad específica del gas (aire = 1).

δ_m = desplazamiento vertical en gráficas en yacimientos de doble porosidad, [psia² - D / Mft³ - cp].

μ_g = viscosidad del gas, m/Lt, [cp].

ρ = densidad del fluido, [lbm/ft³, gm/cm³] (agua = 1).

$\Delta m(p)$ = caída de la pseudo-presión, [psia²/cp], [$m(p_i) - m(p_{wf})$].

Δp = caída de la presión [= $p_i - p_{wf}$], [psi].

ω = radio de almacenamiento en un yacimiento de doble porosidad
 [= $(\phi V c_i)_f / [(\phi V c_i)_f + (\phi V c_i)_m]$].

REFERENCIAS

1. Economides, M.J., Oligney, R.E., y Demarchos, A.S.: "Natural Gas: The Revolution Is Coming," *JPT* (Mayo 2001) 64-71; Artículo SPE 62884.
2. Holditch, S.A.: "Tight Gas Reservoirs", Notas de Clase, Dr. Jorge Alberto Arévalo Villagrán, PETE 689, Departamento de Ingeniería Petrolera, Texas A&M University, College Station, TX (1997).
3. Matthews, C.S. y Rusell, D.G.: *Pressure Buildup and Flow Test in Wells*, serie de monografías, SPE de AIME, Dallas, TX (1967).
4. Ramey, H.J.Jr., Kumar, A., y Gulati, M.S.: *Gas Well Test Analysis under Water Drive Conditions*, Asociación Americana de Gas, Arlington, VA, 312 pp. (1973).
5. Secretaria para la conservación de los recursos energéticos: *Theory and Practice of the Testing of Gas Wells*, 13th ed., Publicación. ERCB-75-34, Calgary, Alberta, 505 pp. (1975).
6. Earlougher, Jr.R.C.: *Advances in Well Test Analysis*, SPE Serie de Monografías, Vol. 5, SPE, Dallas, TX (1977).
7. Aguilera, R.: *Naturally Fractured Reservoirs*, Segunda Edición, Penn Well Books, Tulsa, OK (1995).
8. Streltsova, T.D.: *Well Testing in Heterogeneous Formations*, John Wiley & Sons, NY (1988).
9. Cinco-Ley, H.: "Análisis de Pruebas de Variación de Presión", Notas de clase, Dr. Jorge Alberto Arévalo Villagrán. Departamento de Ingeniería Petrolera, Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), Ciudad de México (1989).
10. Cinco-Ley, H.: "Caracterización de Yacimientos", Notas de clase, Dr. Jorge Alberto Arévalo Villagrán, Departamento de Ingeniería Petrolera, Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), Ciudad de México (1990).
11. Samaniego-Verduzco. F.: "Yacimientos de Gas", Notas de clase, Dr. Jorge Alberto Arévalo Villagrán, Departamento de Ingeniería Petrolera, Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), Ciudad de México (1989).
12. Da Prat G.: *Well Test Analysis for Fractured Reservoirs Evaluation*, Elsevier, Amsterdam (1990).

13. Stanislav, J.F. y Kabir, C.S.: *Pressure Transient Analysis*, Prentice-Hall, Englewood Cliffs, NJ, 287 pp. (1990).
14. Sabet, M.A.: *Well Test Analysis*: Publicaciones del Golfo Co., Houston, TX, 460 pp. (1991).
15. Lee, W.J.: *Well Testing*, Serie de Libros de Texto SPE, Dallas, TX, (1992).
16. Samaniego, V.F. y Cinco-Ley, H.: "Análisis de Pruebas de Pozo en Yacimientos Carbonatados", en: Chilingarian, G.V.: Mazzullo, S.J., y Rieke, H.H. III (Editores), *Carbonate Reservoirs Characterization: A Geologic-Engineering Analysis, Parte II*, Elsevier, NY, 549-689 pp (1992).
17. Horne, R.N.: *Modern Well Test Analysis: A Computer-Aided Approach*, Petroway, inc., Palo Alto, CA (1995).
18. Lee, W.J., Rollins, J.B., Spivey, J.P., Rushing, J.A., Blasingame, T.A., y Johnston, J.L.: *Pressure Transient Testing*, Volúmenes. 1 y 2, Departamento de Ingeniería Petrolera, Univesidad de Texas A&M, College Station, TX (1995).
19. Lee, W.J., y Wattenbarger, R.A.: *Gas Reservoir Engineering*, Serie de Libros de Texto SPE Vol. 5, SPE, Richardson, TX (1996).
20. Wattenbarger, R.A.: "Analysis of Linear Flow into Fractured Wells", reporte, Departamento de Ingeniería Petrolera, Texas A&M University, College Station, TX (1996).
21. Blasingame, T.A.: "Fluid Flow in Petroleum Reservoir", Notas de clase, Dr. Jorge Alberto Arévalo Villagrán, PETE 620, Texas A&M University, College Station, TX (1999).
22. Cinco-Ley, H y Meng, H.Z.: "Pressure Transient Analysis of Wells with Finite Conductivity Vertical Fractures in Double Porosity Reservoirs", Artículo SPE 18172 presentado en el año de 1998 en Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, TX, Octubre 2-5.
23. Kohlhaas, C.A. y Abbot, W.A.: "Application of Linear and Spherical Flow Analysis Techniques to Field Problems-Case Studies", Artículo SPE 11088 presentado en el año de 1982 en Annual Fall Conference and Exhibition, Nueva Orleans, LA, Septiembre 26-29.

24. Stright, D.H. y Gordon, J.I.: "Decline Curve Analysis in Fractured Low Permeability Gas Wells in the Piceance Basin", Artículo SPE/DOE 11640 presentado en 1983 SPE/DOE Low Permeability Symposium, Denver, CO, Marzo 14-16.
25. Agarwal, R.G., Carter, R.D., y Pollock, C.B.: "Evaluation and Performance Prediction of Low-Permeability Gas Wells Simulated by Massive Hydraulic Fracturing", *JPT* (Marzo 1979) 362-372.
26. Baker, O.: "Gas Resources in Low Permeability Formations and the Effect of Price and Technology", Artículo SPE/DOE 10359 presentado en el SPE/DOE en el año de 1981 Low Permeability Symposium, Denver, CO, Mayo 27-29.
27. Lee, W.J. y Holditch, S.A.: "Application of Pseudotime to Buildup Test Analysis of Low-Permeability Gas Wells with Long-Duration Wellbore Storage Distortion", *JPT* (Diciembre 1982) 2877-2887; Artículo SPE 9888.
28. Berumen-C., S., Samaniego-V., F., y Cinco-Ley, H.: "Transient Pressure Analysis and Performance of Gas Wells Producing Under Constant Pressure Conditions", Artículo SPE 19098 presentado en el año de 1989 en SPE Gas Technology Symposium, Dallas, TX, Junio 7-9.
29. Au, D., Franks, L.N., y Aguilera, R.: "Simulation of a Gas Naturally Fractured Reservoir", Artículo SPE 22920 presentado en el año de 1991 en Annual Fall Conference and Exhibition, Dallas, TX, Octubre 6-9.
30. Lee, W.J. y Hopkins, C.W.: "Characterization of Tight Reservoirs", *JPT* (Noviembre 1994) 956-964; Artículo SPE 29091.
31. Jamaluddin, A.K.M., Bennion, D.B., Thomas, F.B., y Ma, T.Y.: "Application of Heat Treatment to Enhance Permeability in Tight Gas Reservoirs", *JCPT* (Noviembre 2000) 19-24.
32. Wattenbarger, R.A. y Villegas. 1995. "Trends in U.S. Natural Gas Production", En: J.R. Moroney, editor, *Advances in the Economics of Energy and Resources*, JAI Press, Greenwich, CT.
33. Wattenbarger, R.A., El-Banbi, A.H., Villegas, M.E., y Maggard, J.B.: "Production Analysis of Linear Flow into Fractured Tight Gas Wells", Artículo SPE 39931 presentado en el año de 1998 en SPE Rocky Mountain Regional/Low Permeability Reservoirs Symposium and Exhibition, Denver, CO, Abril 5-8.

34. Wattenbarger, R.A., Maggard, J.B., y El-Banbi, A.: "Behavior of Tight Gas Reservoirs", En: J.R. Moroney, editor, *Advances in the Economics of Energy and Resources*, Vol. 11, 143-160, JAI Press, Greenwich, CT (1997).
35. El-Banbi, A.H.: "Analysis of Tight Gas Wells Performance", Ph.D. disertación, Texas A&M University, College Station, TX, Mayo 1998.
36. El-Banbi, A.H. y Wattenbarger, R.A.: "Analysis of Linear Flow in Gas Well Production", Artículo SPE 39972 presentado en el año de 1998 en SPE Gas Technology Symposium, Calgary, Alberta, Marzo 15-18.
37. Helmy, M. W.: "Analysis fo Well Performance with Multiple Shut-In Periods", Ph.D. disertación, Texas A&M University, College Station, TX, Diciembre de 1999.
38. Helmy, M. W. y Wattenbarger, R. A.: "A New Approach to the Analysis of Gas-Well Performance with Periodic Interruptions", Artículo SPE 56695 presentado en el 2000 SPE/CERI Gas Technology Symposium, Calgary, Alberta, Abril 3-5.
39. Arévalo-Villagrán, J. A., Wattenbarger, R.A., Samaniego-Verduzco, F., y Pham, T.T.: "Some History Cases of Long-Term Linear Flow in Tight Gas Wells", Artículo CIPE 2001-15 presentado en el año de 2001 en Petroleum Society's Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Junio 12-14.
40. Arévalo-Villagrán, J. A., y Wattenbarger, R.A., Samaniego-Verduzco, F., y Pham, T.T.: "Production Analysis of Long-Term Linear Flow in Tight Gas Reservoirs: Case Histories", Artículo SPE 71516 presentado en el año de 2001 en Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, Septiembre 30-Octubre 3.
41. Bagnall, W.D. y Ryan, W.M.: "The Geology, Reserves, and Production Characteristics of the Devonian Shale in Southwestern West Virginia", Artículo presentado en el año de 1975 en Appalachian Petroleum Geology Symposium, Morgantown, W. VA, Marzo 1-4, 41.
42. Boardman, C.R. y Knutson, C.F.: "Unita Basin Lenticular Sandstone Reservoir Characteristics", Artículo SPE/DOE 9849 presentado en el año de 1981 SPE/DOE Low Permeability Symposium, Denver, CO, Mayo 27-29.
43. Hale, B.W.: "Analysis of Tight Gas Well Production Histories", Artículo SPE/DOE 11639 presentado en el año de 1983 SPE/DOE Symposium on Low Permeability Gas Reservoirs, Denver, CO, Marzo 14-16.

44. Ammer, J.R., Sawyer, W.K., y Drophin, M.J.: "Practical Methods for Detecting Production Mechanisms in Tight Gas Reservoirs", Artículo SPE/DOE/GRI 12864 presentado en el año de 1984 SPE/DOE/GRI Unconventional Gas Recovery Symposium, Pittsburgh, PA, Mayo 13-15.
45. Maley, S.: "The Use of Conventional Decline Curve Analysis in Tight Gas Well Applications", Artículo SPE/DOE 13898 presentado en el año de 1985 SPE/DOE Symposium on Low Permeability Gas Reservoirs, Denver, CO, Mayo 19-22.
46. Nott, D.C. y Hara, S.K.: "Fracture Half-Length y Linear Flow in the South Belridge Diatomite", Artículo SPE 21778 presentado en el año de 1991 en Wéstern Regional Meeting, Long Beach, CA, Marzo 20-22.
47. Arévalo-Villagrán, J. A., y Wattenbarger, R.A.: "Interpretation of Flow Behavior from Production Análisis of Castlegate Tight Gas Wells", Reporte Trimestral del Proyecto de Eficiencia de Fracturamiento Hidráulico, Departamento de Ingeniería Petrolera, Texas A&M University, College Station, TX (Febrero 2001).
48. Du Kuifu y Stewart, G.: "Bilinear Flow Regime Occurring in Horizontal Wells and Other Geological Models", Artículo SPE 29960 presentado en el año de 1995 en el International Meeting on Petroleum Engineering, Beijing, Noviembre 14-17.
49. Elkins, L. F. y Skov, A.M.: "Determination of Fracture Orientation from Pressure Interference", *Trans.*, AIME (1960) 301-304.
50. Littlefield, M.G., Grey, L.L., y Godbold, A.C.: "A Reservoir Study of the West Edmond Hunton Pool, Oklahoma", *Trans.*, AIME (1948) 174, 131-164.
51. Hutchinson, C.A.: "A Frontier in Reservoir Technology: Reservoir Inhomogeneity Assessment an Control", *Pet. Engr.* (Septiembre 1959) B-19.
52. Landrum, B.L. y Crawford, P.B.: "Effect of Directional Permeability on Sweep Efficiency and Production Capacity", *Trans.*, AIME (1960) 219, 407.
53. Elkin, L.F. y Skov, A.M.: "Determination of Fracture Orientation", *Trans.*, AIME (1960) 219.
54. Harsock, J.H. y Warren, J.E.: "The Effect of Horizontal Hydraulic Fracturing on Well Performance", *JPT* (Octubre 1961) 1050-1056.
55. Mortada, M. y Nabor, G.W.: "An Approximate Method for Determining Areal Sweep Efficiency and Flow Capacity in Formations with Anisotropic Permeability", *SPEJ* (1961) 277.

56. Arnold, M.D., González, H.T., y Crawford, P.B.: "Estimation of Reservoir Anisotropy from Production Data", *JPT* (Agosto 1962) 909-912.
57. Marcus, H.: "The Permeability of a Sample of an Anisotropic Porous Medium", *Jour. Geophysics. Res.* (Diciembre 1962) 67, 5215.
58. Greenkorn, R.A., Johnson, C.R., y Shallenberger, L.K.: "Directional Permeability of Heterogeneous Anisotropic Porous Media", *SPEJ* (1964) 124.
59. Parsons, R.W.: "Permeability of Idealized Fractured Rock", *SPEJ* (Junio 1966) 126.
60. Huskey, W.L. y Crawford, P.B.: "Performance of Petroleum Reservoirs Containing Vertical Fractures in the Matrix", *SPEJ* (Junio 1967) 221-228.
61. Besson, J.: "Performance of Slanted and Horizontal Wells on an Anisotropic Medium", Artículo SPE 20965 presentado en el año de 1990 en Europec 90, The Hague, Octubre 22-24.
62. Gatens, J.M., Lee, W.J., Hopkins, C.E., y Lancaster, D.E.: "The effect of Permeability Anisotropic on the Evaluation and Design of Hydraulic Fracture Treatments and Well Performance", Artículo SPE 21501 presentado en el año de 1991 SPE Gas Technology Symposium, Houston, TX, Enero 23-25.
63. Zhang, L. y Dusseault, M.B.: "Anisotropic Permeability Estimation by Horizontal Well Tests", Artículo SPE 37071 presentado en el año de 1996 en SPE International Conference on Horizontal Well Technology, Calgary, Noviembre 18-20.
64. Yildiz, T. y Ozkan, E.: "Influence of Areal Anisotropy on Horizontal Well Performance", Artículo SPE 38671 presentado en el año de 1996 en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, TX, Octubre 5-8.
65. Spivey, J.P. y Lee, W.J.: "New Solutions for Pressure Transient Response for a Horizontal or a Hydraulically Fractured Well at an Arbitrary Orientation in an Anisotropic Reservoir", Artículo SPE 49236 presentado en el año de 1998 en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, Septiembre 27-30.
66. Siebrits, E. Elbel, J.L., Detournay, E., Deutournay-Piette, C., Christianson, M., Robinson, B.M., y Diyashev, I.R.: "Parameters Affecting Azimuth and Length of a Secondary Fracture During a Refracture Treatment", Artículo SPE 48928 presentado en el año de 1998 en SPE Annual Fall Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, Septiembre 27-30.

67. Hidayati, D.T., Chen, H.Y., y Teufel, L.W.: "The Reliability of Performance-Anisotropy Estimation from Interference Testing of Naturally Fractured Reservoirs", Artículo SPE 59011 presentado en el año 2000 en SPE International and Petroleum Conference and Exhibition in Mexico, Villahermosa, Febrero 1-3.
68. Muskat, M.: *Physical Principles of Oil Production*, McGraw-Hill Libro Co., New York, NY (1949).
69. Maasland, M.: "Soil Anisotropy and Land Drainage", In *Drainage of Agricultural Lands*, editado por James N. Luthin, Sociedad Americana de Agronomía (Colección Personal, Dr. J. A. Arévalo Villagrán), (1957).
70. Scheidegger, A.E.: *The Physics of Flow through Porous Media*, MacMillan Co., New York, NY (1957).
71. Collins, R.E.: *Flow of Fluids Through Porous Materials*, Publicaciones Reinhold Corp., New York, NY (1961).
72. Bear, J.: *Dynamics of Fluid in Porous Media*, Dover, New York, 1988 (reimpresión de la segunda edición publicada en 1972 por American Elsevier, New York).
73. Spivey, J.P. y Lee, W.J.: "Identifying Flow Regimes in Pressure Transient Test", *Hart's Petroleum Engineering International*, (Octubre 1997) 66-70.
74. Gringarten, A.C., Ramey, H.J., Jr., y Raghavan, R.: "Applied Pressure Analysis for Fracture Wells", *JPT* (Julio 1975) 887; Artículo SPE 4051.
75. Cinco-Ley, H. y Samaniego, V.F.: "Transient Pressure Analysis for Fractured Wells", *JPT* (Septiembre 1981) 1749-1766; Artículo SPE 7490.
76. Prats, M.: "Effect of Vertical Fractures on Reservoir Behavior-Incompressible Fluid Case", *SPEJ* (Junio 1962) 87.
77. Prats, M., Hazebroek, P., y Strickler, W.R.: "Effect of Vertical Fractures on Reservoir Behavior-Compressible-Fluid Case", *SPEJ* (Junio 1962), 87-94.
78. Scott, J.O.: "The Effect of Vertical Fractures on Transient Pressure Behavior of Wells", *JPT* (Octubre 1964) 1159-1170.
79. Rusell, D.G. y Truitt, N.E.: "Transient Pressure Behavior in Vertically Fractured Reservoirs", *JPT* (Octubre 1964) 1159-1170.
80. Wattenbarger, R.A. y Ramey, H. J.: "Well Test Interpretation of Vertically Fractured Gas Wells", *JPT* (Mayo 1969) 625-632; *Trans.*, AIME, 246.

81. Morse, R.A. y Von Gonten, D.: "Productivity of Vertically Fractured Wells Prior to Stabilized Flow", Artículo SPE 3631 presentado en el año de 1971 en el Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, Octubre 3-6.
82. Gringarten, A.C. y Ramey, H.J.: "The Use of Source and Green's Functions in Solving Unsteady-Flow Problems in Reservoirs", *SPEJ* (Octubre 1973) 285-296.
83. Gringarten, A.C., Ramey, H.J., Jr., y Raghavan, R.: "Unsteady-State Pressure Distributions Created by a Well with a Single Infinite-Conductivity Vertical Fracture", *SPEJ* (Agosto 1974) 347-360; *Trans.*, AIME, 257.
84. Gringarten, A.C.: "Reservoir Limit Testing for Fractured Wells", Artículo SPE 7452 presentado en el año de 1978 en Annual Fall Technical Conference and Exhibition, Houston, TX, Octubre 1-3.
85. Cinco-Ley, H., Samaniego, V.F., y Domínguez, A.N.: "Transient Pressure Behavior for a Well with a Finite Conductivity Vertical Fracture", *SPEJ* (Agosto 1978) 18(4) : 253-254; Artículo SPE 6014.
86. Cinco-Ley, H. y Samaniego, V.F.: "Transient Pressure Analysis: Finite Conductivity Fracture Case Versus Damaged Fracture Case" Artículo SPE 10179 presentado en el año de 1981 en Annual Fall Technical Conference and Exhibition, San Antonio, TX, Octubre 5-7.
87. Cinco-Ley, H., Ramey, H.J., Jr., Samaniego-V., F., y Rodriguez, F.: "Behavior of Wells with Low-Conductivity Vertical Fractures", Artículo SPE 16776 presentado en el año de 1987 en Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, TX, Septiembre 27-30.
88. Thompson, J.K.: "Use of Constant Pressure, Finite Capacity Type Curve for Performance Prediction of Fractured Well in Low-Permeability Reservoirs", Artículo SPE/DOE 9839 presentado en el año de 1981 en SPE/DOE Low Permeability Symposium, Denver, CO, Mayo 27-29.
89. Crawford, P.B. y Landrum, B.L.: "Estimated Effect of Horizontal Fractures on Production Capacity", Artículo SPE 414-G presentado en el año de 1954 en Fall Meeting of the Petroleum Branch, AIME, San Antonio, TX, Octubre 17-20.
90. Crawford, P.B. y Landrum, B.L.: "Do Horizontal Fractures Affect Production Capacity", *World Oil* (Mayo 1956) 196.

91. Landrum, B.L. y Crawford, P.B.: "The Effect of Horizontal Fractures on an Elongated Anticlinal Reservoir", Artículo SPE 1582-G (disponible en SPE, Richardson, TX), (1960).
92. Holditch, S.A. y Morse, R.A.: "Low Permeability Gas Reservoir Production Using Large Hydraulic Fractures", Artículo SPE 3010 presentado en el año de 1970 en Annual Fall Meeting of the SPE of AIME, Houston, TX, Octubre 4-7.
93. Sung, W. y Ertekin, T.: "Performance Comparison of Vertical and Horizontal Hydraulic Fractures and Horizontal Boreholes in Low Permeability Reservoir: A Numerical Study", Artículo SPE/DOE 14607 presentado en el año de 1987 SPE/DOE Low Permeability Reservoirs Symposium, Denver, CO, Mayo 18-19.
94. Valko, P. y Economides, M.J.: "Transient Behavior of Finite Conductivity Horizontal Fractures", *SPEJ* (Febrero 1997) 213-222.
95. Cinco-Ley, H., Ramey, H.J., Jr., y Miller, F.G.: "Unsteady-State Pressure Distribution Created by a Well with an Inclined Fracture", Artículo SPE 5591 presentado en el año de 1975 en Annual Fall Meeting, Dallas, TX, Septiembre 28-Octubre 1.
96. Babu, D.K. y Odeh, A.S.: "Productivity of Horizontal Well", *SPEFE* (Noviembre 1989) 417.
97. Odeh, A.S. y Babu, D.K.: "Transient Flow Behavior of Horizontal Wells: Pressure Drawdown and Buildup Analysis", *SPEFE* (Marzo 1990) 7.
98. Aguilera, R., Cordell, G.M., Nicholl, G.W., Artindale, J.S., Ng, M.C., Runions, G.A.: *Horizontal Wells*, Gulf Publishing Co., Houston, TX (1991).
99. Mukherjee y Economides, M.J.: "A Parametric Comparison of Horizontal and Vertical Well Performance", *SPEFE* (Junio 1991) 209-216.
100. Economides, M.J., Deimbacher, F.X., Brand, C.W., y Heinemann, Z.E.: "Comprehensive Simulation of Horizontal Well Performance", *SPEFE* (Diciembre 1991) 418.
101. Raghavan, R., Chen, C.C., y Agarwal, B.: "An Analysis of Horizontal Wells Intercepted by Multiple Fractures", Artículo SPE 27562 presentado en el año de 1994 en SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, TX, Marzo 16-18.

102. Valko, P. y Economides, M.J.: "Performance of Fractured Horizontal Well in High-Permeability Reservoirs", Artículo SPE 31149 presentado en el año de 1996 en SPE International Symposium on Formation Damage Control, Lafayette, LA, Febrero 14-15.
103. Valko, P. y Economides, M.J.: "Performance of Longitudinally Fractured Horizontal Wells", *SPEJ* (Marzo 1996) 11.
104. Villegas, M.E., Wattenbarger, R.A., Valko, P., y Economides, M.J.: "Performance of Longitudinally Fractured Horizontal Wells in High-Permeability Anisotropic Formation", Artículo SPE 36453 presentado en el año de 1996 en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, CO, Octubre 6-9.
105. Prats, M.: "The Influence of Oriented Arrays of Thin Impermeable Shale Lenses of Highly Conductive Natural Fractures on Apparent Permeability Anisotropy", *JPT* (Octubre 1972) 1219.
106. Asfari, A. y Witherspoon, P.A.: "Numerical Simulation of Naturally Fractured Reservoirs", Artículo presentado en el año de 1973 en SPE Numerical Simulation of Reservoir Performance Symposium, Houston, TX, Enero 10-12.
107. Locke, C.D. y Sawyer, W.K.: "Constant Pressure Injection Test in a Fractured Reservoir-History Match Using Numerical Simulation and Type Curve Analysis", Artículo SPE 5594 presentado en el año de 1975 en SPE Annual Fall Meeting, Dallas, TX, Septiembre 28-Octubre-1.
108. Beliveau, D.: "Pressure Transients Characterize Fractured Midale Unit", *JPT* (Diciembre 1989) 1354.
109. Warren, J.E. y Root, P.J.: "The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs", *SPEJ* (Septiembre 1963) 245-55; *Trans.*, AIME, 228.
110. Odeh, A.S.: "Unsteady-State Behavior of Naturally Fractured Reservoirs", *SPEJ* (Marzo 1965) 60-64; *Trans.*, AIME, 234.
111. Kazemi, H., Seth, M.S., y Thomas, G.W.: "The Interpretation of Interference Tests in Naturally Fractured Reservoirs with Uniform Fracture Distribution", *SPEJ* (Diciembre 1969) 463.
112. Kazemi, H.: "Pressure Transient Analysis of Naturally Fractured Reservoirs with Uniform Fracture Distribution", *SPEJ* (Diciembre 1969) 451-462; *Trans.*, AIME, 246.

113. de Swaan, O.A.: "Analytic Solutions for Determining Naturally Fractured Reservoir Properties by Well Testing", *SPEJ* (Junio 1976) 117-122; *Trans.*, AIME, 261.
114. Streltsova, T.D.: "Well Pressure Behavior of Naturally Fractured Reservoirs", *SPEJ* (Octubre 1983) 769-780.
115. Serra, K., Reynolds, A.C., y Raghavan, R.: "New Pressure Transient Analysis Methods for Naturally Fractured Reservoirs", *JPT* (Diciembre 1983) 2271-2283.
116. Najurieta, H.L.: "A Theory for Pressure Transient Analysis in Naturally Fractured Reservoirs", *JPT* (Julio 1980) 1241-50.
117. Najurieta, H.L.: "Interference and Pulse Testing in Uniformly Fractured Reservoirs", Artículo SPE 8283 presentado en el año de 1979 en el Annual Fall SPE Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, NV, Septiembre 23-26.
118. Aguilera, R.: "An Approximate Solution of Linear Flow in Naturally Fractured Reservoirs", Artículo SPE 16442 (disponible de SPE, Richardson, TX), (1987).
119. Abdassah, D. y Ershaghi, I.: "Triple-Porosity Systems for Representing Naturally Fractured Reservoirs", *SPEFE* (Abril 1986) 113-127.
120. Leung, W.F.: "A New Pseudosteady-State Model for Dual-Porosity/Dual Permeability Aquifers and Two Interconnected Single-Porosity Aquifers", *SPEFE* (Septiembre 1986) 511.
121. Mavor, M.J. y Cinco-Ley, H.: "Transient Pressure Behavior of Naturally Fractured Reservoirs", Artículo SPE 7977 presentado en el año de 1979 en SPE California Regional Meeting, Ventura, CA, Abril 18-20.
122. Da Prat, G., Cinco-Ley, H., y Ramey, H.J., Jr.: "Decline Curve Analysis Using Type Curves for Two-Porosity Systems", *SPEJ* (Junio 1981) 354.
123. Chen, C.C., Serra, H., Reynolds, A.C., y Raghavan, R.: "Pressure Transient Analysis Methods for Bounded Naturally Fractured Reservoirs", *SPEJ* (Junio 1985) 451.
124. Ozkan, E., Ohaeri, U., y Raghavan, R.: "Unsteady Flow to a Well Produced at Constant Pressure in a Fractured Reservoir", *SPEFE* (Junio 1987) 186.
125. Barenblatt, G.I. y Zheltov, Yu. P.: "Fundamental Equations of Filtration of Homogeneous Liquids in Fissured Rocks", *Físicos Soviéticos, Doklady* (1960) Vol. 5, 522.

126. Bourdet, D. y Gringarten, A.C.: "Determination of Fissure Volume and Block Size in Fractured Reservoirs by Type-Curve Analysis", Artículo SPE 9293 presentado en el año de 1980 en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, TX, Septiembre 21-24.
127. Bourdet, D., Alagoa, A., Ayoub, J.A., y Pirard, Y.M.: "New Type Curves Aid Analysis of Fissured Zone Well Test", *World Oil* (Abril 1984) 111-124.
128. Bourdet, D., Ayoub, J.A., Whittle, T.M., Pirard, Y.M., y Kniazeff, V.: "Interpreting Well Test in Fractured Reservoirs", *World Oil* (Octubre 1983) 77-87.
129. Aguilera, R.: "Multiple-Rate Analysis for Pressure-Buildup Test in Reservoirs with Tectonic, Regional, and Contractional Natural Fractures", *SPEFE* (Septiembre 1987) 253-260.
130. Houze, O.P., Horne, R.N., y Ramey, H.J., Jr.: "Pressure-Transient Response of an Infinite-Conductivity Vertical Fracture in a Reservoir with Double-Porosity Behavior", *SPEFE* (Septiembre 1988) 510.
131. Lancaster, D.E. y Gatens, J.M., III: "Practical Well Test Analysis Methods for Hydraulically Fractured Wells in Dual-Porosity Reservoirs", Artículo SPE 15924 presentado en el año de 1986 en SPE Eastern Regional Meeting, Columbus, OH, Noviembre 12-14.
132. Ben Naceur, K. y Economides, M.J.: "Production from Naturally Fissured Reservoirs Intersected by a Vertical Hydraulic Fracture", *SPEFE* (Diciembre 1989) 550.
133. Miller, F.G.: "Theory of Unsteady-State Influx of Water in Linear Reservoirs", *Journal of the Institute of Petroleum*, Volumen 48, No. 467 (Noviembre 1956) 365-79.
134. Nabor, G. W. y Barham, R.H.: "Linear Aquifer Behavior", *JPT* (Mayo 1964), 561-563.
135. Carslaw, H.S. y Jaeger, J.C.: *Conduction of Heat in Solids* (2nd ed.), London, Universidad de Oxford, (1959) 510 pp.
136. Hale, B.W. y Evers, J.F.: "Elliptical Flow Equations for Vertically Fractured Gas Wells", *JPT* (Diciembre 1981) 2489.
137. Wong, D.W., Mothersele, C.D., Harrington, A.G., y Cinco-Ley, H.: "Pressure Transient Analysis in Finite Linear Reservoirs Using Derivative and Conventional Techniques: Field Examples", Artículo SPE 15421 presentado en el año de 1986 en Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, Octubre 5-8.

138. Kazemi, H. y Seth, M.S.: "Effect of Anisotropy and Stratification on Pressure Transient Analysis of Wells with Restricted Flow Entry", *JPT* (Mayo 1969) 639 pp.
139. Culham, W.E.: "Pressure Buildup Equations for Spherical-Flow", Artículo SPE 4053 presentado en el año de 1972 en Annual Fall Meeting, San Antonio, TX, Octubre 8-11.
140. Raghavan, R. y Clark, K.K.: "Vertical Permeability from Limited Entry Flow Tests in Thick Formations", *SPEJ* (Febrero 1975); *Trans.*, AIME, Vol. 260.
141. Gringarten, A.C. y Ramey, H.J., Jr.: "An Approximate Infinite Conductivity Solution for a Partially Penetrating Line-Source Well", *SPEJ* (Abril 1975) p. 140; Transactions AIME, Vol. 260.
142. Cinco-Ley, H., Ramey, H.J., Jr., y Miller, F.G.: "Pseudo-Skin Factors for Partially Penetrating Directionally-Drilled Wells", Artículo SPE 5589 presentado en el año de 1975 en Annual Fall Meeting, Dallas, TX, Septiembre 28-October 1.
143. Goodrich, J.L.: "Time Intervals for Spherical Flow as a Function of Anisotropy and Well Completion Interval", M.Sc. Tesis, Escuela de Minas de Colorado, Golden, CO (1982).
144. Fetkovich, M.J.: "Decline Curve Analysis Using Type Curves", *JPT* (Junio 1980) 1065-1077.
145. Palacio, J.C. y Blasingame, T.A.: "Decline Curve Analysis Using Type Curves: Analysis of Gas Well Production Data", Artículo SPE 25909 presentado en el año de 1993 SPE en Rocky Mountain Regional/Low Permeability Reservoirs Symposium, Denver, CO, Abril 12-14.
146. Arps, J.J.: "Analysis of Decline Curves", *Trans. AIME* (1945), 160, 228-247.
147. Slider, H.C.: "A Simplified Method of Hyperbolic Decline Curve Analysis", *JPT* (Marzo 1968) 235-236.
148. Gentry, R. W.: "Decline-Curve Analysis", *JPT* (Enero 1972) 38-41.
149. Nind, T.W.: *Principles of Oil Well Production*, Segunda Edición, McGraw-Hill, New York, NY (1980).
150. Fetkovich, M.J., Vienot, M.E., Bradley, M.D., y Kiesow, U.G.: "Decline Curve Analysis Using Type Curves-Case Histories", *SPEFE* (Diciembre 1987).

151. Fraim, M.L. y Wattenbarger, R.A.: "Gas Reservoir Decline-Curve Analysis Using Type Curves with Real Gas Pseudo-pressures and Normalized Time", *SPEFE* (Diciembre 1987) 671-682.
152. Blasingame, T.A. y Lee, W.J.: "Variable-Rate Reservoir Limit Testing of Gas Wells", Artículo SPE 15028 presentado en el año de 1986 en SPE Permian Basin Oil & Gas Recovery Conference, Midland, TX, Marzo 13-14.
153. Blasingame, T.A. y Lee, W.J.: "Variable-Rate Reservoir Limit Testing of Gas Wells", Artículo SPE 17708 presentado en el año de 1988 en SPE Gas Technology Symposium, Dallas, TX, Junio 13-15.
154. Blasingame, T.A., McCray, T.L., y Lee, W.J.: "Decline Curve Analysis for Variable Pressure Drop/Variable Flowrate Systems", Artículo SPE 21513 presentado en el año de 1991 en SPE Gas Technology Symposium, Houston, TX, Junio 23-24.
155. Russell, W.L.: *Structural Geology for Petroleum Geologists*, Libro McGraw-Hill, Co., Inc., New York, NY (1955) 163.
156. Arévalo-Villagrán, J. A: y Wattenbarger, R.A.: "Flow of Fluid in Matrix-Regular Fracture Reservoirs", reporte trimestral para el Consorcio de Modelado de Yacimientos, Departamento de Ingeniería Petrolera, Texas A&M University, College Station, TX, Noviembre 2000.
157. Al-Hussainy, R., Ramey, H.J., Jr., y Crawford, P.B.: "The Flow of Real Gas through Porous Media", *JPT* (Mayo 1966) 624-636.
158. Arévalo-Villagrán, J. A. y Wattenbarger, R.A.: "Supplement of Case Histories for Tight Gas Wells: Hard Copy and Electronic Files of Production Data", Reporte para el Consorcio de Modelado de Yacimientos, Departamento de Ingeniería Petrolera, Texas A&M University, College Station, TX, Junio 2000.
159. Sutton, R.P.: "Compressibility Factors for High-Molecular-Weight Reservoir Gases", Artículo SPE 14265 presentado en el año de 1985 en SPE Annual Technical Meeting and Exhibition, Las Vegas, NV, Septiembre 22-25.
160. Dranchuk, P.M. y Abou-Kassem, J.H.: "Calculation of Z Factors for Natural Gases Using Equations of State", *JCPT* (Julio-Septiembre 1975).
161. Lee, A.L, González, M.H., y Eakin, B.E.: "The Viscosity of Natural Gases", *JPT* (Agosto 1966) 997; *Trans.*, AIME, 237.

162. Roumboutsos, A., y Stewart, G.: "A Direct Deconvolution or Convolution Algorithm for Well Test Analysis", Artículo SPE 18157 presentado en el año de 1988 en el SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, TX, Octubre 2-5.
163. Van-Everdingen, A.F., and Hurst, W.: "The Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in Reservoirs," *Trans. AIME* (1949) 186, 305-324.
164. Cinco-Ley, H., y Samaniego, V.F.: "Transient Pressure Analysis for Fractured Wells", *JPT* (Septiembre 1981) 1749-1766.
165. Lozano, V.G., y Pérez, T.R.: "Apuntes de la asignatura de comportamiento de pozos", Tesis Profesional (Mayo 2004) 33-51, 100-118, 227-255.
166. Arévalo-Villagrán . J. A.: "Analysis of Long-Term Behavior in Tight Gas Reservoirs: Case Histories", Ph.D. disertación, Texas A&M University, College Station, TX, Agosto 2001.
167. Guerrero, C.J.G.: "Mecánica y comportamiento de yacimientos", Tesis Profesional (2003) 2-3, 37-48.
168. Brian F. Towler.: *Fundamental Principles of Reservoir Engineering*, Serie de Libros de Texto SPE, Richardson, TX (2002) 1, 50, 92-93, 104-105.
169. Howard B. Bradley.: *Petroleum Engineering Handbook*, Society of Petroleum Engineers SPE, Richardson, TX (1992) 35-5, 35-7.
170. Matthews, C.S., Brons, F., y Hazebroek, P.: "A Method for Determination of Average Pressure in a Bounded Reservoir," *Trans. AIME* (1954) 201, 182.
171. Ramey, H. J. y Cobb, W.M.: "A General Pressure Buildup Theory for a Well in a Closed Drainage Area," *JPT* (Dec. 1971) 1493-1505.
172. Velasquez, M. F.: "Principios de Mecánica de Yacimientos", Notas de clase, José David Guzmán Arévalo, Departamento de Ingeniería Petrolera, Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), Ciudad de México (2005).
173. Rodriguez, N. R.: "Apuntes de la Asignatura de Ingeniería de Yacimientos de Gas", Universidad Autónoma de México (UNAM), Ciudad de México (2007).
174. Roldan, L. V.: "Análisis de Declinación de la Producción en Yacimientos Homogéneos con Flujo Multifásico y Efectos Gravitacionales", Tesis Profesional (2002) 8.
175. Jiménez, B. J. H.: "Análisis Integral de Campos Petroleros: Simulación Numérica", Tesis Profesional (1997).

176. The Petroleum Society of The Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum, Calgary Section.: Determination of Oil and Gas Reserves (Petroleum Society Monograph No.1).
177. Arévalo, V. J. A.: “Notes in Well Test”, Notas de Clase, PETE 648, Departamento de Ingeniería Petrolera, Texas A&M University, College Station, TX (1997).
178. Arévalo, V. J. A.: Libretas de apuntes, Texas A&M University, College Station, TX (1997-2001).
179. Aviles, G. H.: “Propiedades de los Hidrocarburos e Identificación de Zonas con Fluidos en el Yacimiento Utilizando Registros Geofísicos de Pozos”, Tesis Profesional (2007).
180. De la Cruz, G. E.: “Ingeniería en Producción de Gas”, Tesis Profesional (2007).
181. Gutiérrez, M. J.: “Explotación de Reservas Bajo Condiciones de Marginalidad”, Tesis Profesional (2009).

APÉNDICE A

REVISIÓN DE LA LITERATURA TÉCNICA

A.1 Introducción

El flujo de largo plazo ocurre en varios escenarios físicos. Éste apéndice presenta la revisión de la pertinente literatura técnica sobre varios temas considerando la ocurrencia y el análisis de flujo transitorio de largo plazo desarrollado en yacimientos.

La primera sección comienza con la revisión de los escenarios físicos que son causantes de un flujo transitorio de largo plazo en yacimientos de gas con baja permeabilidad. Se enfoca en pozos verticales con fracturas hidráulicas en pozos productores en yacimientos de gas con baja permeabilidad y con la presencia de fracturas naturales en una matriz propia de estos yacimientos, las cuales causan permeabilidad anisotrópica.

La segunda sección revisa la literatura técnica concerniente a la geometría de flujo bajo diferentes escenarios físicos. Entre estos escenarios, se incluye el régimen de flujo transitorio que se desarrolla en un pozo vertical con una fractura hidráulica y un pozo interceptado mediante una plena penetración de una fractura vertical con conductividad finita en un yacimiento de doble porosidad. También se presentan algunas referencias que tratan sobre modelos y soluciones para pozos fracturados en yacimientos homogéneos y de doble porosidad. Después, se revisan los regímenes de flujo lineal, flujo bilineal y flujo esférico. Debido a que el flujo radial ha recibido demasiada atención en las décadas pasadas, esta revisión de la literatura técnica no se presenta aquí.

Finalmente, en la última sección se enfoca exclusivamente en la revisión de la literatura técnica sobre el desarrollo del análisis de curvas de declinación para el análisis de datos de producción.

El objeto de esta revisión sobre la literatura técnica es identificar las causas de flujo transitorio de largo plazo en yacimientos, identificar los principales modelos y soluciones en yacimientos homogéneos y de doble porosidad, así como la existencia de modelos de curvas de declinación los cuales se utilizan para la evaluación de datos de producción en forma individual de pozos en yacimientos de gas con baja permeabilidad.

A.2 Escenarios físicos para flujo transitorio de largo plazo

El comportamiento transitorio de largo plazo se detecta en casi todas las cuencas con baja permeabilidad que producen gas. Los datos reales de campo mostraron flujo transitorio por años para un gran número de pozos debido a la permeabilidad^{20,23,24,36,41-46,47} extremadamente baja. El comportamiento lineal^{24,32,45} y bilineal⁴⁷ de largo plazo se ha reportado en pozos productores en yacimientos de gas con baja permeabilidad que no tenían particularmente grandes tratamientos de fractura.

Varios artículos técnicos discuten escenarios físicos que causan flujo transitorio de largo plazo^{20,22-24,41,47-50}. Los siguientes son escenarios físicos que causan flujo transitorio de largo plazo (flujo lineal, bilineal, radial, esférico) en yacimientos de gas con baja permeabilidad: la geometría del yacimiento, anisotropía, formaciones naturalmente fracturadas (doble porosidad), arenas de canal, barras de arena, yacimientos con empuje de agua, pozos entre fallas paralelas, horst, yacimientos estratificados en que las capas con baja permeabilidad drenan dentro de las capas de alta permeabilidad, vetas de alta permeabilidad, fracturas hidráulicas (pozos verticales interceptados por fracturas verticales, horizontales o diagonales, y pozos horizontales con fracturas).

Las siguientes fuentes de la literatura técnica presentan algunos escenarios físicos que causan flujo transitorio por varios años en yacimientos de gas con baja permeabilidad.

Bagnall y Ryan⁴¹ describen algunos casos que presentan comportamiento de flujo lineal con datos reales de presión-producción. Estos casos provienen de lutitas del Devoniano. Ellos concluyeron que la producción en lutitas del Devoniano es de gran forma controlada por el fracturamiento natural en donde el gasto de flujo de gas de tales pozos productores esta en función de la densidad y anchura de estas fracturas naturales.

Kohlhass y Abbott²³ discutieron que las condiciones en las cuales un régimen de flujo lineal tardío se origina por arenas de canal, barras de arena, yacimientos con empuje de agua, pozos entre fallas paralelas, horst y yacimientos estratificados en que las capas con baja permeabilidad drenan dentro de las capas de alta permeabilidad, entonces drenan en forma radial entorno al agujero. Ellos también explicaron para el caso de pozos, que el flujo esférico se presenta como un período intermedio entre dos períodos de flujo radial, los cuales tienen un intervalo corto de terminación en formaciones gruesas.

Stright y Gordon²⁴ describieron un flujo lineal tardío sobre pozos productores de gas en yacimientos con baja permeabilidad en la cuenca de Piceance, la cual no tiene particularmente grandes tratamientos de fractura. Ellos detectaron que para varios años éste flujo lineal indicó que la longitud de la mitad de la fractura es mucho más larga que lo que se mostró aplicando tratamientos de fractura hidráulica. Ellos creyeron que éste flujo lineal de largo plazo es causado por largas fracturas naturales en la formación, las cuales son originadas por procesos tectónicos normales en una relativa formación dura, vetas delgadas de alta permeabilidad y yacimientos de formas largas y estrechas.

Littlefield y otros⁵⁰ señalaron que las fracturas naturales afectan en mucho la producción en bastantes yacimientos.

Cinco Ley y Meng²² mostraron que un pozo fracturado en un yacimiento naturalmente fracturado puede exhibir quince diferentes períodos de flujo que son la combinación de sistemas de flujo con un pozo fracturado en un yacimiento homogéneo y de doble porosidad.

Du Kuifu y Stewart⁴⁸ discutieron como el régimen de flujo bilineal puede ocurrir en varios escenarios geológicos incluyendo en pozos horizontales en un yacimiento estratificado o fracturado con comportamiento transitorio de doble porosidad durante el período de flujo intermedio, un pozo vertical entre dos agujeros de fuga paralelos debidos a fallamiento o a procesos sedimentarios y un pozo vertical cerca de una falla con alta conductividad. Presentaron un ejemplo en donde flujo bilineal de largo plazo se detecta en un pozo horizontal.

Arévalo y Wattenbarger⁴⁷ reportaron resultados de un estudio del reporte cotidiano de gastos de flujo de producción y presiones en la cabeza del pozo de seis pozos de gas en yacimientos con baja permeabilidad en Utah. A través del análisis de la producción, ellos identificaron e interpretaron períodos de flujo mediante el uso de las gráficas de diagnóstico de flujo y especializadas con datos de presión y de gasto de flujo. Por tanto, ellos evaluaron las propiedades del yacimiento en función del comportamiento transitorio observado. Esperaban que estos pozos exhibieran los siguientes períodos de flujo: un flujo lineal temprano, luego un flujo bilineal y posteriormente un flujo lineal tardío.

Concluyeron que en estos yacimientos con baja permeabilidad hay trayectorias de alta permeabilidad/conductividad. Esto es debido a vetas de alta permeabilidad o posiblemente por fracturas naturales. Es de esperarse que varias de estas vetas de alta permeabilidad estén presentes en la vecindad de algún pozo pero ellas puede que no estén conectadas al agujero del pozo.

A.2.1 Permeabilidad anisotrópica. Flujo transitorio de largo plazo en éste tipo de yacimientos se desarrolla debido a largas relaciones de permeabilidad. La permeabilidad anisotrópica en un medio poroso se ha examinado en varios artículos técnicos⁵¹⁻⁶⁷ y libros^{7,8-72}. La permeabilidad anisotrópica puede ocurrir por una variedad de razones. Una de las más importantes razones es la presencia de fracturamiento natural paralelo. Estas formaciones son a menudo candidatas para perforación horizontal. La óptima orientación del agujero del pozo es perpendicular a la dirección de la máxima permeabilidad. La orientación del agujero del pozo puede no ser correcta en cualquier ángulo en relación a los principales ejes de la permeabilidad. Una situación similar ocurre en un pozo con fracturamiento hidráulico en un yacimiento naturalmente fracturado. Aunque la creación de la fractura tiende a ser paralela a la serie primaria de las fracturas naturales, éste no es siempre el caso. Los esfuerzos tectónicos controlan la dirección del crecimiento de los sistemas de fracturas naturales y de fracturas hidráulicas⁶⁵.

Siebrits y otros autores⁶⁶ han documentado casos en donde tratamientos de fractura repetidos tienen diferentes orientaciones respecto a las fracturas originales debido al cambio en los esfuerzos tectónicos causados por la declinación del yacimiento.

Un pozo horizontal en un yacimiento anisotrópico con el agujero del pozo paralelo a uno de los ejes principales de permeabilidad se ha estudiado por un número de investigadores. Besson⁶¹, Zhang y Dusseault⁶³, y Yildiz y Ozkan⁶⁴ estudiaron el caso de pozos horizontales teniendo el agujero del pozo en una posición arbitraria con respecto a los ejes principales de la permeabilidad.

Besson⁶¹ analizo el caso de un agujero horizontal y sesgado en una formación con anisotropía horizontal a vertical. Dio las transformaciones para el caso general de $k_x \neq k_y \neq k_z$, pero él no tomo en cuenta el caso de áreas con mayor anisotropía.

Zhang y Dusseault⁶³ presentaron una solución basada en la transformación del sistema anisotrópico a un sistema equivalente isotrópico. También propusieron gráficas y métodos numéricos para determinar la permeabilidad anisotrópica obtenidos de análisis de pruebas en dos pozos horizontales teniendo diferentes azimuts.

Yildiz y Ozkan⁶⁴ presentaron una solución mediante la definición de variables adimensionales las cuales realizan una transformación implícita coordinada. Concluyeron que tiempos intermedios de flujo lineal no se producen a menos que el eje del pozo sea normal a la dirección de máxima permeabilidad.

Gatens y otros autores⁶² estudiaron el caso de un pozo fracturado para la situación en donde la fractura hidráulica es paralela a uno de los ejes principales de la permeabilidad.

Spivey y Lee⁶⁵ presentaron un método para encontrar el sistema isotrópico equivalente para un pozo horizontal o para un pozo hidráulicamente fracturado en un azimut arbitrario en un yacimiento anisotrópico. Éste sistema equivalente isotrópico es usado para calcular la respuesta de la presión para la condición de producción a un gasto de flujo constante o la respuesta del gasto de flujo para la condición de producción a presión constante. Proporcionaron nuevas soluciones analíticas para el caso de un pozo fracturado en donde la fractura hidráulica es paralela a uno de los ejes principales de permeabilidad, y para el caso de un pozo horizontal en un yacimiento anisotrópico con el agujero del pozo paralelo a uno de los ejes principales de la permeabilidad. Sus soluciones son obtenidas mediante transformaciones desde el problema original con permeabilidad anisotrópica dentro de un problema equivalente con permeabilidad isotrópica. Concluyeron que cualquier régimen de flujo aparecerá en un sistema isotrópico, estos aparecen también por la combinación propia de las propiedades en un sistema anisotrópico equivalente. Consideran una conductividad finita de fractura para el caso de un pozo hidráulicamente fracturado.

Arévalo y otros autores³⁹, discutieron como la presencia de fracturas naturales causan un flujo lineal de largo plazo. Mostraron como la dirección de las fracturas en un yacimiento causa relaciones grandes de permeabilidad. El objeto de esta anisotropía es para transformarla en un yacimiento dentro de un equivalente "largo y delgado" yacimiento homogéneo, y algún pozo en éste yacimiento posiblemente exhiba un flujo lineal de largo plazo.

A.3 Geometría de flujo bajo diferentes escenarios físicos

Las gráficas de diagnóstico de flujo con ejes log-log y los análisis de curvas tipo se utilizan en el análisis de la producción con datos reales de pozos, proporcionando así, una poderosa herramienta para detectar geometrías de flujo y la presencia de heterogeneidades en el yacimiento. Se ha mostrado que un yacimiento puede exhibir un comportamiento el cual consiste de una variedad de modelos de flujo. Todos los tipos de gráficas con ejes log-log y de diagnóstico (flujo lineal, bilineal, logarítmicas, esférico y de dominio por la frontera externa) deben de ser combinadas para identificar los diferentes casos y estimar los parámetros de la formación, heterogeneidades en la formación, volumen original de gas, G y reservas. Debido a que el flujo radial ha requerido de mucha atención en el pasado, esta revisión de la literatura técnica no se presenta aquí.

Spivey y Lee⁷³ esbozaron técnicas para detectar regímenes de flujo en función de la presión y de las respuestas de la derivada de la presión. Para cada régimen de flujo, proveen métodos para escoger los datos y el proceso adecuado de graficado para el análisis de las líneas rectas. Discutieron el flujo radial, lineal, bilineal, esférico y dominado por la frontera externa (comportamiento volumétrico).

A.3.1 Pozos hidráulicamente fracturados: regímenes de flujo, modelos y soluciones.

Gringarten y otros autores⁷⁴ presentaron métodos de análisis con curvas tipo, los cuales permiten identificar los diferentes regímenes de flujo, estimar la permeabilidad de la formación, k y la longitud media de fractura, x_f .

Se exhibe un comportamiento transitorio en un pozo productor interceptado completamente por una fractura vertical con conductividad finita, en común, son los siguientes regímenes de flujo⁷⁵: 1. Flujo lineal en el agujero del pozo al comienzo de la explotación proveniente de la fractura, 2. Flujo bilineal dentro de la fractura en el que flujo lineal en la fractura es superpuesto por flujo lineal proveniente de la formación, 3. Flujo lineal en la fractura proveniente de la formación, 4. Flujo radial, en el comienzo del período transitorio, 5. Flujo transitorio tardío o de transición y 6. Flujo radial en estado pseudo-estacionario. Los efectos en el agujero del pozo, tales como la retención de fluidos o el daño, pueden obscurecer uno o más de los primeros períodos sobre una prueba de pozo

en particular. Cabe hacer notar que los períodos de flujo lineal son los primeros períodos en la vida fluyente del pozo y el flujo radial es después, en la vida fluyente del pozo.

Los modelos, analítico, semi-analítico, y de soluciones numéricas para flujo de líquido y para gas bajo diferentes condiciones internas y externas de la frontera externa para pozos verticales con fracturas hidráulicas son presentados y discutidos por Prats⁷⁶, Prats y otros autores⁷⁷, Scott⁷⁸, Rusell y Truitt⁷⁹, Wattenbarger y Ramey⁸⁰, Morse y Von Gonten⁸¹, Gringarten y Ramey⁸², Gringarten y otros autores^{74,83}, Gringarten⁸⁴, Cinco-Ley y otros autores^{75,85-87}, Agarwal y otros autores²⁵ y Thompson⁸⁸.

Los modelos y las soluciones diferentes para un pozo vertical con fracturas horizontales e inclinadas son presentados por Crawford y Landrum^{89,90}, Landrum y Crawford⁹¹, Harstock y Warren⁵⁴, Holditch y Morse⁹², Gringarten y Ramey⁸³, Sung y Ertekin⁹³, Valko y Economides⁹⁴ y Cinco-Ley y otros autores⁹⁵.

Los pozos horizontales y los pozos longitudinalmente fracturados desarrollan varias geometrías de flujo en función del pozo y de las condiciones de la frontera externa. Algunos estudios son presentados por Babu y Odeh⁹⁶, Odeh y Babu⁹⁷, Aguilera y otros autores⁹⁸, Mukherjee y Economides⁹⁹, Economides y otros autores¹⁰⁰, Raghavan y otros autores¹⁰¹, Valko y Economides^{102,103}, Villegas y otros autores¹⁰⁴.

A.3.2 Yacimientos naturalmente fracturados: regímenes de flujo, modelos y soluciones. Los yacimientos naturalmente fracturados han sido el objeto de investigaciones intensivas durante las pasadas tres décadas tanto en lo geológico como en el sector de la ingeniería. El análisis de la presión transitoria ha recibido particular atención.

Cinco-Ley y Meng²² mostraron que un pozo fracturado en un yacimiento de doble porosidad puede exhibir quince diferentes períodos de flujo que son la combinación de sistemas de flujo de pozos fracturados en yacimientos homogéneos y de doble porosidad. Un pozo fracturado en un yacimiento homogéneo exhibe los siguientes períodos o regímenes de flujo: flujo bilineal, de transición, flujo pseudo-lineal y flujo pseudo-radial. Sin embargo, un yacimiento de doble porosidad exhibe tres períodos de flujo: flujo dominado por la frontera externa, de transición y flujo dominado por el almacenamiento del sistema total (fractura + matriz).

Los modelos bajo diferentes condiciones internas y externas de la frontera externa para yacimientos de doble porosidad son presentados por Arnold y otros autores⁵⁶, Parsons⁵⁹, Huskey y Crawford⁶⁰, Prats¹⁰⁵, Asfari y Whitterspoon¹⁰⁶, Locke y Sawyer¹⁰⁷, Beliveau¹⁰⁸, Warren y Root¹⁰⁹, Odeh¹¹⁰, Kazemi y otros autores¹¹¹, Kazemi¹¹², de Swaan¹¹³, Streltsova¹¹⁴, Serra y otros autores¹¹⁵, Najurieta^{116,117}, Aguilera^{7,118}, Abdassah y Ersghagi¹¹⁹ y Leung¹²⁰.

De igual manera, algunas soluciones para modelos de doble porosidad son mostrados por Mavor y Cinco-Ley¹²¹, Da Prat y otros autores¹²², Chen y otros autores¹²³ y Ozkan y otros autores¹²⁴.

Barenblatt y Zheltov¹²⁵ analizaron yacimientos naturalmente fracturados considerando flujo en inter-porosidad en un modelo hecho de forma ortogonal, y de fracturas igualmente espaciadas.

Warren y Root¹⁰⁹ utilizaron la misma hipótesis que Barenblatt y Zheltov¹²⁵ y presentaron como conclusión que una gráfica convencional de p vs. $\log(t)$ resultaría en dos rectas paralelas con un período de transición entre ellas. La separación entre las dos líneas rectas paralelas permite los cálculos del radio de almacenamiento, ω .

Kazemi¹¹² utilizó un modelo numérico de un yacimiento infinito con una fractura horizontal asumiendo un flujo de inter-porosidad transitoria y verificando la conclusión de Warren y Root con respecto a las dos líneas rectas paralelas. El período transitorio en el modelo de Kazemi fue diferente debido al transitorio en vez de hipótesis en PSS con flujo de inter-porosidad.

Swann¹¹³ desarrolló una ecuación de difusividad y soluciones analíticas para flujo transitorio con inter-porosidad. Sin embargo, en su método no está el estudio del período transitorio entre las dos líneas rectas paralelas.

Najurieta^{116,117} desarrolló soluciones analíticas de aproximación de Swaan sobre la ecuación de difusión radial que contiene estudios del período de transición así como del principio y el después de las líneas rectas.

Streltsova^{8,114} utilizó un gradiente de modelo de flujo indicando que el período de transición da una línea recta con pendiente igual a 0.5, que es la pendiente del principio y del después de las líneas rectas. Se mostro que la pendiente de 0.5 de valores de w aproximadamente iguales a 0.37, 0.26 y 0.48.

Serra y otros autores¹¹⁵ presentaron la misma conclusión de Strelstsova con el uso del modelo estrato para el caso en que w fue menor que 0.0099.

Varias curvas tipo se han desarrollado para analizar yacimientos naturalmente fracturados con flujo transitorio^{126,127} y de PSS¹²⁸ de inter-porosidad. Estas curvas, incluyendo la derivada de la presión, son útiles pero deben usarse con cuidado para evitar errores potenciales debido al problema único tratado.

Aguilera^{7,129} presentó ecuaciones de aproximación teniendo en cuenta la tectónica, fracturas contra actuales y regionales bajo la hipótesis de flujo PSS, transitorio y gradiente de inter-porosidad.

Todas las referencias previas consideran flujo radial hacia el agujero del pozo. En algunos casos, los pozos hidráulicamente fracturados se encuentran con otros pozos con baja productividad, como un esfuerzo para mejorar la comunicación dentro de la red de las fracturas naturales.

Aguilera¹¹⁸ presentó ecuaciones para calcular flujo lineal en yacimientos naturalmente fracturados. Discutió que el flujo lineal puede suceder en el caso de sistemas de doble porosidad que son hidráulicamente fracturados. Muestra que una gráfica con ejes log-log de Δp vs. t resultaría en dos líneas rectas paralelas con una pendiente de $1/2$ y un período de transición que está en función sobre el tipo de flujo de inter-porosidad (transitorio, de estado pseudo-estacionario o de gradiente y de la forma de bloque matriz). Este procedimiento permite la evaluación del radio de almacenamiento, w y la estimación de la distancia entre las fracturas naturales. Una gráfica especializada de Δp vs. \sqrt{t} sobre coordenadas cartesianas debe resultar en dos distintas líneas rectas. La primera línea recta tiene una pendiente mayor que la segunda línea recta. La relación de estas pendientes da al cuadrado del espesor, w .

El-Banbi^{35,36} presentó una organización sistemática en los casos de líquido y gas en donde el flujo lineal prevalece en yacimientos homogéneos y de doble porosidad. Derivo muchas de las nuevas soluciones lineales con la transformada de Laplace para el comportamiento de la presión y producción bajo una variedad de condiciones de la frontera externa.

A.3.3 Pozos hidráulicamente fracturados en yacimientos de doble porosidad. Los pozos hidráulicamente fracturados se encuentran con pozos con baja productividad como un esfuerzo para mejorar la comunicación dentro de la red de las fracturas naturales. Houze y otros autores¹³⁰, desarrollaron soluciones analíticas en el espacio de Laplace con una fractura de conductividad infinita o flujo uniforme bajo los modelos de matriz en estado pseudo-estacionario y matriz transitoria de inter-porosidad. Lancaster y Gatens¹³¹ utilizaron curvas tipo desarrolladas para pozos fracturados con conductividad vertical infinita en yacimientos de doble porosidad para analizar datos de pruebas de pozos en lutitas con gas. Ben Naceur y Economides¹³² desarrollaron soluciones numéricas para fracturas con conductividad finita e infinita en transitorio de inter-porosidad en yacimientos naturalmente fracturados. Cinco-Ley y Meng²² desarrollaron un modelo semi-analítico para fracturas con conductividad finita en yacimientos de doble porosidad bajo las condiciones de explotación de presión y de gasto de flujo constantes.

A.3.4 Régimen de flujo lineal. El comportamiento de flujo lineal de largo plazo se ha detectado en casi todas las cuencas que producen gas en yacimientos con baja permeabilidad^{20,23,24,36,40-47}. Son numerosas las causas que provocan flujo lineal en yacimientos de gas con baja permeabilidad: yacimientos lineales, vetas de alta permeabilidad entre dos pozos sin límites de flujo, comportamiento transitorio de doble porosidad para yacimientos radiales, pozos interceptados por fracturas verticales, horizontales o diagonales, pozos horizontales y pozos horizontales con fracturas.

Muskat⁶⁸ discutió sistemas de flujo lineal en estado estacionario en multifase y simple fase y su distribución de presión. También mostro geometrías de flujo lineal en términos de análisis de núcleos y líneas derivadas de redes aplicadas a la recuperación secundaria.

Buckley and Leverett utilizaron flujo lineal en estado estacionario para desarrollar el gasto de flujo con ecuaciones de avance para el plano con saturación constante durante el desplazamiento en medios porosos.

Miller¹³³ proporciono soluciones para flujo lineal en acuíferos. Estas soluciones son utilizadas al actuar infinitamente, así como también, para acuíferos limitados con cualesquiera de las condiciones de explotación a gasto de flujo contante de gas y a presión de fondo fluyendo constante.

Nabor y Barham¹³⁴ generalizaron la solución de Miller en variables adimensionales y derivaron soluciones para la presión constante en el caso con la frontera externa. Linealmente con respecto a la conducción del calor, Carslaw y Jaeger¹³⁵ presentaron las matemáticas para estas soluciones.

Wattenbarger²⁰ y Wattenbarger y otros autores^{32,33} revisaron la literatura técnica y encontraron que algunos autores no usan las ecuaciones corregidas en el análisis de datos bajo la constante a presión de fondo fluyendo. Notificaron que las soluciones analíticas para las constantes de producción a presión de fondo fluyendo y a gasto de flujo constante no son las mismas. Mencionaron que solamente una ecuación con la condición de producción a gasto de flujo constante en un pozo de gas es conocida. Entonces, adaptaron las soluciones lineales de Miller¹³³ y Nabor y Barham¹³⁴ para pozos fracturados en una geometría rectangular para los casos a gasto de flujo constante y a presión constante con flujo lineal en un rectángulo. Los autores desarrollaron ecuaciones corregidas de series infinitas para el transitorio y el lineal estabilizado. De igual manera, desarrollaron una metodología para estimar el producto $\sqrt{k}A_c$ y el volumen original de gas, G , para yacimientos de gas con baja permeabilidad.

El-Banbi y Wattenbarger³⁶ presentaron una aproximación práctica para analizar datos de presión (pruebas de pozo) y de producción (análisis de curvas de declinación), que son influenciados por flujo lineal. Señalaron que las soluciones para la condición de explotación a gasto de flujo constante son diferentes de las soluciones con la condición de explotación a presión constante y el uso erróneo de las ecuaciones en el análisis de pozos productores de gas en yacimientos con baja permeabilidad puede resultar en errores por arriba del 60%. También mostraron técnicas de aplicación en el análisis de datos reales de producción.

Helmy^{37,38} desarrolló diferentes métodos para analizar el comportamiento de pozos productores los cuales exhiben flujo lineal a presión de fondo fluyendo constante en yacimientos de gas con baja permeabilidad y sujetos a cierres periódicos.

Las siguientes fuentes en la literatura técnica sustentan la presencia de flujo lineal por varios años en algunos yacimientos de gas con baja permeabilidad.

Boardman y Knutson⁴² reconocieron regímenes de flujo lineal, intermedio y cercano a radial de acuerdo con las gráficas de producción de gas acumulado versus tiempo de muchos pozos de gas en arenas con baja permeabilidad en la cuenca Uinta de Utan. Explicaron que la mayoría de los pozos exhibieron flujo lineal por un mínimo de cinco años de producción. Encontraron que las pendientes en sus gráficas de 0.5 y 1.0 representan condiciones de regímenes de flujo lineal y radial, respectivamente.

Hale y Evers¹³⁶ utilizaron simulación numérica para lograr curvas tipo para pozos verticales fracturados produciendo a gasto de flujo constante y a presión de fondo fluyendo constante. La fractura fue considerada con forma elíptica. Utilizaron ecuaciones elípticas para estudiar los datos de producción. Concluyeron en modelos correctos en los que un simple grupo de ecuaciones elípticas para pozos productores de gas en yacimientos con baja permeabilidad cuando el flujo es lineal, radial o transicional entre estos dos sistemas. También mostraron que el grupo de ecuaciones a presión constante son diferentes al grupo de ecuaciones a gasto de flujo constante. Los autores también mostraron dos casos de campo en donde la ocurrencia de flujo lineal es de 3 y 5 años respectivamente. Comentaron que varios pozos productores de gas en yacimientos de éste tipo en Wyoming prevalece flujo lineal por años.

Kohlhaas y Abbott²³ explicaron las condiciones de flujo lineal desarrolladas al comienzo de la vida del pozo productor, el cual se da con el pozo fracturado hidráulicamente. Después, éste régimen de flujo lineal temprano es seguido por el comienzo de flujo radial. Entonces, un flujo lineal tardío se desarrollara debido a ciertas configuraciones geométricas del yacimiento. Desarrollaron técnicas para analizar flujo esférico y lineal. También sugirieron que los datos de presión deben de ser representados en diferentes tipos de gráficas para ayudar a identificar y reconocer los diferentes regímenes de flujo.

Stright y Gordon²⁴ describieron el comportamiento de flujo lineal de largo plazo en pozos productores en yacimientos de gas con baja permeabilidad en la cuenca Piceance, la cual no tiene particularmente grandes tratamientos de fractura. Detectaron que éste comportamiento de flujo lineal por muchos años indica que la longitud de la fractura es mucho más grande que lo esperado con tratamientos de fractura hidráulica. Discutieron que si una gráfica de diagnóstico de flujo con ejes log-log, q_g versus t para el primero o el segundo año de producción tiene una media pendiente, entonces una técnica de

extrapolación \sqrt{t} se utiliza para el pronóstico del gasto de flujo de gas, q_g . Sugirieron que los efectos dominados por la frontera externa se representan por una curva de declinación exponencial.

Hale⁴³ utilizó diferentes ecuaciones de declinación para analizar datos de producción de más de 6,000 pozos productores en formaciones de gas con baja permeabilidad. Los pozos estudiados están en las montañas Rocky, que van de la cuenca del Green River de Wyoming a la cuenca de San Juan de Nuevo México. La mayoría de estos pozos son explotados en yacimientos de gas con baja permeabilidad y han sido hidráulicamente fracturados. Mencionaron que un flujo lineal de largo plazo fue registrado en muchos pozos en el área. Concluyeron que el análisis de declinación lineal es la mejor técnica para el pronóstico de reservas antes de que la frontera externa del yacimiento sea detectada la cual normalmente se detecta después de cuatro años de explotación. El autor estableció que los pronósticos con declinación exponencial son usados después de este período de tiempo.

Ammer y otros autores⁴⁴ utilizaron gráficas con ejes log-log de producción de gas acumulada versus tiempo para analizar los mecanismos de producción de 284 pozos productores en la formación Clinton al oriente de Ohio. Las características de la producción de estas arenas es que exhiben flujo lineal (pendiente de 1/2) en el 48% de los pozos, pendientes intermedias (0.5-0.9) en el 45% de los pozos y pendiente de flujo radial (0.9) en el 7% de los pozos. Casi todas las pendientes intermedias fueron pendientes de cierre del flujo lineal. Los autores explicaron que una correlación de la pendiente con el entorno de depositación fue establecida. Mencionaron que el flujo intermedio indica que un pozo drena múltiples estratos o capas con diferentes características de flujo.

Nott y Hara⁴⁶ analizaron datos de producción de 17 pozos de aceite en una zona con baja permeabilidad, alta porosidad, y en yacimientos hidráulicamente fracturados. Explicaron que tratamientos de re-fractura en estos pozos sucesivamente extienden la existencia de las fracturas y la productividad se incrementa 17% por 18 meses después del tratamiento. Utilizaron el modelo de flujo lineal de Miller para analizar estos pozos a través de la media pendiente de la línea recta detectada en la gráfica realizada con los datos de aceite acumulado producido, Np versus t para determinar la longitud media de la fractura, x_f . Encontraron que la longitud media de la fractura es comparable a las

dimensiones en cuanto al límite de drenado asignado para cada pozo. Estas fracturas hidráulicas son de conductividad infinita y se extienden a los límites de drenado de los pozos. Después de cinco años de agotamiento, los yacimientos son considerados todavía con flujo transitorio. Finalmente, usaron simulación areal para validar la aplicación de las ecuaciones para flujo lineal para éste yacimiento y para predecir el incremento en la producción de aceite debido al largo de las fracturas en los pozos nuevos.

Wattenbarger y otros autores^{32,33} en un análisis realizado en un campo con cerca de 60 pozos, detectaron flujo lineal de largo plazo en cerca de una tercera parte de los pozos. Varios de los otros pozos no pudieron ser analizados debido a la severa variación del gasto de flujo generado por las limitaciones del mercado. Ninguno de estos pozos mostró flujo pseudo-radial teóricamente esperado en pozos con fracturas hidráulicas.

A.3.5 Flujo bilineal. El flujo bilineal es detectado en pozos hidráulicamente fracturados y en yacimientos naturalmente fracturados. Un flujo bilineal se observa con datos de presión- producción en yacimientos con baja permeabilidad. El comportamiento bilineal de largo plazo se ha detectado en algunas cuencas con baja permeabilidad que producen gas^{24,44,47}.

Algunas de las condiciones que causan flujo bilineal son: un pozo vertical entre dos fugas limitadas debido a fallamiento o a procesos sedimentarios, un pozo vertical cerca de una falla con conductividad infinita^{25,85}, un pozo vertical con fractura de conductividad infinita, un pozo horizontal en un yacimiento fracturado con comportamiento transitorio de doble porosidad durante el período intermedio con flujo lineal, en un pozo horizontal ubicado en un yacimiento estratificado con comportamiento transitorio de doble porosidad durante el período intermedio con flujo lineal y un yacimiento lineal con comportamiento de doble porosidad.

Varios autores discutieron la ocurrencia del régimen de flujo bilineal en yacimientos. Algunos de ellos presentaron modelos, soluciones y curvas tipo bajo diferentes condiciones para yacimientos homogéneos y de doble porosidad^{22,75,86,137}. Entre estos, las siguientes fuentes en la literatura técnica sustentan la ocurrencia del régimen de flujo bilineal en algunos yacimientos.

Cinco-Ley y Samaniego⁷⁵ fueron los primeros que introdujeron la idea de flujo bilineal en yacimientos petroleros. Presentaron una nueva técnica para analizar datos en el período con flujo bilineal para el análisis de datos de presión en corto tiempo, para pozos interceptados por una fractura vertical con conductividad baja o intermedia. De igual manera, en otro artículo técnico⁸⁶, se muestra que al principio del tiempo una fractura con conductividad finita exhibe un flujo bilineal, mientras que los casos en que la fractura tiene daño muestran un flujo lineal. Una gráfica de la presión de fondo fluyendo, p_{wf} vs. $\sqrt[4]{t}$ da una línea recta cuya pendiente depende de la altura, anchura y permeabilidad de la fractura.

Cinco Ley y otros autores⁸⁷ mostraron que el comportamiento transitorio de la presión para un pozo con baja conductividad de la fractura vertical $[(k_f w)_D \leq 0.1]$ exhibe tres períodos de flujo solamente: flujo bilineal, período transitorio y flujo pseudo-radial.

Cinco Ley y Meng²² estudiaron un pozo con conductividad finita de la fractura vertical en un yacimiento de doble porosidad. Encontraron que en el modelo de flujo de matriz transitoria el comportamiento de la presión exhibe una pendiente de $1/8$ en una gráfica con ejes log-log durante flujo bilineal dominado por el período de transición en la transferencia del fluido. De igual manera, muestran que una gráfica de presión versus $t^{1/8}$ cede a una línea recta que pasa por el origen. Un resultado importante es que demostraron que el flujo bilineal no es el único período de flujo que exhibe la pendiente de $1/4$. En el flujo pseudo-lineal, y si el fluido transferido está en el período de transición, la gráfica con ejes log-log de la presión versus tiempo exhibe una línea recta con una pendiente de $1/4$.

Du Kuifu y Stewart⁴⁸ discutieron como el régimen de flujo lineal puede ocurrir en varios escenarios geológicos incluyendo pozos horizontales en un yacimiento de doble porosidad, un pozo vertical con un canal de fuga o cerca de una falla con alta conductividad.

A.3.6 Flujo esférico. Las soluciones para flujo esférico han sido discutidas extensamente por varios autores¹³⁸⁻¹⁴³. En general, la geometría de flujo esférico se detecta como un período intermedio entre dos períodos de flujo radial para pozos terminados en yacimientos de espesor amplio con solamente un pequeño intervalo abierto al flujo. En

general, dos tipos de hipótesis fueron hechas para la solución de éste problema: (1) flujo dentro de un hundimiento esférico ficticio y (2) flujo dentro de un agujero del pozo cilíndrico de conductividad infinita. El segundo caso es mucho más realista y varias técnicas numéricas y de simplificación han sido utilizadas para resolver las ecuaciones. Varios autores han discutido la diferencia entre los dos casos.

Kazemi y Seth¹³⁸, Gringarten y Ramey¹⁴¹, así como muchos otros investigadores, discutieron las bases teóricas de las ecuaciones utilizadas para analizar el flujo esférico.

Raghavan y Clark¹⁴⁰ examinaron la mayoría de las dificultades teóricas y discutieron varias características de interpretación desde un punto de vista teórico.

Kohlhaas y Abbott²³ desarrollaron técnicas para analizar flujo esférico basado en un trabajo previo desarrollado por Goodrich¹⁴³. Sugirieron que los datos de producción deberían de graficarse versus $1/\sqrt{t}$ para ayudar a identificar y reconocer el flujo esférico.

A.4 Análisis de la declinación con curvas tipo

Esta sección, se enfoca exclusivamente a la revisión de la literatura técnica referente al análisis de curvas de declinación de datos de producción en un sistema de yacimiento cerrado.

Fetkovich introdujo el desarrolló mas significativo en el análisis de la declinación con curvas tipo para datos de producción¹⁴⁴. En la **Fig. A-1** se muestra la versión original de las curvas tipo de declinación desarrolladas por Fetkovich. Estas curvas tipo de declinación muestran la conexión de las soluciones analíticas con la condición a presión constante y las soluciones empíricas estándar de curvas de declinación sobre una simple curva adimensional para un pozo no fracturado en un yacimiento limitado circularmente. Sin embargo, las curvas tipo de declinación de Fetkovich-McCray¹⁴⁵ representan una tecnología moderna en el análisis de curvas tipo de declinación. La **Fig. A-2** muestra una curva tipo de declinación de Fetkovich-McCray para un pozo vertical no fracturado en un yacimiento cerrado. En estas curvas, tres funciones de graficado son utilizadas sobre una simple gráfica para garantizar y obtener un valor único de los datos y de tipo de curva.

Arps¹⁴⁶ presentó una revisión exhaustiva de los esfuerzos previos para el análisis de graficado del comportamiento de declinación de la producción. Desarrolló una familia empírica de relaciones funcionales basada en el modelo de declinación hiperbólica que se presenta para el análisis de gasto de flujo real de producción. Incluyo en su modelo de declinación hiperbólica las relaciones de gasto de declinación con las declinaciones exponencial, hiperbólica y armónica. El trabajo de Arps contribuyó a los avances más importantes hacia el desarrollo moderno del análisis de curvas de declinación. En muchas publicaciones seguidas después del trabajo de Arps sobre curvas de declinación, la atención se ha centrado sobre el desarrollo de curvas tipo (soluciones flujo-gasto adimensionales o normalizadas) para el análisis de datos de producción referentes al gasto de flujo y de presión.

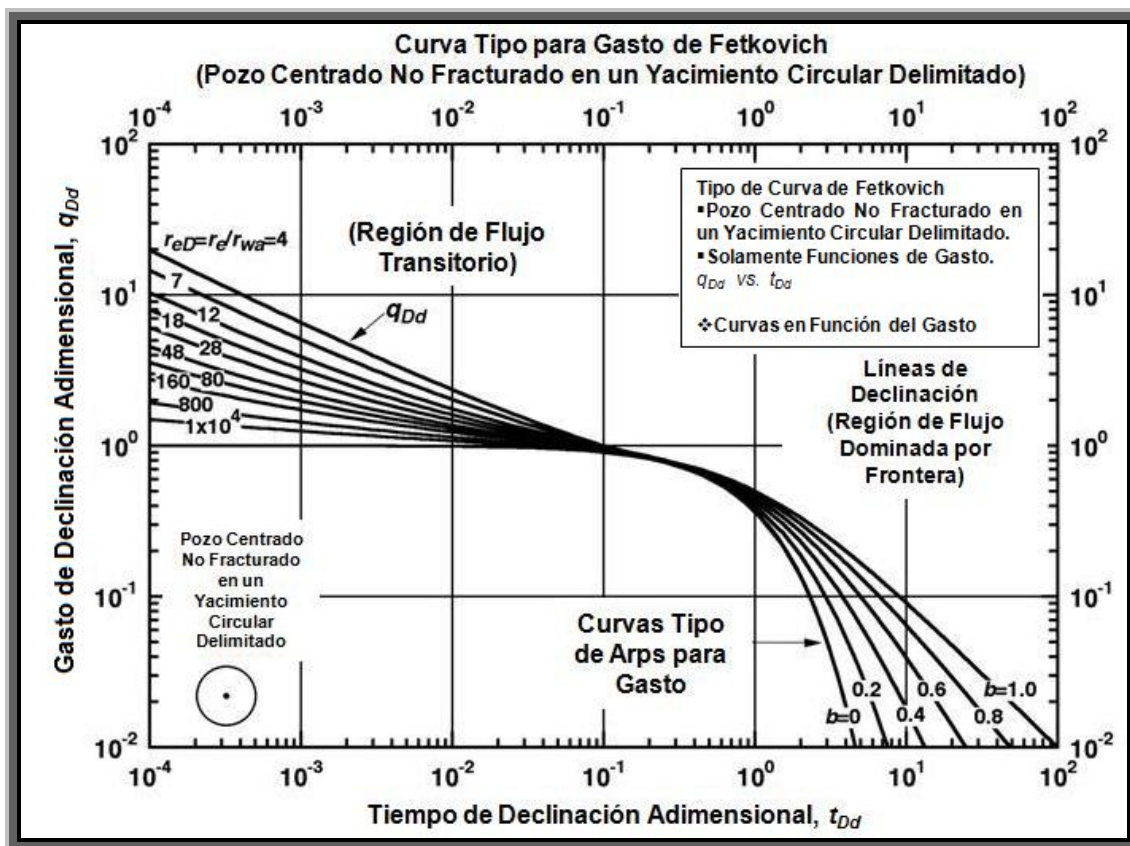


Fig. A-1 – Curva tipo de Fetkovich para gasto de flujo en variables adimensionales para un pozo centrado no fracturado en un yacimiento circular delimitado¹⁴⁴.

Slider¹⁴⁷ publicó una nueva curva tipo con el procedimiento basado en un análisis con enfoque semi-log para extrapolar el gasto de producción. Utilizó como proceso una práctica curva de acomodo utilizando las ecuaciones de Arps. Las aproximaciones de Slider son más directas y uniformes que utilizando las expresiones de Arps como las relaciones de regresión. Una desventaja es que el procedimiento de Slider necesita una cantidad significativa de tiempo en la preparación de datos.

Gentry¹⁴⁸ desarrolló un nuevo conjunto de curvas tipo que simplifican la solución aproximada y dan una confiable extrapolación de declinación de la producción con datos reales. Esta aproximación nos da un método gráfico efectivo para resolver todos los tipos de curvas de declinación de la producción (armónica, hiperbólica y exponencial).

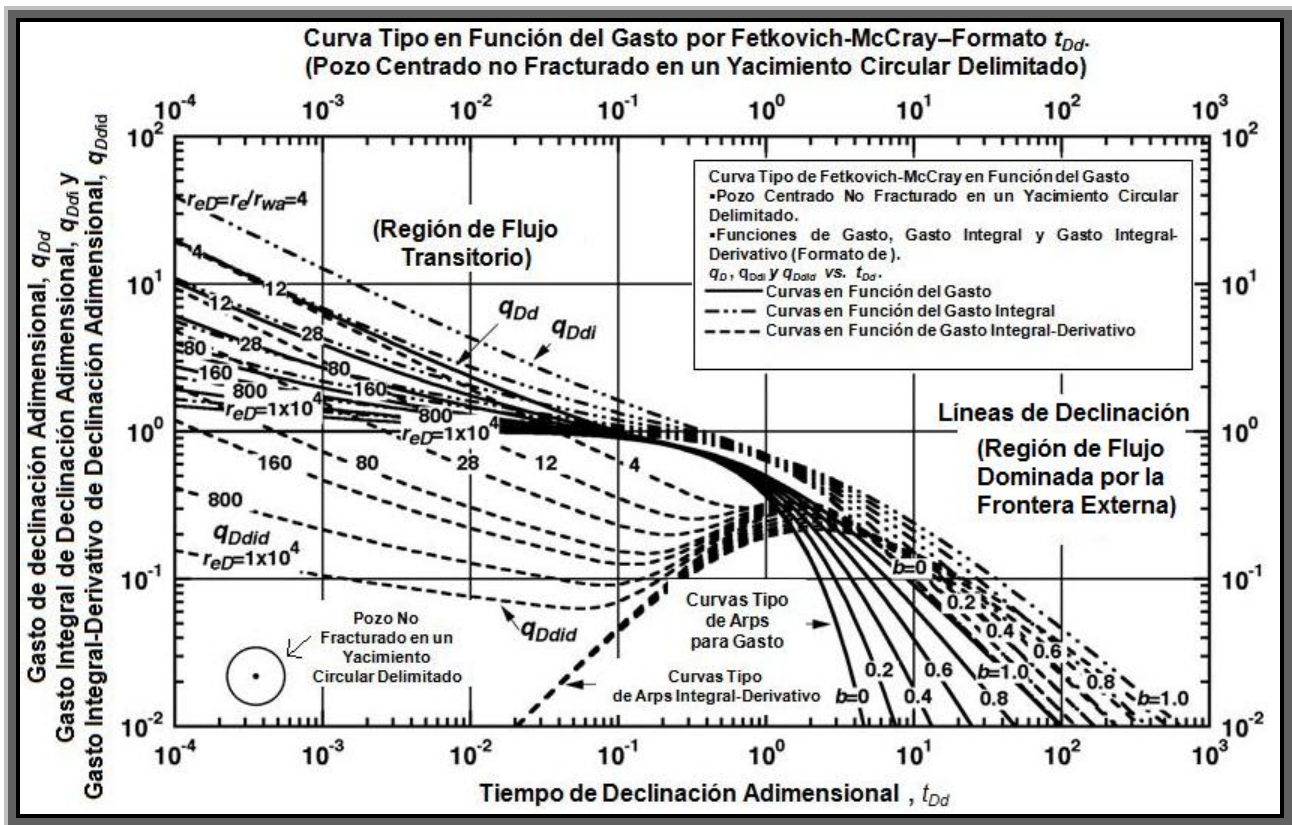


Fig. A-2 – Curva tipo de Fetkovich-McCray con una función de gasto de flujo integral en variables adimensionales para un pozo no fracturado centrado en un yacimiento circular delimitado¹⁴⁵.

Nind¹⁴⁹ presentó funciones de trazado gráfico que permiten una relación única de línea recta para la familia de curvas de declinación hiperbólica (con la excepción del caso exponencial). La aproximación de Nind es básicamente una regresión gráfica de las ecuaciones de Arps.

Fetkovich¹⁴⁴ publicó una solución analítica para un pozo produciendo con la condición de explotación a presión de fondo fluyendo constante durante las condiciones de flujo dominado por la frontera externa. Menciono que la relación de gasto con flujo en *PSS* es usada para correlacionar el comportamiento de flujo dominado por la frontera externa como en una simple curva de declinación exponencial como se muestra en la **Fig. A-1**. Esta curva tipo de declinación es usada en el análisis simultáneo de datos de producción para las condiciones de flujo transitorio y para flujo dominado por la frontera externa. Fetkovich presentó varios datos reales de pozos de aceite y gas para ilustrar el uso del análisis de declinación con la técnica de curvas tipo, y éste enfoque se ha convertido en un mecanismo clásico para el análisis de datos de producción.

Maley⁴⁵ mostro que las ecuaciones de curvas de declinación se utilizan para dar con exactitud proyecciones teóricas validas de yacimientos de gas con baja permeabilidad. Concluyo que en las ecuaciones estándar de declinación, la ecuación hiperbólica es un mejor estimador que la raíz cuadrada del tiempo en las gráficas del tiempo en los casos que el analisis. Explico que el valor de 2 para b y el factor de declinación de 0.5/mes da aproximadamente declinación de flujo lineal.

Fetkovich y otros autores¹⁵⁰ presentaron varios datos reales de pozos de aceite y de gas para ilustrar la técnica de análisis de declinación con curvas tipo. Éste procedimiento ha llegado a ser un mecanismo clásico para el análisis de datos de producción de gasto de flujo versus datos que fueron analizados para estimar propiedades del yacimiento y el pronóstico del gasto de flujo. Los autores concluyeron que el análisis de datos de producción en flujo transitorio no es posible usando las ecuaciones hiperbólicas de Arps, las ecuaciones de Arps implican que el sistema esta en agotamiento y que los datos de flujo transitorio nunca deben de ser utilizados para estimar los volúmenes del yacimiento (ya que esta practica suele dar pronósticos optimistas). Sugirieron que el volumen del yacimiento en relación con las características de flujo relacionadas no debe de ser estimado utilizando las técnicas de análisis de declinación con curvas tipo antes del desarrolló del flujo dominado por la frontera externa.

Fraim y Wattenbarger¹⁵¹ propusieron un procedimiento iterativo utilizando el volumen original de gas, G para predecir el cálculo promedio de la presión del yacimiento. Usaron una función pseudo-tiempo para tomar en cuenta la variación de las propiedades del gas y proporcionar un comportamiento de declinación exponencial para pozos de gas produciendo a una condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} .

La normalización de la caída de la pseudo-presión y las funciones del pseudo-tiempo linealizaran la ecuación de difusión para el gas, que entonces rinde al comportamiento de flujo de líquido (por ejemplo, una declinación exponencial durante flujo dominado por la frontera externa). Estas pseudo funciones de presión y tiempo proporcionan un procedimiento para analizar datos de producción de gas. La función del pseudo-tiempo para éste caso esta basada sobre un promedio de la presión del yacimiento. Entonces, una estimación inicial del volumen original de gas, G se requiere con el fin de iniciar el cálculo del pseudo-tiempo. Perfeccionando la estimación del volumen original de gas, G ocurre en la coincidencia de los datos de producción dentro de la curva tipo del líquido. Después, se estima el mejor valor del volumen original de gas, G se calcula la función del pseudo-tiempo corregida y desde ahora el problema de flujo del gas es tratado como en el caso de líquidos.

Blasingame y Lee¹⁵² desarrollaron un nuevo enfoque teórico nuevo basado en la predicción del tamaño y forma del área de drene del yacimiento con un pozo produciendo en una simple fase liquida con compresibilidad pequeña y constante para alguna condición flujo-gasto. El camino de utilizar una gráfica cartesiana de la caída de la presión/gasto de flujo versus una función del tiempo de balance de materia (producción acumulada/flujo-gasto) en donde estas funciones conceden a una tendencia de línea recta en que la pendiente y la no intersección en cero de la línea recta se usan para calcular el volumen de poro del yacimiento y el factor de formación. El modelo puede usarse para el análisis de campo con datos reales que son influenciados por cambios arbitrarios en la presión de fondo fluyendo, p_{wf} y de flujo-gasto. El modelo es válido para flujo dominado por la frontera externa siempre y cuando cambios en el flujo-gasto son relativamente continuos. Mostraron la aplicación práctica de éste nuevo método para un amplio rango de escenarios de gasto de flujo-variable para pozos en yacimientos limitados.

Blasingame y Lee¹⁵³ adaptaron su técnica¹⁵ de prueba en yacimientos limitados para el caso general con datos de gasto de flujo-variable/presión-variable de pozos productores de gas. En éste caso, linealizaron la ecuación de difusividad del gas utilizando funciones con un adecuado pseudo-tiempo y una adecuada caída de la pseudo-presión. El procedimiento es similar para la función del tiempo en el balance de materia en el caso del líquido en donde la función del pseudo-tiempo también incluye un término de gasto de flujo-variable. Esto es similar al trabajo de Fraim y Wattenbarger¹⁵¹, el método de Blasingame y Lee implica la estimación promedio de la presión del yacimiento con el fin de calcular la función del pseudo-tiempo. Esta presión promedio del yacimiento es evaluada utilizando un procedimiento iterativo en que el volumen original de gas, G es estimado y la función del pseudo-tiempo es verificada utilizando una presión promedio del yacimiento computarizada de la nueva estimación del gas en el lugar.

Teóricamente, éste método es solamente aplicable después de que la presión inicial transitoria del yacimiento ha alcanzado la frontera externa del yacimiento. Sin embargo, discutieron que el perfil de la presión promedio calculada es valido para el análisis de datos de flujo transitorio del gas cuando la simulación numérica se utiliza.

Blasingame, McCray y Lee¹⁵⁴ desarrollaron una aproximación para el análisis de declinación con datos de producción donde la presión de fondo fluyendo, p_{wf} varía significativamente como una función del tiempo. Intentaron crear una formula equivalente con respecto al análisis a presión constante (una presión constante análoga en función del tiempo que es usada para el análisis con datos de producción de gasto de flujo-variable/caída de presión variable. Utilizaron en su trabajo ecuaciones repetitivas para transformar datos de gasto de flujo-variable dentro de la solución con perfil a presión constante para la condición de flujo dominado por la frontera externa. Sin embargo, mencionaron que estas ecuaciones repetitivas tienden a detenerse cuando en una parte significativa en los datos existe ruido.

Palacio y Blasingame¹⁴⁵ presentaron un método basado sobre el análisis de curvas tipo que se utiliza para el análisis de datos de producción en pozos productores de gas. Los autores intentaron tomar con el caso de gasto de flujo-variable/presión variable dentro de una constante para el gasto de flujo equivalente. La aproximación desarrollada es lógica, consistente y es fácilmente obtenida utilizando la expresión para flujo de líquido y la

relación de balance de materia para un líquido ligeramente compresible. Extendieron su aproximación para el caso del gas introduciendo una modificación en la función del pseudo-tiempo cuando en forma estricta los datos de producción coinciden con la curva armónica ($b=1$) de la curva tipo de declinación de Fetkovich. Los autores mostraron que para cualquier caso con datos de producción, utilizando la función flujo-gasto de la presión normalizada y la función de pseudo-tiempo de balance de materia dio un gasto de flujo de declinación armónica para flujo de gas durante flujo dominado por la frontera externa. Estos autores publicaron una modificación de las curvas tipo de declinación de Fetkovich-McCray para un pozo no fracturado en un yacimiento limitado. En estas curvas tipo, tres funciones de graficado son utilizadas sobre una simple gráfica para garantizar y hacer coincidir los datos de producción y la curva tipo.

A.5 Resumen

Aquí, se presentó la revisión de la literatura técnica concerniente a varios temas que tratan de la ocurrencia y del análisis del comportamiento de flujo transitorio de largo plazo en yacimientos.

En conclusión, esta revisión de la literatura técnica muestra, en general, el énfasis puesto sobre el comportamiento de largo plazo en análisis de pruebas de pozo en yacimientos de aceite y de gas convencional (gas húmedo). Algunas soluciones son solamente desarrolladas para la condición de explotación a gasto de flujo constante. La literatura técnica del petróleo necesita, metodologías sencillas y graduales para analizar y predecir el comportamiento de la producción de yacimientos de gas no convencionales (por ejemplo, yacimientos de gas con baja permeabilidad). Estas metodologías sencillas y paso a paso tienen aplicaciones en el análisis de datos de producción para pozos de gas y flujo dominado por la frontera externa en yacimientos de gas con baja permeabilidad. En la aplicación de campo, éste análisis de datos de producción tiene una ventaja sobre los métodos de pruebas de pozo en términos de costos ya que con estos análisis se induce a que no se pierda la producción, en el caso contrario, en los períodos de cierre (a menudo largos) requeridos para pruebas de pozo en yacimientos de gas con baja permeabilidad.

APÉNDICE B

GRÁFICAS DE DIAGNÓSTICO DE FLUJO CON EJES LOG-LOG PARA LA INTERPRETACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE GAS ACUMULADO, G_p VS. TIEMPO PARA LOS REGÍMENES DE FLUJO LINEAL, BILINEAL Y ESFÉRICO

B.1 Régimen de flujo lineal

En esta sección, se proporciona una interpretación matemática de la pendiente de la línea recta obtenida en la gráfica con ejes log-log de G_p vs. t para identificar comportamiento de flujo lineal de datos de producción en pozos de gas en yacimientos de gas con baja permeabilidad. Se comienza con el modelo de flujo lineal para analizar datos de presión-producción de pozos productores de gas, esto es como sigue:

$$\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = \frac{1262 T}{\sqrt{k} A_c \sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i}} \sqrt{t} + \frac{[\Delta m(p)]_s}{q_g} \dots \dots \dots (B.1)$$

para la condición de explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y

$$\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = \frac{803 T}{\sqrt{k} A_c \sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i}} \sqrt{t} + \frac{[\Delta m(p)]_s}{q_g} \dots \dots \dots (B.2)$$

para la condición de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g . En las Ecs. B.1 y B.2, k es la permeabilidad de la formación en md , A_c es el área de sección transversal de la trayectoria de flujo en ft , T es la temperatura del yacimiento en $^{\circ}R$, ϕ es la porosidad de la formación en *fracción*, μ_g es la viscosidad en cp y c_t es la compresibilidad total en $psia^{-1}$.

Una gráfica de la caída de la pseudo-presión, $\Delta m(p)/q_g$ vs. \sqrt{t} para cualesquiera de las Ecs. B.1 o B.2 da una línea recta con pendiente positiva, es decir, \tilde{m}_{LPC} o \tilde{m}_{LGC} , respectivamente, y la no intersección en cero de la línea recta, $\Delta m(p)/q_g$. La pendiente de la línea recta para la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} ,

\tilde{m}_{LPC} , o para la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g , \tilde{m}_{LGC} , es definida como sigue:

$$\tilde{m}_{LPC} \text{ o } \tilde{m}_{LGC} = \text{pendiente de } \frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]/q_g}{\sqrt{t}} \dots\dots\dots (B.3)$$

en donde q_g es el gasto de flujo de gas en superficie en $Mft^3 @ c.e./D$, t es el tiempo de producción o de explotación en días, y $m(p_i)$, $m(p_{wf})$ son las pseudo-presiones a la presión inicial y de fondo fluyendo, respectivamente, en $psia^2/cp$. Se adecua la Ec. B.3 para cualesquiera de las condiciones de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y a gasto de flujo de gas constante, q_g . Por ejemplo, para la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} se tiene:

$$\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = \tilde{m}_{LPC} \sqrt{t} \dots\dots\dots (B.4)$$

La Ec. B.4 se escribe como sigue:

$$q_g = \frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{\tilde{m}_{LPC} \sqrt{t}} \dots\dots\dots (B.5)$$

La producción de gas acumulada, G_p , se expresa como:

$$G_p = \int_0^1 q_g dt \dots\dots\dots (B.6)$$

Se sustituye la Ec. B.5 dentro de la Ec. B.6 y se obtiene:

$$G_p = \int_0^1 \frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{\tilde{m}_{LPC} \sqrt{t}} dt \dots\dots\dots (B.7)$$

Se resuelve la Ec. B.7 y se obtiene:

$$G_p = 2 \left[\frac{m(p_i) - m(p_{wf})}{\tilde{m}_{LPC}} \right] \sqrt{t} \dots\dots\dots (B.8)$$

Se aplica logaritmo para ambos lados de la Ec. B.8 para dar,

$$\log G_p = \left[\frac{2[m(p_i) - m(p_{wf})]}{\tilde{m}_{LPC}} \right] + \frac{1}{2} \log(t) \dots\dots\dots (B.9)$$

La **Fig. B-1** muestra una gráfica de diagnóstico de flujo con ejes log-log de G_p vs. t para un pozo productor de gas en un yacimiento de gas con baja permeabilidad mostrando una “media pendiente” de la línea recta, la cual describe régimen de flujo lineal.

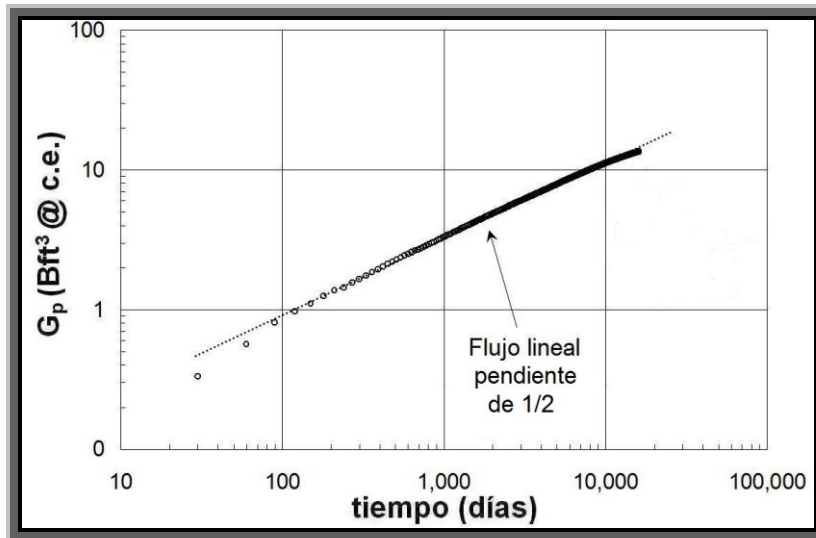


Fig. B-1 – Gráfica con ejes log-log de G_p vs. t para un pozo productor de gas en un yacimiento de gas con baja permeabilidad que muestra una línea recta con “media pendiente”. El régimen de flujo lineal de largo plazo se detecto previamente en una gráfica de diagnóstico de flujo de $[m(p_i) - m(p_{wf})] / q_g$ vs. t .

El pozo productor de la **Fig.B-1** ha producido bajo la influencia de régimen de flujo lineal transitorio por varios años.

De la misma forma, la Ec. B.8 es escrita como:

$$G_p = 2 \left[\frac{m(p_i) - m(p_{wf})}{\tilde{m}_{LPC} \sqrt{t}} \right] t \dots\dots\dots (B.10)$$

Se sustituye la Ec. B.5 dentro de la Ec. B.8 y esto da:

$$G_p = 2q_g t \dots\dots\dots (B.11)$$

o

$$q_g = \frac{1}{2t} G_p \dots\dots\dots (B.12)$$

B.2 Régimen de flujo bilineal

En esta sección, se muestra una interpretación matemática de la pendiente de la línea recta obtenida en la gráfica con ejes log-log de G_p vs. t para identificar un comportamiento de régimen de flujo bilineal con datos de presión-producción de un pozo productor de gas en un yacimiento de gas con baja permeabilidad. Se inicia con el modelo de régimen de flujo bilineal para analizar datos de presión-producción de pozos productores de gas en yacimientos de gas con baja permeabilidad como sigue:

$$\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = \frac{984 T}{h_1 \sqrt{k_f} w [\sqrt[4]{k(\phi \mu_g c_t)_i}]} \sqrt[4]{t} + \frac{[\Delta m(p)]_s}{q_g} \dots\dots\dots (B.13)$$

en donde k_f es la permeabilidad de la trayectoria de flujo con alta permeabilidad en md , w es el espesor a lo largo de la trayectoria de flujo con alta permeabilidad en ft , h_1 es la altura de la trayectoria de flujo con alta permeabilidad en ft y k es la permeabilidad de la formación en md .

Una gráfica de la caída de la pseudo-presión, $\Delta m(p)/q_g$ vs. $\sqrt[4]{t}$ para la Ec. B.13 da una línea recta con pendiente positiva, \tilde{m}_{BGC} , y la no intersección en cero de la línea recta, $\Delta m(p)/q_g$. La pendiente de la línea recta para la condición de explotación a gasto de flujo de gas constante, q_g , \tilde{m}_{BGC} , se define como sigue:

$$\tilde{m}_{BGC} = \text{pendiente de} = \frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]/q_g}{\sqrt[4]{t}} \dots\dots\dots (B.14)$$

La Ec. B.14 es escrita como:

$$\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = \tilde{m}_{BGC} \sqrt[4]{t} \dots\dots\dots (B.15)$$

La Ec. B.15 es escrita como:

$$q_g = \frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{\tilde{m}_{BGC} \sqrt[4]{t}} \dots\dots\dots (B.16)$$

Se renombra la Ec. B.6,

$$G_p = \int_0^1 q_g dt \dots\dots\dots (B.6)$$

Se sustituye la Ec. B.16 dentro de la Ec. B.6 y da:

$$G_p = \int_0^1 \frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{\tilde{m}_{BGC} \sqrt[4]{t}} dt \dots\dots\dots (B.17)$$

Se resuelve la Ec. B.17 para obtener:

$$G_p = \frac{4}{3} \left[\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{\tilde{m}_{BGC}} \right] t^{3/4} \dots\dots\dots (B.18)$$

Ahora, se toman logaritmos en ambos lados de la Ec. B.18 y se esto da:

$$\log G_p = \log \left(\frac{4[m(p_i) - m(p_{wf})]}{3\tilde{m}_{BGC}} \right) + \frac{4}{3} \log(t) \dots\dots\dots (B.19)$$

La Fig. B-2 muestra una gráfica de diagnóstico de flujo con ejes log-log de G_p vs. t para un pozo productor de gas en un yacimiento de gas con baja permeabilidad mostrando una línea recta con una “pendiente de tres-cuartos” caracterizando régimen de flujo bilineal. Se detecta que éste pozo productor ha producido bajo la influencia de flujo transitorio bilineal por más de un año.

La Ec. B.18 es escrita como:

$$G_p = \frac{4}{3} \left[\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{\tilde{m}_{BGC} \sqrt[4]{t}} \right] t \dots\dots\dots (B.20)$$

Se sustituye la Ec. B.16 dentro de la Ec. B.18 para dar:

$$G_p = \frac{4}{3} q_g t \dots\dots\dots (B.21)$$

o

$$q_g = \frac{3}{4t} G_p \dots\dots\dots (B.22)$$

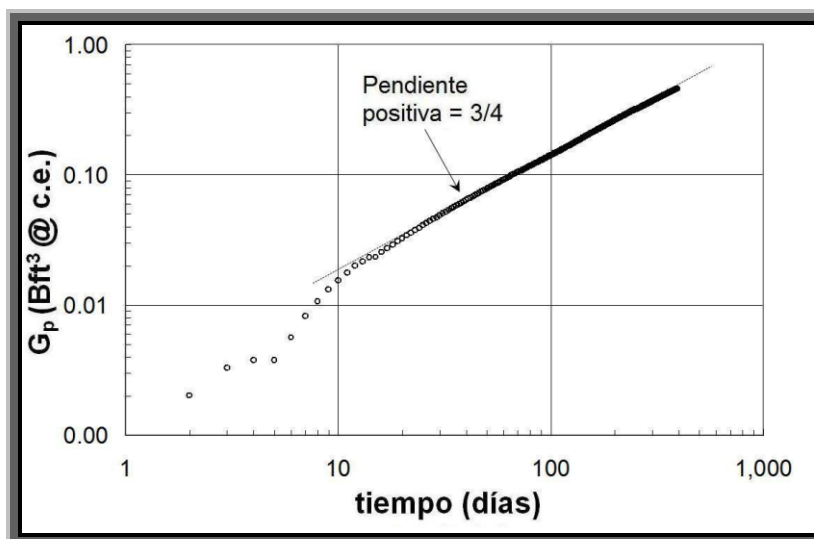


Fig. B-2 – Gráfica con ejes log-log de G_p vs. t para un pozo productor de gas en un yacimiento de gas con baja permeabilidad con una línea recta de “tres-cuartos de pendiente”. El régimen de flujo bilineal se detecto previamente en una gráfica de diagnóstico de flujo con ejes log-log de $[\Delta m(p)/q_g]$ vs. t .

B.3 Régimen de flujo esférico

En esta parte, se proporciona una interpretación matemática de la pendiente de la línea recta obtenida en una gráfica con ejes log-log de G_p vs. t para identificar un comportamiento de régimen de flujo esférico con datos de presión-producción obtenidos de un pozo productor de gas. Se inicia con el modelo de régimen de flujo esférico para el análisis de datos de presión-producción de pozos productores de gas como sigue:

$$\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = - \frac{10098 T [(\phi \mu_g c_t)_i]^{1/4}}{k^{3/2}} \frac{1}{\sqrt{t}} + \frac{1424 T}{k r_w'} \dots\dots\dots (B.23)$$

en donde k es la permeabilidad de la formación en md .

Una gráfica de la caída de la pseudo-presión, $\Delta m(p)/q_g$ vs. $1/\sqrt{t}$ para la Ec. B.23 muestra una línea recta con pendiente negativa, \tilde{m}_{EGC} , y la no intersección en cero de la línea recta, $[1424T]/[k r_w']$. La pendiente de la línea recta para la condición de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g , \tilde{m}_{EGC} , se define como:

$$\tilde{m}_{EGC} = \text{pendiente de} \left(\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]/q_g}{1/\sqrt{t}} \right) \dots\dots\dots (B.24)$$

Entonces, se adecua la Ec. B.24 bajo el siguiente esquema:

$$\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = \frac{\tilde{m}_{EGC}}{\sqrt{t}} \dots\dots\dots (B.25)$$

La Ec. B-25 se escribe como sigue:

$$q_g = \frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{\tilde{m}_{EGC}} \sqrt{t} \dots\dots\dots (B.26)$$

Se recuerda la expresión de producción acumulada para el gasto de flujo de gas, G_p :

$$G_p = \int_0^1 q_g dt \dots\dots\dots (B.6)$$

Se sustituye la Ec. B.26 dentro de la Ec. B.6 y esto da:

$$G_p = \int_0^1 \frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{\tilde{m}_{EGC}} \sqrt{t} dt \dots\dots\dots (B.27)$$

Se resuelve la Ec. B.27 y se obtiene:

$$G_p = \frac{2}{3} \left[\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{\tilde{m}_{EGC}} \right] t^{3/2} \dots\dots\dots (B.28)$$

Se aplican logaritmos en ambos lados de la Ec. B.28 y se obtiene:

$$\log G_p = \log \left(\frac{2[m(p_i) - m(p_{wf})]}{3\tilde{m}_{EGC}} \right) + \frac{3}{2} \log(t) \dots\dots\dots (B.29)$$

La **Fig. B-3** muestra una gráfica de diagnóstico de flujo con ejes log-log de G_p vs. t para un pozo productor de gas en un yacimiento de gas con baja permeabilidad mostrando una línea recta con una pendiente de “3/2” por lo tanto se describe régimen de flujo esférico.

Se detecta que éste pozo productor ha estado produciendo bajo el régimen de flujo esférico por varios días. De la misma forma, la Ec. B.28 es escrita como:

$$G_p = \frac{2}{3} \left[\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{\tilde{m}_{EGC} (1/\sqrt{t})} \right] t \dots\dots\dots (B.30)$$

Se sustituye la Ec. B.26 dentro de la Ec. B.30 y esto da:

$$G_p = \frac{2}{3} q_g t \dots\dots\dots (B.31)$$

o

$$q_g = \frac{3}{2t} G_p \dots\dots\dots (B.32)$$

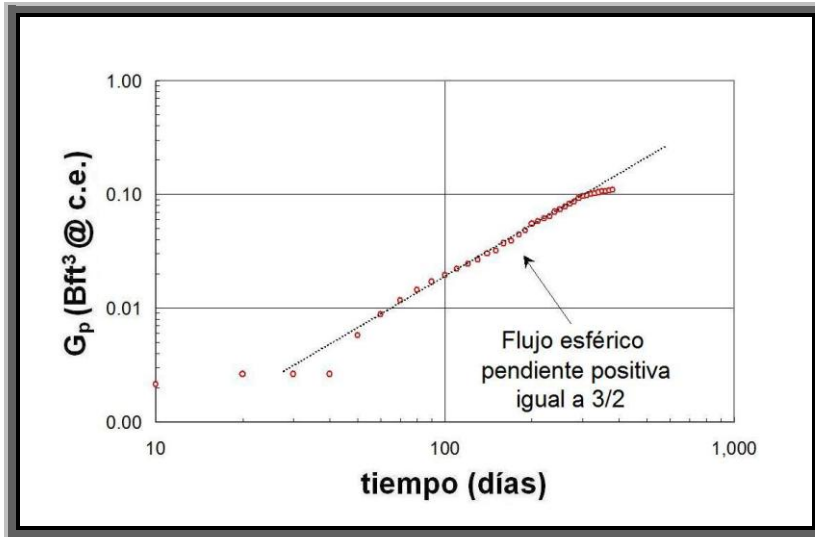


Fig. B-3 – Gráfica con ejes log-log de G_p vs. t para datos obtenidos de un pozo productor de gas en un yacimiento de gas con baja permeabilidad que muestra una línea recta con “3/2 de pendiente”. El régimen de flujo esférico se detecto previamente en una gráfica de diagnóstico de flujo con ejes log-log de la derivada de la caída de la presión con la función del tiempo contra el tiempo, $t[\Delta m(p)/q_g]'$ vs. t .

APÉNDICE C

PROPIEDADES FÍSICO-QUÍMICAS DE LOS GASES NATURALES

C.1 Introducción

En éste Apéndice se presentan las propiedades físico-químicas de los gases naturales y los métodos para estimar algunas de sus propiedades fisicoquímicas requeridas para los cálculos en las ingenierías de yacimientos y producción de gas. El método mas preciso y confiable para determinar las propiedades físicas y químicas es el análisis de laboratorio de una muestra particular de fluido del yacimiento; sin embargo, en ausencia de datos de laboratorio, las correlaciones empíricas y analíticas desarrolladas y reportadas en la literatura técnica son una excelente alternativa viable para estimar muchas propiedades de estos gases. En éste Apéndice se presentan algunas correlaciones para estimar propiedades para los gases naturales. Estas correlaciones fueron elegidas por su precisión, consistencia, y simplicidad para el análisis manual o para su programación en computadoras¹⁹.

C.2 Revisión de las definiciones y principios fundamentales¹⁹

Antes de presentar los cálculos de algunas propiedades del gas y sus correlaciones, se revisan algunas definiciones y principios fundamentales requeridos para entender éstas. Esta revisión incluye los conceptos de fracción molar, volumen molar, comportamiento ideal y real del gas, y el principio de estados correspondientes. Se presentan algunos ejemplos ilustrativos con datos reales de campo.

C.2.1 Moles y fracción molar. Una libra-masa-mol (lbm-mol) es una cantidad de materia con una masa en libras igual al peso molecular. Definiciones similares se aplican al gramo-mol, kilogramo-mol, etc. Por ejemplo, *1 lb-mol* de metano pesa *16.043 lbm*. La fracción molar de un componente en una mezcla, es el número de libras-mol de ese componente dividido por el número total de moles de todos los componentes en esa mezcla. Luego, para un sistema con n componentes, la fracción molar es:

$$y_i = n_i / \sum_{j=1}^{n_c} n_j \dots\dots\dots (C.1)$$

Donde y_i = fracción molar del componente i , n_i = número de libras-mole del componente i , y n_c es el número de componentes en el sistema.

C.2.2 Ley de los gases ideales. Para comenzar la discusión del comportamiento de los gases reales, se considerará un gas hipotético llamado gas ideal. Un gas ideal (perfecto) presenta las propiedades siguientes:

1. El volumen ocupado por las moléculas es insignificante en comparación con el volumen total ocupado por el gas.
2. No existen fuerzas de atracción y repulsión entre las moléculas y las paredes del contenedor en donde se aloja el gas.
3. Los choques entre las moléculas son perfectamente elásticas (no existiendo pérdida de energía interna durante los choques).

Una ecuación que describe la relación entre el volumen ocupado por el gas, la presión y la temperatura se denomina ecuación de estado (EoS). La forma de la ecuación de estado del gas ideal se desarrolló a partir de observaciones empíricas que, para una determinada masa de gas en una temperatura constante, el producto de la presión y el volumen, pV , es constante (Ley de Boyle) y, para una determinada masa de gas en una presión constante, la relación volumen/temperatura, V/T , es constante (Ley de Charles). Combinando la Ley de Boyle y la Ley de Charles, se obtiene la ecuación de estado para un gas ideal:

$$pV = nRT = \left(\frac{m}{M}\right)RT \dots\dots\dots (C.2)$$

donde p = presión, [psia]; V = volumen, [ft³]; n = número de libras mol del gas; R = coeficiente universal del gas = 10.732 [psia-ft³/°R-lbm-mol]; T = temperatura absoluta [°R], m = masa del gas [lb]; y M = peso molecular, [lb-lbm-mol]. Se debe de tener en cuenta que las unidades y la magnitud del coeficiente universal del gas varia dependiendo de las unidades de otras variables en la Ec. C.2.

C.2.3 Volumen molar. El concepto de volumen molar, V_m , se utiliza para convertir una masa dada de gas a volumen de vapor a condiciones estándar de presión y temperatura ($60^\circ F$ y 14.65 psia). Éste concepto implica que, para las condiciones estándar, el volumen molar es constante y puede ser usado para convertir masa a volumen o bien, como en algunas ocasiones se requiere, para convertir un volumen dado a condiciones estándar a masa.

Combinando la definición de volumen molar, $V_m = V/n$, y la Ley de los gases ideales dada mediante la ecuación C.2, se obtiene:

$$V_m = RT_{SC} / p_{SC} \dots\dots\dots (C.3)$$

Se consideran condiciones base o estándar de $T_{SC} = 60^\circ F + 459.67 = 519.67^\circ R$ y $p_{SC} = 14.65 \text{ psia}$. La ecuación C.3 se expresa como:

$$V_m = \frac{\left(10.732 \frac{\text{psia} - \text{ft}^3}{\text{lbm} - \text{mol}^\circ R}\right)(519.67^\circ R)}{(14.65 \text{ psia})} = 380.7 \text{ scf} / \text{lbm} - \text{mol} \dots\dots\dots (C.4)$$

El valor del volumen molar depende de las condiciones estándar de la presión y la temperatura. Aquí se usarán las condiciones estándar de $p_{SC} = 14.65 \text{ psia}$ y $T_{SC} = 60^\circ F$. Mas aún, para obtener el volumen molar en la Ec. C.4, se convierte la temperatura estándar de grados Fahrenheit a grados Ranking usando la constante de conversión de 459.67. Para cálculos subsecuentes en éste apéndice, se utilizará la constante más comúnmente usada, aunque con menor precisión de 460.

C.2.4 Comportamiento de gases reales. La Ley del gas real es simplemente la relación presión/volumen predicha por la Ley del gas ideal modificada por un factor de corrección que cuantifica el comportamiento no ideal del gas. La Ley del gas ideal es:

$$pV = znRT \dots\dots\dots (C.5)$$

donde z = cantidad adimensional llamado factor z , el factor de compresibilidad, o el factor de desviación del gas. El factor z corrige la simple ecuación de estado, Ec. C.2 para un gas ideal y se permite describir el comportamiento de un gas real. Bajo las condiciones ideales de presión y temperatura, $z = 1.0$. El factor z , que depende de la presión y

temperatura, de la composición del gas, puede ser medido en el laboratorio con una muestra de gas del yacimiento o, mas aún, obtenido por correlaciones.

C.2.5 Principio de correspondencia de estados. Varias propiedades de los gases tienen valores iguales para gases similares (tales como los hidrocarburos parafínicos) en cuanto a presión y temperatura reducida. Presión reducida y temperatura reducida para componentes puros se definen como:

$$p_r = p / p_C \dots\dots\dots (C.6)$$

y

$$T_r = T / T_C \dots\dots\dots (C.7)$$

respectivamente. La presión pseudo-reducida y la temperatura pseudo-reducida para mezclas se define como:

$$p_{pr} = p / p_{pc} \dots\dots\dots (C.8)$$

y

$$T_{pr} = T / T_{pc} \dots\dots\dots (C.9)$$

respectivamente, donde p_C = presión crítica para un gas puro, [psia]; p_{pc} = presión pseudo-crítica para una mezcla de gas, [psia]; T_C = temperatura crítica para un gas puro, [$^{\circ}R$]; y T_{pc} = temperatura pseudo-crítica para una mezcla de gas, [$^{\circ}R$].

El punto crítico (p_C, T_C) para una sustancia pura es la presión y temperatura a la cual las propiedades de las fases de líquido y vapor serán idénticas. A presiones por arriba de p_C , el líquido y el gas no pueden coexistir, sea cual sea la temperatura, a temperaturas por encima de T_C , la sustancia no puede ser licuada, sea cual sea la presión. Para sustancias puras, p_C y T_C están determinadas experimentalmente. Para mezclas, p_{pc} y T_{pc} ambas son obtenidas con alguna consistencia de reglas de mezclado o están estimadas por correlaciones. Estos valores computados de p_{pc} y T_{pc} no son verdaderos puntos críticos; por ejemplo, las propiedades de las fases de líquido y vapor no serán idénticas en el punto (p_{pc}, T_{pc}).

La observación segura de las propiedades del gas, tal como el factor z , serán aproximadamente las mismas a obtener la temperatura y presión reducidas para una

sustancia pura y forma similar de gases por medio de las bases del principio de correspondencia de estados. Éste comportamiento también será observado para mezclas y gases químicamente similares; por tanto, correlaciones del factor z para gases puros y mezclas de gas están basadas en éste principio.

C.3 Propiedades de los gases naturales¹⁹

Al analizar las características de un yacimiento se deben comprender todas las propiedades que interactúan para el movimiento de fluidos (sistema roca fluidos), debido a que en la industria petrolera, éste es un aspecto de gran importancia, ya sea en medios porosos (para la extracción o inyección de estos al yacimiento) o por tuberías (para el transporte de fluidos), en éste caso se describen las propiedades del gas y la manera en que se obtienen.

Es de vital importancia saber que es una propiedad, una propiedad es cualquier característica medible en una región cerrada por límites imaginarios, las propiedades dependen del tamaño y de la masa total de los límites fijados, algunas propiedades se definen en términos de otras, las propiedades pueden ser clasificadas en extensivas e intensivas, las propiedades extensivas dependen de la cantidad de la masa como el volumen, la masa, etc. las propiedades intensivas son independientes de la cantidad de masa presente como la temperatura, la presión, etc. Las propiedades específicas que están definidas por unidad de masa son propiedades intensivas.

Un fluido es una sustancia que se deforma continuamente al ser sometido a un esfuerzo cortante (esfuerzo tangencial) no importa cuán pequeño sea éste. Con esta definición queda entendido que un fluido puede ser líquido o gas que se deforme ante el esfuerzo de corte por muy pequeño que éste sea aplicado.

Una vez entendido lo que es una propiedad y un fluido ya se pueden describir propiedades como lo es la viscosidad, que es la resistencia de un fluido al esfuerzo cortante, la viscosidad es debida a la fuerza de cohesión que existe entre las moléculas de los fluidos además a la cantidad de movimiento entre capas ya que no se mueven a la misma velocidad. La viscosidad depende de la presión y la temperatura a la cual se encuentre el fluido.

Al aumentar la temperatura a presión constante, la viscosidad de un líquido disminuye, mientras la viscosidad de un gas aumenta. Esto se explica debido a que en los líquidos predominan las fuerzas de cohesión y estas disminuyen al aumentar la temperatura. Por otra parte, los gases deben su viscosidad predominantemente a la transferencia de cantidad de movimiento molecular y esta aumenta con la temperatura.

La densidad de un fluido, denominada ρ , es una unidad de masa por unidad de volumen. La densidad varía mucho en los gases, aumentando casi de forma proporcional a la presión. La densidad de los líquidos es casi constante; la densidad del agua (alrededor de 1000 kg/m^3) tan sólo se incrementa en un 1 por 100 cuando la presión se multiplica por un factor de 220. Por tanto, la mayoría de los líquidos se pueden considerar casi incompresibles.

La densidad relativa es la relación entre la densidad de un fluido y la de un fluido estándar de referencia, típicamente el agua a 4°C (para los líquidos) y el aire (para los gases).

El factor de volumen es la relación que tenemos de un fluido medido a las condiciones del yacimiento entre el volumen del fluido medido a condiciones estándar, para esto tenemos el factor del gas ($B_g < 1$) y factor de volumen del aceite ($B_o > 1$).

El gas es una fase de la materia homogénea de baja densidad y viscosidad, que no tiene volumen ni forma fija, toma la forma y el volumen del recipiente que lo contiene, una de las propiedades más evidentes de los gases es que ejercen presión sobre sus alrededores en el cuerpo que los contiene.

Las propiedades del gas cambian considerablemente respecto a las propiedades del líquido, principalmente debido a que las moléculas en el gas se encuentran más alejadas respecto a las moléculas en los líquidos. Por lo tanto, un cambio en la presión tiene un efecto mayor sobre la densidad de un gas que la que ejercería en un líquido.

El conocimiento de las relaciones Presión-Volumen-Temperatura, pVT , y otras propiedades físicas y químicas de los gases, son necesarias para resolver problemas en la ingeniería de yacimientos de gas natural.

Las propiedades físicas de un gas natural se pueden obtener directamente por mediciones de laboratorio o por pronósticos a partir de la composición química de la mezcla de gases. En éste último caso, los cálculos se basan sobre las propiedades físicas

de los componentes individuales del gas y sus Leyes físicas, frecuentemente referidas como reglas de mezclado, en las que se relacionan las propiedades de los compuestos a la mezcla de gas. Se describe el comportamiento de gases ideales y se deriva su ecuación de estado a partir de datos experimentales.

El gas natural esta compuesto por grandes series de parafinas de hidrocarburos. La cantidad de metano y etano generalmente comprende entre 80 y 90 % del volumen del gas natural. La densidad relativa del gas es la relación entre la densidad de un gas a presión y temperatura atmosférica con respecto a la densidad del aire a las mismas condiciones. Dado que la densidad relativa. Del metano es 0.55, la densidad relativa del gas natural esta entre 0.6 y 1.1 dependiendo de la concentración relativa de los hidrocarburos presentes en el gas.

El gas natural consta de otros varios componentes, tales como el nitrógeno, bióxido de carbono, ácido sulfhídrico, metano, etano, propano, isobutano, n-butano, isopentano, n-pentano, n-hexano, n-heptano, n-octano, n-nonano, n-decano, oxígeno, hidrógeno, helio y vapor de agua. Cada de estos constituyentes poseen propiedades físicas. Cada constituyente estará en un cierto porcentaje de la mezcla de gas; por tanto, las propiedades de cada componente constituyen las propiedades del gas.

Para realizar un análisis composicional de un gas natural se obtiene por destilación a baja temperatura, un análisis cromatográfico o por el espectrómetro de masas, el gas natural se describe como gas húmedo o gas seco y esta diferencia depende de la cantidad de hidrocarburos condensables presentes en la mezcla, el pentano y más pesados son considerados hidrocarburos condensables, a temperatura y presión atmosférica el pentano es un líquido mientras que el metano, etano, propano y butano existen en fase gaseosa a condiciones atmosféricas.

La **Tabla C-1** lista las propiedades físicas de los componentes puros en el gas natural. Estas propiedades, las cuales son evaluadas a condiciones estándar de $p_{sc} = 14.7 \text{ psia}$ y $T_{sc} = 60^{\circ} F$, incluye el peso molecular, presión y temperatura críticas, densidad ideal, y viscosidad (para componentes mas ligeros que el pentano solamente). Estas propiedades de componentes puros son usadas en cálculos basados en las reglas de mezclado para desarrollar pseudo-propiedades para mezclas de gas, incluyendo el peso molecular aparente y gravedad específica del gas.

Tabla C-1 – Propiedades físicas de los gases a 60 °F y a 14.7 psia							
Componente	Fórmula	Peso	Temperatura	Presión	Densidad	Densidad	Viscosidad
	Química	Molecular	Crítica	Crítica	del Líquido	del Gas	del Gas
		lbm/lbm-mol	°R	psia	lbm/ft ³	lbm/ft ³	cp
Hidrógeno	H ₂	2.109	59.36	187.5	4.432	0.005312	0.00871
Helio	He	4.003	9.34	32.9	7.802	0.01055	0.01927
Agua	H ₂ O	18.015	1164.85	3200.1	62.336		~ 1.1220
Monóxido de Carbono	CO	28.013	227.16	493.1	50.479	0.07381	0.01725
Nitrógeno	N ₂	28.010	239.26	507.5	49.231	0.73820	0.01735
Oxígeno	O ₂	31.999	278.24	731.4	71.228	0.08432	0.02006
Ácido Sulhídrico	H ₂ S	34.080	672.35	1306.0	49.982	0.08981	0.01240
Dióxido de Carbono	CO ₂	44.010	547.58	1071.0	51.016	0.11600	0.01439
Aire		28.963	238.36	546.9	54.555	0.07632	0.01790
Metano	CH ₄	16.043	343.00	666.4	18.710	0.04228	0.01078
Etano	C ₂ H ₆	30.070	549.59	706.5	22.114	0.07924	0.00901
Propano	C ₃ H ₈	44.097	665.73	616.0	31.619		0.00788
i-Butano	C ₄ H ₁₀	58.123	734.13	527.9	35.104		0.00732
n-Butano	C ₄ H ₁₀	58.123	765.29	550.6	36.422		0.00724
i-Pentano	C ₅ H ₁₂	72.150	828.77	490.4	38.960		
n-Pentano	C ₅ H ₁₂	72.150	845.47	488.6	39.360		
n-Hexano	C ₆ H ₁₄	86.177	913.27	436.9	41.400		
n-Heptano	C ₇ H ₁₆	100.204	972.37	396.8	42.920		
n-Octano	C ₈ H ₁₈	114.231	1023.89	360.7	44.090		
n-Nonano	C ₉ H ₂₀	128.258	1070.35	331.8	45.020		
n-Decano	C ₁₀ H ₂₂	142.285	1111.67	305.2	45.790		

Se dan valores de densidad de los líquidos para estos componentes, que puedan existir como líquidos a 60 °F y 14.7 psia, se estima la densidad del líquido para componentes que son gases naturales a estas condiciones.

C.3.1 Peso molecular aparente para una mezcla de gas. Debido a que la mezcla de gas esta compuesta de moléculas de varios tamaños y de distintos pesos moleculares. Una mezcla de gas se comporta como si tuviera definido un peso molecular. Esta observación del peso molecular para una mezcla de gas con n_c componentes es llamado aparente o peso molecular promedio molar y se determina por:

$$M = \sum_{i=1}^{n_c} y_i M_i \dots\dots\dots (C.10)$$

donde M = peso molecular aparente de la mezcla de gas, [lb/lbm-mol]; M_i = peso molecular de el componente i del gas, [lb/lbm-mol]; y y_i = fracción mol de la fase de gas del componente i , [fracción].

C.3.2 Gravedad específica de un gas , γ_g . Se define como la relación de la densidad del gas y la densidad del aire, ambas están medidas a determinada presión y temperatura:

$$\gamma_g = \rho_g / \rho_a \dots\dots\dots (C.11)$$

donde ρ_g = densidad de la mezcla de gas, [lbm/ft³], y ρ_a = densidad del aire, [lbm/ft³].

A condiciones estándar (tales como 14.65 psia y 60 °F), Ambas el gas natural y el aire están modeladas precisamente por la Ley de los gases ideales. Bajo estas condiciones, si se usa la definición de libra-mole ($n = m/M$) y de densidad ($\rho = m/V$) y el modelo de comportamiento del aire y del gas por el gas-ideal (EoS), se expresa la gravedad específica de una mezcla de gas como:

$$\gamma_g = (pM / RT) / (pM_a / RT) = M / M_a, \dots\dots\dots (C.12)$$

donde γ_g = gravedad específica del gas (aire=1.0); M = peso molecular aparente del gas, [lbm/lbm-mol]; y M_a = peso molecular del aire = 28.9625 [lbm/lbm-mol].

Aunque la Ec. C.12 es derivada bajo la hipótesis de un gas ideal (precisamente a condiciones estándar), es usada comúnmente como definición para gases reales y mezclas de gases reales en la industria del gas natural.

2.4 Cálculo de las propiedades pseudo-críticas del gas¹⁹

En esta sección se presentan dos métodos para calcular la temperatura y presión pseudo-crítica de una mezcla de hidrocarburos gaseosos. Estas propiedades pseudo-críticas proveen un medio para correlacionar las propiedades físicas de las mezclas basándose en el principio de correspondencia de estados. Como se manifestó previamente, el principio de correspondencia de estados sugiere que puras, pero mezclas similares de gases, tienen alguna desviación o factor z para valores de presión y temperatura reducidas. Otras propiedades físicas de los gases también tienen que ser correlacionadas con el principio de correspondencia de estados. Mezclas de gases

químicamente similares pueden ser correlacionadas con temperaturas reducidas y presiones reducidas.

El primer método, utiliza las reglas de mezclado desarrolladas por Stewart y otros autores¹⁹, éste método requiere que la composición del gas sea conocida. También éste método requiere de más cálculos que otros métodos desarrollados con anterioridad (tales como el procedimiento de Kay¹⁹). Las reglas de mezclado de Stewart proveen regularmente más precisión en sus resultados. El segundo método, desarrollado por Sutton, estima las propiedades pseudo-críticas cuando la composición del gas no es conocida. El método de Sutton requiere de manera considerable menores cálculos aritméticos en comparación con el método de reglas de mezclado de Stewart, y es el método de preferencia para cuando la rapidez en los cálculos es importante, sin importar mucho la precisión en los mismos. También es usada la gravedad específica del gas para una constante en lugar de una detallada composición del hidrocarburo. El método de Sutton es más preciso que el de las reglas de mezclado de Kay.

En esta sección también se presentarán correlaciones de corrección de la temperatura y presión pseudo-críticas debido a la presencia de contaminantes comúnmente asociados con la producción del gas natural. Tales contaminantes son el ácido sulfhídrico (H_2S), bióxido de carbono (CO_2), nitrógeno, y vapor de agua. Más aún, se mostrara una técnica de cálculo para estimar la gravedad específica del gas-húmedo y gas y condensado. Esta gravedad específica también puede ser usada en el método de Sutton para estimar las propiedades pseudo-críticas.

C.4.1 Estimación de las propiedades pseudo-críticas cuando la composición del gas es conocida: reglas de mezclado de Stewart. Stewart y otros autores¹⁹ trabajaron con 21 diferentes reglas de mezclado concluyendo su trabajo mostrando las **Ec. C.19** hasta la **Ec. C.24**. Estas reglas de mezclado proveen los resultados más consistentes usando una simple cúbica regla de mezclado con datos experimentales, en comparación con los resultados computarizados que también son muy confiables. El término “simple cúbica” se refiere a las ecuaciones de estado en forma cúbica (Ecuaciones de Estado de van der Waals y Redlich-Kwong¹⁹). Debido a que estas reglas de mezclado dan resultados más precisos, el método de Stewart será usado para estimar presiones y temperaturas pseudo-críticas para la obtención del factor z , la compresibilidad del gas y la viscosidad.

Con el método de Sutton también se pueden hacer correcciones para componentes de mayor peso molecular (**Ecs 2.16** hasta **2.18**). Las ecuaciones de Kessler-Lee¹⁹ (**Ecs. C.13** hasta **C.15**) son usadas para calcular las propiedades críticas de la fracción del heptano-plus (C_{7+}).

C.4.1.1 Procedimiento de cálculo con el método de Stewart.

1.- Si una fracción significativa de componentes pesados (C_7 y pesados) esta presente en la mezcla de gas natural, mediciones en el laboratorio para la obtención del peso molecular y de la gravedad específica para el C_{7+} son necesarios para su utilización en las reglas de mezclado para el cálculo de la gravedad de la mezcla y de las propiedades pseudo-críticas. Las ecuaciones de Whitson¹⁹ y Kessler-Lee¹⁹ son recomendadas para estimar las propiedades críticas de la fracción del C_{7+} .

A. Primero, estimar la temperatura de ebullición de la fracción C_{7+} .

$$T_{bC_{7+}} = (4.5579 M_{C_{7+}}^{0.15178} \gamma_{C_{7+}}^{0.15427})^3 \dots\dots\dots (C.13)$$

B. Estimar la presión pseudo-crítica de la fracción C_{7+} .

$$p_{pcC_{7+}} = \exp\left[8.3634 - \frac{0.0566}{\gamma_{C_{7+}}} - \left(0.24244 + \frac{2.2898}{\gamma_{C_{7+}}} + \frac{0.11857}{\gamma_{C_{7+}}^2}\right) \frac{T_{bC_{7+}}}{1,000}\right] \dots\dots\dots (C.14)$$

$$+ \left[1.4685 + \frac{3.648}{\gamma_{C_{7+}}} + \frac{0.47227}{\gamma_{C_{7+}}^2}\right] \frac{T_{bC_{7+}}^2}{10^7} - \left[0.42019 + \frac{1.6977}{\gamma_{C_{7+}}^2}\right] \frac{T_{bC_{7+}}^3}{10^{10}}$$

C. Estimar la temperatura pseudo-crítica de la fracción del C_{7+} .

$$T_{pcC_{7+}} = (341.7 + 811\gamma_{C_{7+}}) + (0.4244 + 0.1174\gamma_{C_{7+}})T_{bC_{7+}} +$$

$$(0.4669 - 3.2623\gamma_{C_{7+}}) \frac{10^5}{T_{bC_{7+}}} \dots\dots\dots (C.15)$$

2.- Determinar los factores de corrección F_j, ξ_j, ξ_k para componentes de alto peso molecular usando el método de Sutton.

$$F_j = \frac{1}{3} \left(\frac{yT_c}{P_c} \right)_{C_{7+}} + \frac{2}{3} \left(\frac{y^2T_c}{P_c} \right)_{C_{7+}} \dots\dots\dots (C.16)$$

$$\xi_j = 0.6081F_j + 1.1325F_j^2 - 14.004F_j y_{C_{7+}} + 64.434F_j y_{C_{7+}}^2 \dots\dots\dots (C.17)$$

y

$$\xi_k = \left(\frac{T_c}{\sqrt{p_c}} \right)_{C_{7+}} (0.3129y_{C_{7+}} - 4.8156y_{C_{7+}}^2 + 27.3751y_{C_{7+}}^3). \dots\dots\dots (C.18)$$

3.- Obtener las presiones críticas y las temperaturas de los componentes remanentes de la **Tabla C-1**.

4.- Determinar las presiones y temperaturas pseudo-críticas del gas.

A. Calcular los parámetros *J* y *K*.

$$J = \frac{1}{3} \sum_{i=1}^{n_c} \left(\frac{yT_c}{p_c} \right)_i + \frac{2}{3} \left[\sum_{i=1}^{n_c} \left(y \sqrt{\frac{T_c}{p_c}} \right)_i \right]^2 \dots\dots\dots (C.19)$$

y

$$K = \sum_{i=1}^{n_c} \left(\frac{yT_c}{\sqrt{p_c}} \right)_i \dots\dots\dots (C.20)$$

B. Los parámetros de corrección *J'* y *K'* para la fracción del *C₇₊*.

$$J' = J - \xi_j \dots\dots\dots (C.21)$$

y

$$K' = K - \xi_k \dots\dots\dots (C.22)$$

C. Calcular la temperatura y presión pseudo-crítica.

$$T_{pc} = K'^2 / J' \dots\dots\dots (C.23)$$

y

$$p_{pc} = T_{pc} / J' \dots\dots\dots (C.24)$$

Tabla C-2 - Composición del gas natural dulce				
Ejemplo C.1				
Componente	Fracción Molar	Peso Molecular (lbm/lbm-mol)	Temperatura Crítica (°R)	Presión Crítica (psia)
N ₂	0.0138	28.013	227.16	493.1
CH ₄	0.9302	16.043	343.00	666.4
C ₂ H ₆	0.0329	30.070	549.59	706.5
C ₃ H ₈	0.0136	44.097	665.73	616.0
i-C ₄ H ₁₀	0.0023	58.123	734.13	527.9
n-C ₄ H ₁₀	0.0037	58.123	765.29	550.6
i-C ₅ H ₁₂	0.0012	72.150	828.77	490.4
n-C ₅ H ₁₂	0.0010	72.150	845.47	488.6
C ₆ H ₁₄	0.0008	86.177	913.27	436.9
C ₇₊	0.0005	114.230		

C.4.1.2 Ejemplo C.1 – Cálculo de las propiedades pseudo-críticas para un gas natural dulce con las reglas de mezclado de Stewart. Calcular el peso molecular aparente, gravedad del gas, presión y temperatura pseudo-crítica del gas dulce descrito en la **Tabla C-2**. Un gas dulce es un gas sin contaminación por H_2S . El peso molecular y la gravedad de la fracción del C_{7+} son $114.2 [lbm/lbm-mol]$ y 0.7070 , respectivamente.

Solución.

1. Primero, se estimarán las propiedades críticas de la fracción del C_{7+} .

A. Estimar la temperatura de ebullición con la Ec. C.13.

$$T_{bC_{7+}} = (4.5579 M_{C_{7+}}^{0.15178} \gamma_{C_{7+}}^{0.15427})^3$$

$$T_{bC_{7+}} = (4.5579(114.2)^{0.15178} 0.7070^{0.15427})^3 = 697.6^0 R.$$

B. Siguiente, calcular la presión pseudo-crítica con la Ec. C.14.

$$P_{pcC_{7+}} = \exp\left[8.3634 - \frac{0.0566}{\gamma_{C_{7+}}} - \left(0.24244 + \frac{2.2898}{\gamma_{C_{7+}}} + \frac{0.11857}{\gamma_{C_{7+}}^2}\right) \frac{T_{bC_{7+}}}{1,000}\right]$$

$$+ \left(\frac{1.4685}{\gamma_{C_{7+}}} + \frac{3.648}{\gamma_{C_{7+}}^2} + \frac{0.47227}{\gamma_{C_{7+}}^2}\right) \frac{T_{bC_{7+}}^2}{10^7} - \left(0.42019 + \frac{1.6977}{\gamma_{C_{7+}}^2}\right) \frac{T_{bC_{7+}}^3}{10^{10}}$$

$$= \exp\left[8.3634 - \frac{0.0566}{0.7070} - \left(0.24244 + \frac{2.2898}{0.7070} + \frac{0.11857}{0.7070^2}\right) \frac{697.6}{1,000}\right]$$

$$+ \left(1.4685 + \frac{3.648}{0.7070} + \frac{0.47227}{0.7070^2} \right) \frac{697.6^2}{10^7} - \left(0.42019 + \frac{1.6977}{0.7070^2} \right) \frac{697.6^3}{10^{10}} = 375.5 \text{ psia} .$$

C. Calcular la temperatura pseudo-crítica con la Ec. 2.15.

$$\begin{aligned} T_{pc_{C_{7+}}} &= (341.7 + 811\gamma_{C_{7+}}) + (0.4244 + 0.1174\gamma_{C_{7+}})T_{bc_{C_{7+}}} + (0.4669 - 3.2623\gamma_{C_{7+}}) \frac{10^5}{T_{bc_{C_{7+}}}} \\ &= 341.7 + 811(0.7070) + [(0.4244 + 0.1174(0.7070)]697.6 \\ &+ [(0.4669 - 3.2623(0.7070)) \frac{10^5}{697.6}] = 1005.30^{\circ}R. \end{aligned}$$

2. Calcular los factores de corrección para la fracción del C_{7+} . Estos factores, $F_j, \xi_j, y \xi_k$, están definidos por las Ecs C.16 hasta la C.18, respectivamente.

$$F_j = \frac{1}{3} \left(\frac{yT_c}{p_c} \right)_{C_{7+}} + \frac{2}{3} \left(\frac{y^2T_c}{p_c} \right)_{C_{7+}} = \frac{1}{3} \left(\frac{0.0005(1005)}{375.5} \right) + \frac{2}{3} \left(\frac{0.0005^2(1005)}{375.5} \right) = 4.466 \times 10^{-4} .$$

$$\begin{aligned} \xi_j &= 0.6081F_j + 1.1325F_j^2 - 14.004F_j y_{C_{7+}} + 64.434F_j y_{C_{7+}}^2 \\ &= 0.6081(4.466 \times 10^{-4}) + 1.1325(4.466 \times 10^{-4})^2 - 14.004(4.466 \times 10^{-4})(0.0005) \\ &+ 64.434(4.466 \times 10^{-4})(0.0005)^2 = 0.000269. \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \xi_k &= \left(\frac{T_c}{\sqrt{p_c}} \right)_{C_{7+}} (0.3129 y_{C_{7+}} - 4.8156 y_{C_{7+}}^2 + 27.3751 y_{C_{7+}}^3) = \left(\frac{1005}{\sqrt{375.5}} \right) \\ &[0.3129(0.0005) - 4.8156(0.0005)^2 + 27.3751(0.0005)^3] = 0.008054. \end{aligned}$$

3. Obtener las temperaturas y presiones críticas del resto de los componentes de la **Tabla C-1**. La **Tabla C-3** resume estos valores.

4. Determinar la presión y temperatura pseudo-crítica.

A. Con referencia a la **Tabla C-3**, calcular los parámetros J y K .

$$J = \frac{1}{3} \sum_{i=1}^{n_c} \left(\frac{yT_c}{p_c} \right)_i + \frac{2}{3} \left[\sum_{i=1}^{n_c} \left(y \sqrt{\frac{T_c}{p_c}} \right)_i \right]^2 = \frac{1}{3}(0.5405) + \frac{2}{3}(0.7318)^2 = 0.5372.$$

$$K = \sum_{i=1}^{n_c} \left(\frac{yT_c}{\sqrt{p_c}} \right)_i = 13.88.$$

B. Obtener los parámetros correctos J y K de la fracción C_{7+} donde ξ_j , y ξ_k son calculados en el paso 2.

$$J' = J - \xi_j = 0.5372 - 0.000269 = 0.5369.$$

$$K' = K - \xi_k = 13.88 - 0.008054 = 13.87.$$

C. Calcular la temperatura y presión pseudo-crítica.

$$T_{pc} = K'^2 / J' = \frac{(13.87)^2}{0.5369} = 358.3^\circ R.$$

$$p_{pc} = T_{pc} / J' = \frac{358.3}{0.5369} = 667.4 \text{ psia.}$$

Tabla C-3 - Cálculo de las propiedades pseudo-críticas usando las reglas de mezclado de Stewart, Ejemplo C.1								
Componente	Fracción Molar y_i	Peso Molecular M_i	$y_i M_i$	Temperatura	Presión	$y_i T_{ci} / p_{ci}$	$y_i \sqrt{T_{ci} / p_{ci}}$	$y_i T_{ci} / \sqrt{p_{ci}}$
				Crítica T_{ci} ($^\circ R$)	Crítica p_{ci} (psia)			
N ₂	0.0138	28.013	0.3866	227.16	493.1	0.0064	0.0094	0.1412
CH ₄	0.9302	16.043	14.92320	343.00	666.4	0.4788	0.6674	12.3596
C ₂ H ₆	0.0329	30.070	0.9893	549.59	706.5	0.0256	0.0290	0.6803
C ₃ H ₈	0.0136	44.097	0.5997	665.73	616.0	0.0147	0.0141	0.3648
i-C ₄ H ₁₀	0.0023	58.123	0.1337	734.13	527.9	0.0032	0.0027	0.0735
n-C ₄ H ₁₀	0.0037	58.123	0.2151	765.29	550.6	0.0051	0.0044	0.1207
i-C ₅ H ₁₂	0.0012	72.150	0.0866	828.77	490.4	0.0020	0.0016	0.0449
n-C ₅ H ₁₂	0.0010	72.150	0.0722	845.47	488.6	0.0017	0.0013	0.0382
C ₆ H ₁₄	0.0008	86.177	0.0689	913.27	436.9	0.0017	0.0012	0.0350
C ₇₊	0.0005	114.230	0.0571	1005.300	375.5	0.0013	0.0008	0.0259
$\Sigma =$	1.0000		17.532			0.5405	0.7318	13.8840

Notar que estos valores pseudo-críticos no están corregidos (están incompletos) debido a que se debe de hacer un ajuste contando la presencia del Nitrógeno. Correlaciones para éste ajuste se discutirán más adelante.

5. También se calcula el peso molecular aparente y la gravedad específica del gas natural. De la **Tabla C-3**, el peso molecular aparente es:

$$M = \sum_{i=1}^{n_c} y_i M_i = 17.53 \text{ lbm} / \text{lbm} - \text{mol.}$$

La gravedad específica de la mezcla del gas es:

$$\gamma_g = M / M_a = \frac{17.53}{28.96} = 0.61.$$

C.4.1.3 Ejemplo C.2 – Cálculo de las propiedades pseudo-críticas para una gas natural amargo con las reglas de mezclado de Stewart. Calcular el peso molecular aparente, gravedad específica del gas, la presión y temperatura pseudo-crítica del gas amargo con las composiciones dadas en la **Tabla C-4**. Un gas amargo es un gas con contaminación de H_2S . El peso molecular y la gravedad de la fracción del C_{7+} son 114.2 [lbm/lbm-mol] y 0.7070, respectivamente.

Solución.

1. Las propiedades de la fracción C_{7+} calculadas en el Ejemplo C.1, son

$$T_{pc_{C_{7+}}} = 1.005 \cdot 3^0 R \text{ y } p_{pc_{C_{7+}}} = 375.5 \text{ psia.}$$

2. Calcular los factores de corrección de la fracción C_{7+} .

$$F_j = \frac{1}{3} \left(\frac{yT_c}{p_c} \right)_{C_{7+}} + \frac{2}{3} \left(\frac{y^2 T_c}{p_c} \right)_{C_{7+}} = \frac{1}{3} \left(\frac{0.0003(1005)}{375.5} \right) + \frac{2}{3} \left(\frac{0.0003^2(1005)}{375.5} \right) = 2.679 \times 10^{-4}.$$

$$\begin{aligned} \xi_j &= 0.6081F_j + 1.1325F_j^2 - 14.004F_j y_{C_{7+}} + 64.434F_j y_{C_{7+}}^2 \\ &= 0.6081(2.679 \times 10^{-4}) + 1.1325(2.679 \times 10^{-4})^2 - 14.004(2.679 \times 10^{-4})(0.0003) \\ &\quad + 64.434(2.679 \times 10^{-4})(0.0003)^2 = 0.000162. \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \xi_k &= \left(\frac{T_c}{\sqrt{p_c}} \right)_{C_{7+}} (0.3129y_{C_{7+}} - 4.8156y_{C_{7+}}^2 + 27.3751y_{C_{7+}}^3) = \left(\frac{1005}{\sqrt{375.5}} \right) \\ &\quad [0.3129(0.0003) - 4.8156(0.0003)^2 + 27.3751(0.0003)^3] = 0.00487. \end{aligned}$$

Tabla C-4 - Composición del gas natural amargo				
Ejemplo C.2				
Componente	Fracción Molar	Peso Molecular (lbm/lbm-mol)	Temperatura Crítica (°R)	Presión Crítica (psia)
N ₂	0.0236	28.013	227.16	493.1
CO ₂	0.0164	44.010	547.58	1071.0
H ₂ S	0.1841	34.080	672.35	1306.0
CH ₄	0.7700	16.043	343.00	666.4
C ₂ H ₆	0.0042	30.070	549.59	706.5
C ₃ H ₈	0.0005	44.097	665.73	616.0
i-C ₄ H ₁₀	0.0003	58.123	734.13	527.9
n-C ₄ H ₁₀	0.0003	58.123	765.29	550.6
i-C ₅ H ₁₂	0.0001	72.150	828.77	490.4
n-C ₅ H ₁₂	0.0001	72.150	845.47	488.6
C ₆ H ₁₄	0.0001	86.177	913.27	436.9
C ₇₊	0.0003	114.231		

3. Obtener las presiones y temperaturas críticas del resto de los componentes de la **Tabla C-1**. La **Tabla C-5** muestra estos valores.
4. Determinar la presión y temperatura pseudo-crítica.
 - A. Con referencia a la **Tabla C-5**, se calculan los parámetros J y K .

$$J = \frac{1}{3} \sum_{i=1}^{n_c} \left(\frac{y T_c}{p_c} \right)_i + \frac{2}{3} \left[\sum_{i=1}^{n_c} \left(y \sqrt{\frac{T_c}{p_c}} \right)_i \right]^2 = \frac{1}{3}(0.5164) + \frac{2}{3}(0.7181)^2 = 0.5159.$$

$$K = \sum_{i=1}^{n_c} \left(\frac{y T_c}{\sqrt{p_c}} \right)_i = 14.32.$$

- B. Corregir los parámetros J y K de la fracción C₇₊ en donde ξ_j y ξ_k son calculadas en el paso 2.

$$J' = J - \xi_j = 0.5159 - 0.000162 = 0.5157.$$

$$K' = K - \xi_k = 14.32 - 0.00487 = 14.32.$$

- C. Calcular la temperatura y presión pseudo-crítica.

$$T_{pc} = K'^2 / J' = \frac{(14.32)^2}{0.5157} = 397.7^{\circ} R.$$

$$p_{pc} = T_{pc} / J' = \frac{397.7}{0.5157} = 771.2 \text{ psia.}$$

Tabla C-5 - Cálculo de las propiedades pseudo-críticas usando las reglas de mezclado de Stewart, Ejemplo C.2

Componente	Fracción Molar y_i	Peso Molecular M_i	$y_i M_i$	Temperatura	Presión	$y_i T_{ci} / P_{ci}$	$y_i \sqrt{T_{ci} / P_{ci}}$	$y_i T_{ci} / \sqrt{P_{ci}}$
				Crítica T_{ci} (°R)	Crítica P_{ci} (psia)			
N ₂	0.0236	28.013	0.6611	227.16	493.1	0.0109	0.0160	0.2414
CO ₂	0.0164	44.010	0.7218	547.58	1071.0	0.0084	0.0117	0.2744
H ₂ S	0.1841	34.080	6.2741	672.35	1306.0	0.0948	0.1321	3.4251
CH ₄	0.7700	16.043	12.35311	343.00	666.4	0.3963	0.5524	10.2310
C ₂ H ₆	0.0042	30.070	0.1263	549.59	706.5	0.0033	0.0037	0.0868
C ₃ H ₈	0.0005	44.097	0.0220	665.73	616.0	0.0005	0.0005	0.0134
i-C ₄ H ₁₀	0.0003	58.123	0.0174	734.13	527.9	0.0004	0.0004	0.0096
n-C ₄ H ₁₀	0.0003	58.123	0.0174	765.29	550.6	0.0004	0.0004	0.0098
i-C ₅ H ₁₂	0.0001	72.150	0.0072	828.77	490.4	0.0002	0.0001	0.0037
n-C ₅ H ₁₂	0.0001	72.150	0.0072	845.47	488.6	0.0002	0.0001	0.0038
C ₆ H ₁₄	0.0001	86.177	0.0086	913.27	436.9	0.0002	0.0001	0.0044
C ₇₊	0.0003	114.230	0.0343	1005.300	375.5	0.0008	0.0005	0.0156
$\Sigma=$	1.0000		20.25			0.5164	0.7181	14.3191

Notar que estos valores pseudo-críticos no están corregidos (están incompletos) se deben ajustar debido a la presencia de componentes no hidrocarburos (como el Nitrógeno, CO₂, y H₂S). Correlaciones para estos ajustes serán presentadas mas adelante.

- Se puede ahora calcular el peso molecular aparente y la gravedad específica del gas natural. De la **Tabla C-5**, el peso molecular aparente es:

$$M = \sum_{i=1}^{n_c} y_i M_i = 20.25 \text{ lbm} / \text{lbm} - \text{mol.}$$

La gravedad específica es:

$$\gamma_g = M / M_a = \frac{20.25}{28.96} = 0.6992 = 0.70.$$

C.4.2 Estimación de las propiedades pseudo-críticas cuando la composición del gas no es conocida: correlaciones de Sutton. El método propuesto por Stewart para calcular las propiedades pseudo-críticas requiere información sobre la composición del gas, sin embargo, análisis de laboratorio a menudo no están disponibles. Usando datos de 264 muestras de gas, Sutton desarrolló una correlación para estimar la presión y temperatura pseudo-crítica como una función de la gravedad específica del gas. Las curvas de correlación de Sutton, son mostradas en la **Fig C-1**, estas están basadas en una mayor base de datos que las usadas por Standing¹⁹ y por consecuencia difieren significativamente de las curvas de Standing. Sutton ajusto los datos en bruto con ecuaciones cuadráticas y obtuvo las siguientes ecuaciones empíricas relacionadas con las propiedades pseudo-críticas de los hidrocarburos a la gravedad específica del gas:

$$p_{pch} = 756.8 - 131.0\gamma_h - 3.6\gamma_h^2 \dots\dots\dots (C.25)$$

y

$$T_{pch} = 169.2 - 349.5\gamma_h - 74.0\gamma_h^2 \dots\dots\dots (C.26)$$

donde p_{pch} = presión pseudo-crítica de los componentes hidrocarburos, [psia]; T_{pch} = temperatura pseudo-crítica de los componentes hidrocarburos, [$^{\circ}R$]; y γ_h = gravedad específica del gas de los componentes hidrocarburos (aire = 1.0).

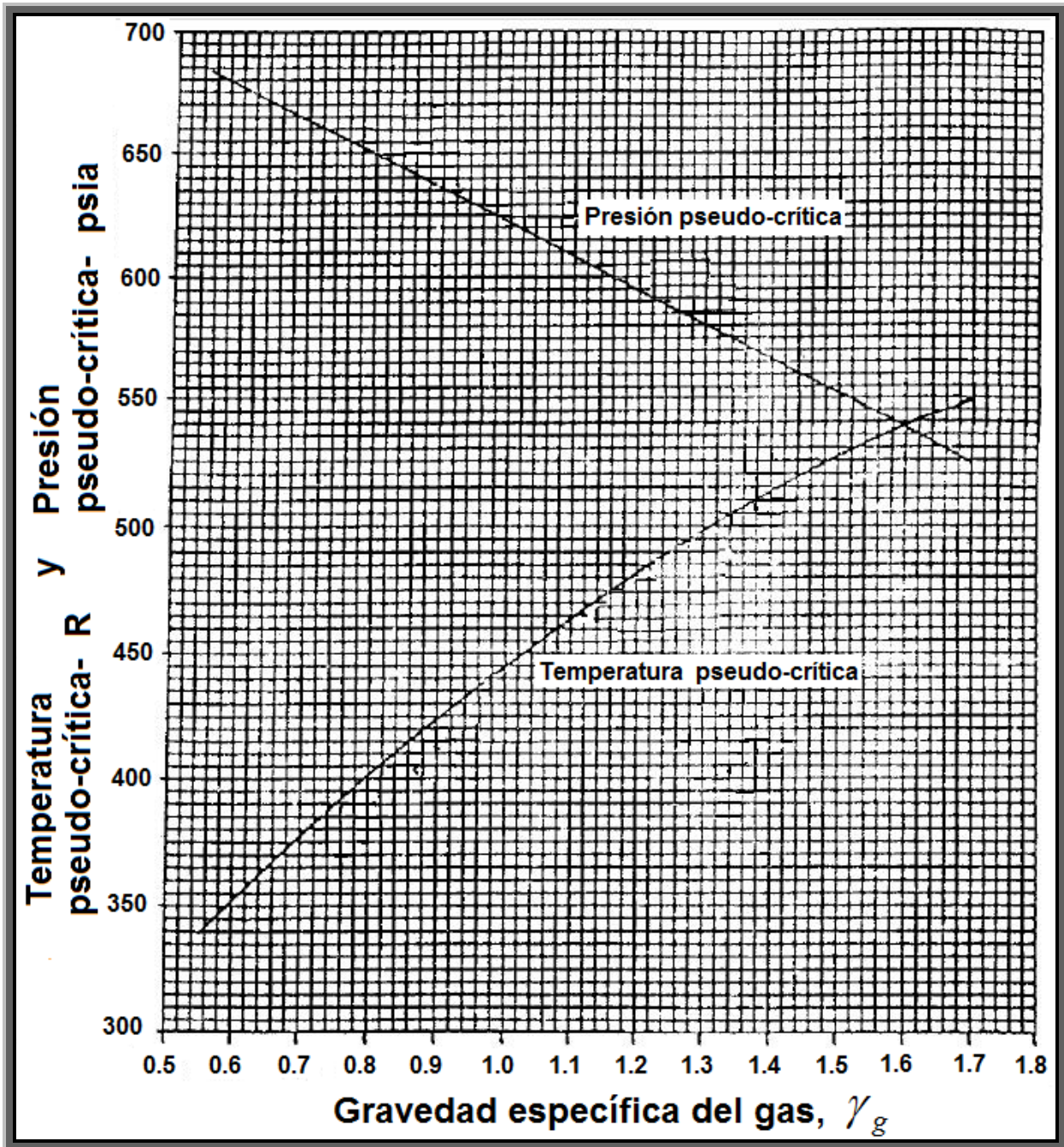


Fig. C-1 – Propiedades pseudo-críticas de los gases naturales (después de Sutton¹⁹).

Las Ecs. C.25, C.26 y la **Fig. C-1** son aplicables para $0.57 < \gamma_h < 1.68$. Y si el gas contiene < 12 % mol de CO_2 , < 3 % mol de nitrógeno, y no contiene H_2S , entonces γ_h puede ser determinada de la siguiente forma.

1. Si el gas es seco (no forma condensados), y si el separador de gravedad del gas es usado, entonces $\gamma_h = \gamma_g$.
2. Si la gravedad del fluido en la corriente del pozo es computarizada, entonces $\gamma_h = \gamma_w$.

Sin embargo, si el gas contiene > 12 % mol de CO_2 , > 3 % mol de nitrógeno, o algo de H_2S , entonces la gravedad del gas de los hidrocarburos puede ser calculada por:

$$\gamma_h = \frac{\gamma_w - 1.1767y_{H_2S} - 1.5196y_{CO_2} - 0.9672y_{N_2} - 0.6220y_{H_2O}}{1 - y_{H_2S} - y_{CO_2} - y_{N_2} - y_{H_2O}} \dots\dots\dots (C.27)$$

donde $\gamma_w = \gamma_g$ si el separador de gravedad del gas se esta utilizando.

Una vez que la gravedad específica del gas de los componentes hidrocarburos es estimada, las propiedades pseudo-críticas de la mezcla de los hidrocarburos serán calculadas con la correlación de Sutton dada por las Ecs. C.25 y C.26 o en la **Fig. C-1**. Las propiedades pseudo-críticas de toda la mezcla, que incluyen los contaminantes, se estiman con las siguientes ecuaciones.

$$P_{pc} = (1 - y_{H_2S} - y_{CO_2} - y_{N_2} - y_{H_2O})P_{pch} + 1306y_{H_2S} + 1071y_{CO_2} + 493.1y_{N_2} + 3200.1y_{H_2O} \dots\dots\dots (C.28)$$

y

$$T_{pc} = (1 - y_{H_2S} - y_{CO_2} - y_{N_2} - y_{H_2O})T_{pch} + 672.35y_{H_2S} + 547.58y_{CO_2} + 227.16y_{N_2} + 1164.9y_{H_2O} \dots\dots\dots (C.29)$$

donde los coeficientes de la presión crítica (Ec. C.28) y temperatura crítica (Ec. C.29) son las fracciones mol de los contaminantes. Notar que las formas de las Ecs. C.27 hasta la C.29 inicialmente propuestas por Standing no contienen correcciones para vapor de agua.

Notar también que la presión y temperatura pseudo-crítica calculadas con las Ecs. C.28 y C.29 no son las correctas si la mezcla del gas esta contaminada con los componentes no hidrocarburos. Correcciones para contaminantes del gas natural, CO_2 , H_2S , nitrógeno y vapor de agua son visualizadas más adelante. Los Ejemplos C.3 y C.4 ilustran la aplicación de las correlaciones de Sutton.

C.4.2.1 Ejemplo C.3 – Estimación de las propiedades pseudo-críticas para un gas dulce utilizando las correlaciones de Sutton. Usando las correlaciones de Sutton, calcular la presión y temperatura pseudo-crítica para la muestra del gas natural dulce del Ejemplo C.1. Ignorar la contaminación por nitrógeno ($N_2=0.0138$ % mol) para éste calculo. Comparar los resultados con los obtenidos usando las reglas de mezclado de Stewart, que por lo general son mas precisos.

Solución. Para la muestra del gas dulce del Ejemplo C.1, la gravedad del gas de la mezcla fue estimada con un valor de 0.61. De las Ecs. C.25 y C.26, la presión y temperatura pseudo-crítica para los componentes hidrocarburos es:

$$p_{pch} = 756.8 - 131.0\gamma_h - 3.6\gamma_h^2 = 756.8 - 131.0(0.61) - 3.6(0.61)^2 = 675.6 \text{ psia.}$$

$$\text{y } T_{pch} = 169.2 - 349.5\gamma_h - 74.0\gamma_h^2 = 169.2 + 349.5(0.61) - 74.0(0.61)^2 = 354.9^{\circ}R.$$

Donde se ignora la contaminación por nitrógeno, la presión y la temperatura pseudo-crítica de la mezcla de gas es:

$$p_{pc} = p_{pch} = 675.6 \text{ psia.}$$

$$\text{y } T_{pc} = T_{pch} = 354.9^{\circ}R.$$

Recordar que, con las reglas de mezclado de Stewart (Ejemplo C.1), $p_{pc} = 667.4$ psia y $T_{pc} = 358.3$ °R. Comparando estos resultados con los obtenidos en éste ejemplo, los errores en la presión y temperatura pseudo-crítica son de 1.2% y 1.0% respectivamente, con el método de Sutton. Notar que la presión y temperatura pseudo-críticas calculadas con el método de Sutton están incompletas debido a que aún se debe de corregir por la contaminación de nitrógeno.

C.4.2.2 Ejemplo C.4 – Estimación de las propiedades pseudo-críticas para un gas amargo utilizando las correlaciones de Sutton. Usando las correlaciones de Sutton, calcular la presión y temperatura pseudo-crítica para la muestra del gas natural amargo del Ejemplo C.2. Comparar estos resultados con los obtenidos usando las reglas de mezclado de Stewart.

Solución.

1. Determinar la gravedad de los componentes hidrocarburos de la mezcla con la Ecuación C.27.

$$\gamma_h = \frac{\gamma_w - 1.1767y_{H_2S} - 1.5196y_{CO_2} - 0.9672y_{N_2} - 0.6220y_{H_2O}}{1 - y_{H_2S} - y_{CO_2} - y_{N_2} - y_{H_2O}}$$

$$\gamma_h = \frac{0.6992 - 1.1767(0.1841) - 1.5196(0.0164) - 0.9672(0.0236) - 0.6220(0)}{1 - 0.1841 - 0.0164 - 0.0236 - 0} = 0.5604.$$

2. Estimar la presión y temperatura pseudo-crítica de los componentes hidrocarburos con las Ecs. C.25 y C.26, respectivamente.

$$p_{pch} = 756.8 - 131.0\gamma_h - 3.6\gamma_h^2 = 756.8 - 131.0(0.5604) - 3.6(0.5604)^2 = 682.3 \text{ psia.}$$

$$T_{pch} = 169.2 - 349.5\gamma_h - 74.0\gamma_h^2 = 169.2 + 349.5(0.5604) - 74.0(0.5604)^2 = 341.8^0 R.$$

3. Ahora, calcular las propiedades pseudo-críticas del total de la mezcla.

$$p_{pc} = (1 - y_{H_2S} - y_{CO_2} - y_{N_2} - y_{H_2O})p_{pch} + 1306y_{H_2S} + 1071y_{CO_2} + 493.1y_{N_2} + 3200.1y_{H_2O} = \\ (1 - 0.1841 - 0.0164 - 0.0236 - 0)682.3 + 1306(0.1841) + 1071(0.0164) + 493.1(0.0236) \\ + 3200.1(0) = 799 \text{ psia.}$$

$$T_{pc} = (1 - y_{H_2S} - y_{CO_2} - y_{N_2} - y_{H_2O})T_{pch} + 672.35y_{H_2S} + 547.58y_{CO_2} + 227.16y_{N_2} \\ + 1164.9y_{H_2O} = (1 - 0.1841 - 0.0164 - 0.0236 - 0)341.8 + 672.35(0.1841) \\ + 547.58(0.0164) + 227.16(0.0236) + 1164.9(0) = 403.3^0 R.$$

Recordar que $p_{pc} = 771.2 \text{ psia}$ y $T_{pc} = 397.7^0 R$ fueron calculadas con las reglas de mezclado de Stewart para la composición del gas del Ejemplo C.2. Con el método de Sutton, los errores en la presión y temperatura pseudo-crítica son de 3.6% y 1.41%, respectivamente, comparados con las reglas de mezclado de Stewart. Notar que la presión y temperatura pseudo-crítica calculadas con el método de Sutton están incompletas porque aún se deben ajustar por la contaminación de H_2S y CO_2 , las cuales se presentan a continuación.

C.4.3 Corrección de las propiedades pseudo-críticas para la contaminación con H_2O y CO_2 . Wichert y Aziz¹⁹ desarrollaron una correlación que toma en cuenta los efectos de H_2S y CO_2 sobre la presión y temperatura pseudo-crítica. Estas correlaciones, ajustan las propiedades pseudo-críticas de la mezcla del gas natural dando valores correctos de estas propiedades, deben aplicarse entonces cuando se utiliza p_{pc} y T_{pc} para estimar el factor z , la compresibilidad del gas y la viscosidad del gas.

La correlación Wichert and Aziz, que se muestra en la **Fig C-2**, es:

$$\xi = 120(A^{0.9} - A^{1.6}) + 15(B^{0.5} - B^4) \dots\dots\dots (C.30)$$

donde la temperatura T'_{pc} , y presión p'_{pc} pseudo-críticas, ajustadas por contaminación de H_2S y CO_2 son:

$$T'_{pc} = T_{pc} - \xi \dots\dots\dots (C.31)$$

y

$$p'_{pc} = p_{pc} T'_{pc} / [T_{pc} + B(1-B)\xi] \dots\dots\dots (C.32)$$

en las Ecs. C.30 hasta la C.32 donde, A = suma de las fracciones molares de H_2S y CO_2 en la mezcla de gas y B = fracción mol de H_2S en la mezcla.

El promedio de error absoluto en los cálculos del factor z fue de 0.97%, con un máximo error de 6.59% para los datos utilizados en el desarrollo de esta correlación. Las correlaciones fueron desarrolladas para gases bajo el siguiente rango de condiciones: $154 < p(\text{psia}) < 7026$, $40 < T(^{\circ}F) < 300$, $0 < CO_2(\% \text{mol}) < 54.56$, y $0 < H_2S(\% \text{mol}) < 73.85$.

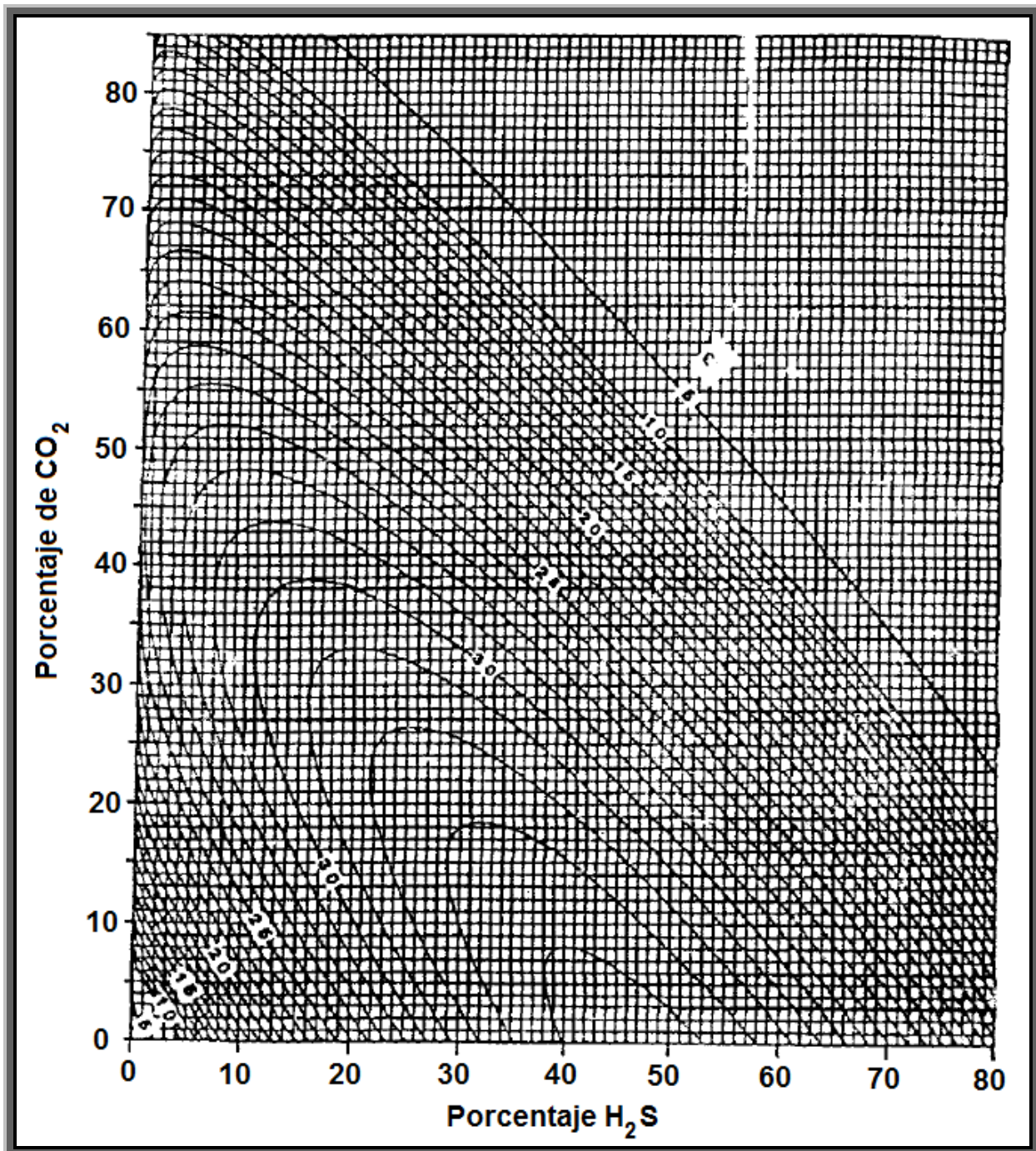


Fig. C-2 – Correcciones de las propiedades pseudo-críticas H_2S y CO_2 ¹⁹.

C.4.3.1 Ejemplo C.5 – Corrección de las propiedades pseudo-críticas por contaminación de H_2S y CO_2 . Para la muestra del gas amargo del Ejemplo C.2, corregir p_{pc} y T_{pc} por H_2S y CO_2 usando la correlación de Wichert y Aziz¹⁹. Debido a que la

composición es conocida, se pueden usar las reglas de mezclado de Stewart para obtener las propiedades pseudo-críticas.

Solución.

1. Del Ejemplo C.2, la presión y temperatura pseudo-críticas son $p_{pc} = 771.2 \text{ psia}$ y $T_{pc} = 397.7 \text{ }^\circ\text{R}$.

2. Las correcciones por Wichert y Aziz para H_2S y CO_2 son:

$$A = y_{H_2S} + y_{CO_2} = (0.1841) + (0.0164) = 0.2005$$

y $B = y_{H_2S} = 0.1841$.

3. Usando la ecuación de correlación de Wichert y Aziz, se tiene:

$$\begin{aligned} \xi &= 120(A^{0.9} - A^{1.6}) + 15(B^{0.5} - B^4) = 120[(0.2005)^{0.9} - (0.2005)^{1.6}] \\ &+ 15[(0.1841)^{0.5} - (0.1841)^4] \\ &= 25.5 \text{ }^\circ\text{R}. \end{aligned}$$

De la misma manera, se entra a la Fig. C.2 con el porcentaje molar de CO_2 (1.64%) sobre el eje vertical y el porcentaje molar de H_2S (18.41%) sobre el eje horizontal, se lee $\xi = 25.5 \text{ }^\circ\text{R}$.

4. La temperatura pseudo-crítica corregida en relación con los contaminantes es:

$$T_{pc}' = T_{pc} - \xi = 397.7 - 25.5 = 372.2 \text{ }^\circ\text{R}.$$

la presión pseudo-crítica corregida es:

$$p_{pc}' = \frac{p_{pc} T_{pc}'}{T_{pc} + B(1-B)\xi} = \frac{(771.2)(372.2)}{(397.7) + (0.1841)(1 - 0.1841)(25.5)} = 714.9 \text{ psia}.$$

C.4.4 Corrección de las propiedades pseudo-críticas por contaminación de nitrógeno y vapor de agua. Existen correlaciones disponibles para corregir las propiedades pseudo-críticas por la presencia de nitrógeno y vapor de agua. Estas correlaciones son, en su mayoría, semiempíricas, deben de ser consideradas precisas solamente en el sentido de que pueden ofrecer mejores resultados que ignorando los efectos de estos contaminantes. Las correcciones por nitrógeno y vapor de agua son:

$$T_{pc,cor} = -246.1y_{N_2} + 400y_{H_2O} \dots\dots\dots (C.33)$$

$$p_{pc,cor} = -162y_{N_2} + 1270y_{H_2O} \dots\dots\dots (C.34)$$

La temperatura y presión pseudo-críticas corregidas son:

$$T_{pc}'' = \frac{T_{pc}' - 227.1y_{N_2} - 1165y_{H_2O}}{1 - y_{N_2} - y_{H_2O}} + T_{pc,cor} \dots\dots\dots (C.35)$$

$$p_{pc}'' = \frac{p_{pc}' - 493.1y_{N_2} - 3200y_{H_2O}}{1 - y_{N_2} - y_{H_2O}} + p_{pc,cor} \dots\dots\dots (C.36)$$

donde T_{pc}' , y presión p_{pc}' son la temperatura y presión pseudo-crítica corregida por H_2S y CO_2 con la correlación de Wichert y Aziz. Si no hay H_2S o CO_2 en la mezcla de gas, entonces $T_{pc}' = T_{pc}$, y presión $p_{pc}' = p_{pc}$.

C.4.4.1 Ejemplo C.6 – Corrección de las propiedades pseudo-críticas por contaminación de nitrógeno y vapor de agua. Una muestra de gas fue tomada de un pozo terminado en un yacimiento de gas y condensado. La muestra contiene significantes cantidades de CO_2 y vapor de agua y una traza de nitrógeno. La presión y temperatura pseudo-críticas no corregidas estimadas son $p_{pc} = 817.6 \text{ psia}$ y $T_{pc} = 444.9 \text{ }^{\circ}R$, respectivamente. Calcular las propiedades pseudo-críticas corregidas utilizando las correcciones por nitrógeno y vapor de agua y las correcciones de Wichert y Aziz para CO_2 . Los siguientes valores a aplicar son:

$$y_{N_2} = 0.302\%, p_{pc} = 817.6 \text{ psia}, y_{H_2O} = 4.11\%, T_{pc} = 444.9 \text{ }^{\circ}R, \text{ y } y_{CO_2} = 13.612\%.$$

Solución.

1. Corrección de las propiedades pseudo-críticas por la presencia de H_2S y CO_2 .

A. Para 0.0% de H_2S y 13.612 % de CO_2 .

$$A = y_{H_2S} + y_{CO_2} = 0.0 + 0.13612 = 0.13612.$$

y $B = y_{H_2S} = 0.0$.

B. De la ecuación de correlación de Whichert y Aziz.

$$\xi = 120(A^{0.9} - A^{1.6}) + 15(B^{0.5} - B^4) = 120[(0.13612)^{0.9} - (0.13612)^{1.6}] + 15[(0.0)^{0.5} - (0.0)^4] = 15 \text{ }^{\circ}R.$$

C. La temperatura pseudo-crítica corregida para H_2S y CO_2 es

$$T_{pc}' = T_{pc} - \xi = 444.9 - 15 = 429.9 \text{ }^{\circ}R.$$

$$P_{pc}' = \frac{p_{pc} T_{pc}'}{T_{pc} + B(1-B)\xi} = \frac{(817.6)(429.9)}{(429.9) + (0.0)(1-0.0)(15)} = 790 \text{ psia.}$$

2. Corrección de las propiedades pseudo-críticas por nitrógeno y vapor de agua.

A. La corrección de la temperatura pseudo-crítica es

$$T_{pc,cor} = -246.1y_{N_2} + 400y_{H_2O} = -246.1(0.00302) + 400(0.0411) = 15.7^{\circ}R.$$

La corrección de la presión pseudo-crítica es

$$p_{pc,cor} = -162y_{N_2} + 1270y_{H_2O} = -162(0.00302) + 1270(0.0411) = 51.71 \text{ psia.}$$

B. La corrección final de la temperatura pseudo-crítica es

$$T_{pc}'' = \frac{T_{pc}' - 227.1y_{N_2} - 1165y_{H_2O}}{1 - y_{N_2} - y_{H_2O}} + T_{pc,cor} = \frac{429.9 - 227.1(0.00302) - 1165(0.0411)}{1 - 0.00302 - 0.0411} + 15.7$$

$$= 414.61^{\circ}R.$$

La corrección final de la presión pseudo-crítica es

$$p_{pc}'' = \frac{p_{pc}' - 493.1y_{N_2} - 3200y_{H_2O}}{1 - y_{N_2} - y_{H_2O}} + p_{pc,cor} = \frac{790 - 493.1(0.00302) - 3200(0.0411)}{1 - 0.00302 - 0.0411} + 51.71$$

$$= 739 \text{ psia.}$$

C.4.5 Procedimiento sistemático para calcular las propiedades pseudo-críticas del gas. El siguiente procedimiento resume las técnicas expuestas anteriormente y deben ser utilizadas para calcular la presión y temperatura pseudo-críticas para estimar el factor z , compresibilidad del gas y la viscosidad del gas.

1. Estimar la presión pseudo-crítica, p_{pc} , y la temperatura, T_{pc} .
 - A. Si el análisis de laboratorio de la muestra del fluido del yacimiento esta disponible, entonces calcular p_{pc} y T_{pc} con las reglas de mezclado de Stewart.
 - B. Si los análisis de laboratorio de la composición de los hidrocarburos no están disponibles o si la rapidez de los resultados es más importante que la precisión, estimar p_{pc} y T_{pc} con la correlación de Sutton.
 1. Estimar la gravedad del gas de los hidrocarburos, γ_h .
 - a. Si el gas no contiene contaminantes, entonces:

1. Si la gravedad del gas en el separador es utilizada, γ_g , entonces $\gamma_h = \gamma_g$ para un gas seco.
 - b. Si los contenidos del gas son más que 12 % mol de CO_2 , más que 3 % mol de N_2 o algo de H_2S . Entonces calcular la gravedad del gas de la mezcla de hidrocarburos, γ_h , con la Ec. C.27.
2. Calcular p_{pch} y T_{pch} con las Ecs. C.25 y C.26, respectivamente.
3. Calcular p_{pc} y T_{pc} con las Ecs. C.28 y C.29, respectivamente.
2. Corregir las propiedades pseudo-críticas para la contaminación por H_2S o CO_2 .
 - A. Si el gas no contiene H_2S o CO_2 , entonces $p_{pc}' = p_{pc}$ y $T_{pc}' = T_{pc}$.
 - B. Si el gas contiene H_2S y/o CO_2 , entonces calcular las propiedades pseudo-críticas corregidas, p_{pc}' y T_{pc}' , con la correlación de Wichert y Aziz discutida en la sección. C.4.3.
3. Corregir las propiedades pseudo-críticas para nitrógeno y vapor de agua usando el método de Casey.
 - A. Si el gas no contiene nitrógeno o vapor de agua, entonces $p_{pc}'' = p_{pc}'$ y $T_{pc}'' = T_{pc}'$.
 - B. Si el gas contiene nitrógeno y/o vapor de agua, entonces calcular p_{pc}'' y T_{pc}'' con el método presentado en la sección C.4.4.
4. p_{pc}'' y T_{pc}'' son los valores apropiados para el uso de las correlaciones para obtener el factor z , la compresibilidad del gas y la viscosidad del gas.

C.5 Correlación para obtener el factor z por Dranchuk y Abou-Kassem

Standing y Katz¹⁹ presentaron una correlación gráfica del factor z para los gases naturales como una función de la presión pseudo-reducida, p_r , y temperatura pseudo-reducida, T_r . Dranchuk y Abou-Kassem acomodaron 11 constantes de las ecuaciones de estado con datos de Standing y Katz, y extrapolaron estas correlaciones para altas presiones reducidas. En las **Figs. C.3** y **C.4** están las gráficas del factor z vs. p_r calculadas por Dranchuk and Abou-Kassem con su ecuación de estado.

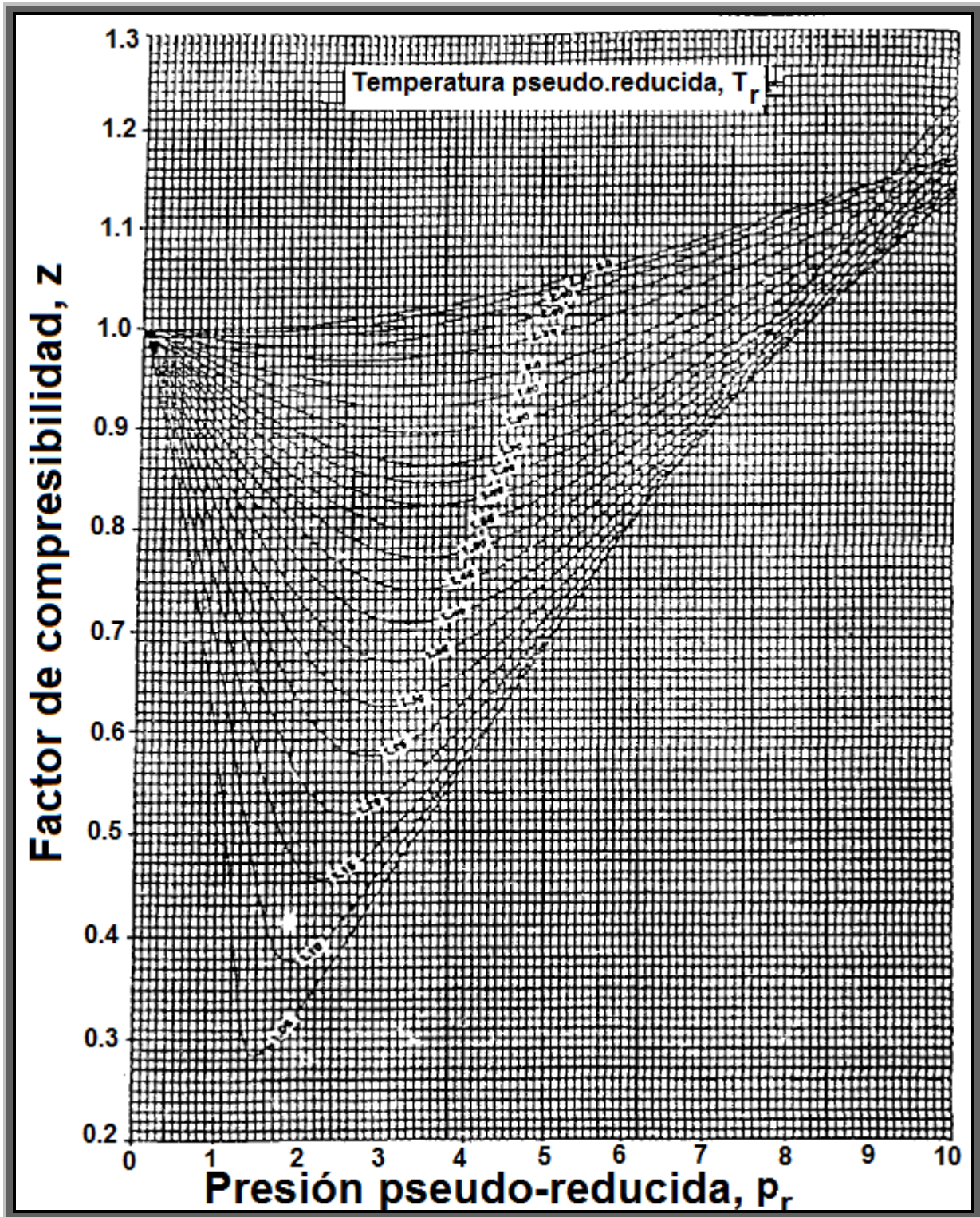


Fig. C-3 – Factor z para gases naturales con $0 \leq p_r \leq 10$.

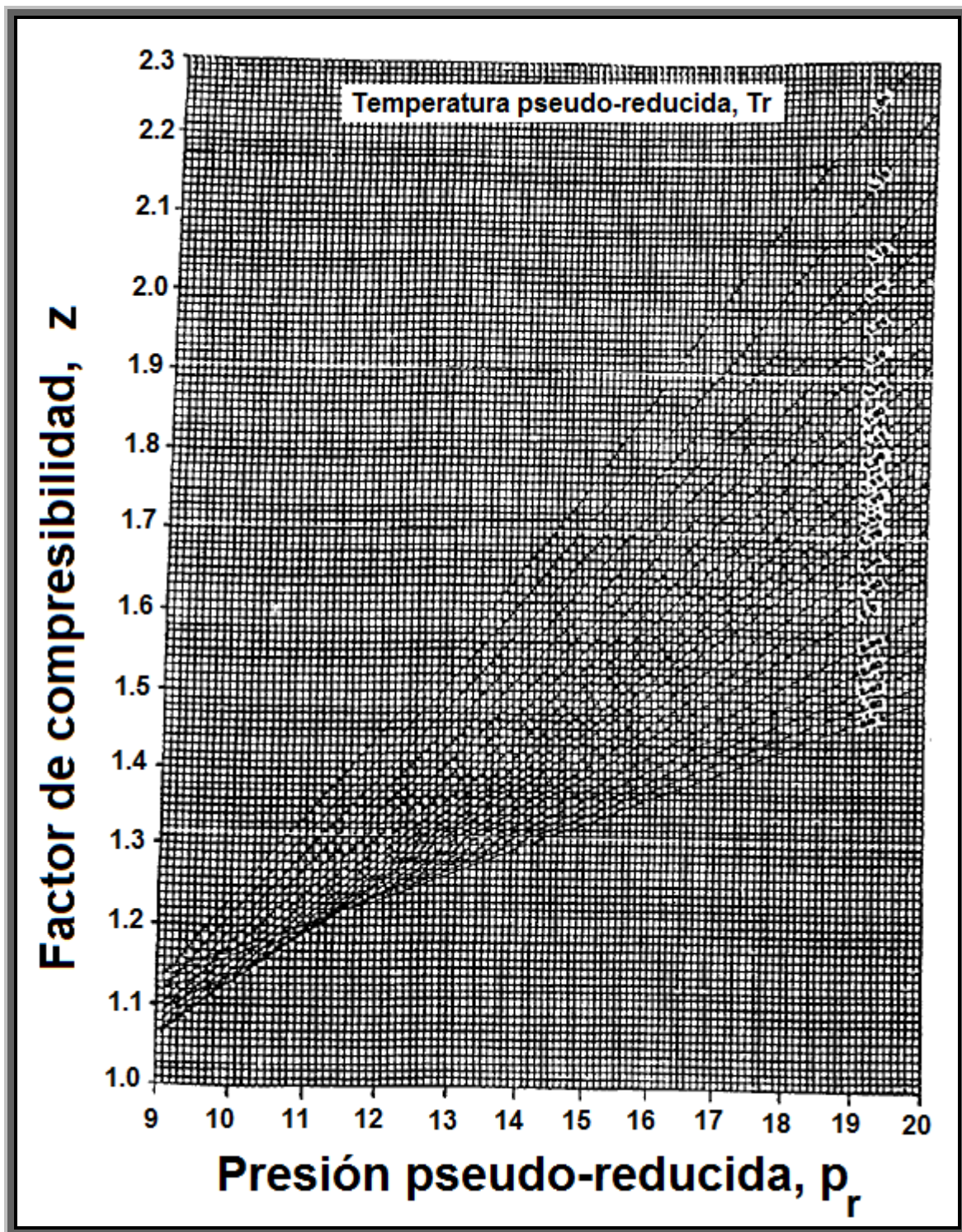


Fig. C-4 – Factor z para gases naturales con $9 \leq p_r \leq 20$ ¹⁹.

Dranchuk and Abou-Kassem desarrollaron su ecuación de estado principalmente para estimar el factor z con rutinas de equipo. Estos trabajando con la ecuación de estado a 1500 puntos de datos con un promedio de error absoluto de 0.486%, cuando el factor z es una función de T_r y p_r . El factor z basado sobre esta ecuación de estado es exacto dentro de los estándares usuales de ingeniería por $0.2 \leq p_r < 30$ y $1.0 < T_r \leq 3.0$, y $p_r < 1.0$ y $0.7 < T_r \leq 1.0$.

Se recomienda el siguiente procedimiento para estimar el factor z con la correlación de Dranchuk y Abou-Kassem.

1. Calcular las propiedades pseudo-críticas corregidas para H_2S , CO_2 , N_2 , y H_2O . p_{pc}'' y T_{pc}'' . Usando el procedimiento presentado en la sección anterior.
2. Calcular las propiedades reducidas, $p_r = p / p_{pc}''$ y $T_r = T / T_{pc}''$.
3. Estimar el factor z usando la **Fig. C-3** y/o **C-4**.

C.5.1 Ejemplo C.7 – Estimando el factor z para gases naturales dulces. Calcular el factor z a $200^\circ F$ y 2000 psia para la muestra del gas del Ejemplo C.1. Debido a que la composición es conocida, se pueden usar las reglas de mezclado de Stewart para obtener las propiedades pseudo-críticas. Del Ejemplo C.1. $p_{pc} = 667.4$ psia y $T_{pc} = 358.3^\circ R$. Ignorar la pequeña cantidad de nitrógeno en la muestra.

Solución.

1. Debido a que la muestra no contiene H_2S o CO_2 y que no se están haciendo las correcciones para nitrógeno, $p_{pc}'' = p_{pc}' = p_{pc} = 667.4$ psia y $T_{pc}'' = T_{pc}' = T_{pc} = 358.3^\circ R$.

2. Las propiedades pseudo-reducidas son:

$$p_r = \frac{p}{p_{pc}} = \frac{2000}{667.4} = 3$$

$$\text{y } T_r = \frac{T + 460}{T_{pc}} = \frac{200 + 460}{358.3} = 1.84.$$

3. Entrando en la **Fig C.3** con p_r y T_r , se puede leer $z = 0.91$.

C.5.2 Ejemplo C.8 – Estimando el factor z para gases naturales amargos. Calcular el factor z a $200^{\circ}F$ y 2000 psia para la muestra de gas del Ejemplo C.2. Debido a que la composición es conocida, podemos usar las reglas de mezclado de Stewart para obtener las propiedades pseudo-críticas. Ignorando la pequeña cantidad de contaminación por nitrógeno de la muestra de gas.

Solución.

1. Del Ejemplo C.5, las propiedades pseudo-críticas corregidas para H_2S y CO_2 son

$$p_{pc}' = 714.9 \text{ psia y } T_{pc}' = 372.2^{\circ}R.$$

2. La presión y temperatura pseudo-reducida son:

$$p_r = \frac{p}{p_{pc}} = \frac{2000}{714.9} = 2.8$$

$$\text{y } T_r = \frac{T + 460}{T_{pc}} = \frac{200 + 460}{372.2} = 1.77.$$

3. Entrando en la **Fig. C.3** con p_r y T_r , se puede leer $z = 0.89$.

C.6 Factor de volumen del gas

El factor de volumen del gas, B_g , se define como:

$$B_g = V_R / V_{sc} \dots\dots\dots (C.37)$$

donde V_R = volumen ocupado por el gas a presión y temperatura de yacimiento, V_{sc} = volumen ocupado por la misma masa del gas a condiciones estándar.

El volumen de n moles de gas a condiciones de yacimiento es obtenido por la Ley del los gases reales.

$$V_R = ZnRT / p \dots\dots\dots (C.38)$$

donde T = temperatura del yacimiento en $^{\circ}R$ y p = presión del yacimiento en psia. De la misma manera, el volumen de n moles de gas a condiciones estándar se obtiene por la Ley de los gases reales.

$$V_{sc} = Z_{sc}nRT_{sc} / p_{sc} \dots\dots\dots (C.39)$$

donde T = temperatura a condiciones estándar, $^{\circ}R$, y p = presión a condiciones estándar, psia. Se sustituyen las Ecs. C.38 y C.39 dentro de la Ec. C.37, se obtiene:

$$B_g = \frac{(ZnRT/p)}{(Z_{sc}nRT_{sc})/p_{sc}} = \frac{ZTp_{sc}}{Z_{sc}T_{sc}p} \dots\dots\dots (C.40)$$

4. Se asumen condiciones estándar de $p_{sc} = 14.65 \text{ psia}$ y $T_{sc} = 60^{\circ}\text{F}=519,67^{\circ}\text{R}$. y $z_{sc} = 1$, se tiene:

$$B_g = \frac{(ZnRT/p)}{(Z_{sc}nRT_{sc})/p_{sc}} = \frac{ZTp_{sc}}{Z_{sc}T_{sc}p} \dots\dots\dots (C.41)$$

Se convierten las unidades de B_g de $\text{ft}^3/\text{ft}^3 @ \text{c.e.}$ a $\text{barriles de yacimiento}/\text{Mft}^3 @ \text{c.e.}$, se tiene:

$$B_g = \frac{(ZnRT/p)}{(Z_{sc}nRT_{sc})/p_{sc}} = \frac{ZTp_{sc}}{Z_{sc}T_{sc}p} \dots\dots\dots (C.42)$$

C.7 Densidad del gas

Se sustituyen las definiciones de mol ($n=m/M$) y del volumen específico ($v=V/m$) dentro de la Ley de los gases reales, se obtiene:

$$pv = zRT/M \dots\dots\dots (C.43)$$

Debido a que la densidad del gas es definida como masa de gas por unidad de volumen, o simplemente el recíproco del volumen específico,

$$\rho = m/V = 1/v \dots\dots\dots (C.44)$$

reacomodando la Ec. C.43 y resolviendo para la densidad del gas en términos de la presión, temperatura, y el factor z :

$$\rho = 1/v = pM/zRT \dots\dots\dots (C.45)$$

En términos de la gravedad específica del gas, γ_g , en la Ec. C.45, se tiene:

$$\rho = \frac{(p)(28.963\gamma_g)}{(z)(10.732)(T)} = \frac{2.70p\gamma_g}{zT} \dots\dots\dots (C.46)$$

donde ρ = densidad del gas, [lbm/ft^3]; p = presión, [psia]; γ_g = gravedad específica del gas (aire=1.0); T = temperatura, [$^{\circ}\text{R}$]; y z = factor de desviación del gas, [*adimensional*].

C.8 Compresibilidad del gas

La definición del coeficiente isotérmico de compresibilidad, o simplemente compresibilidad, es:

$$c = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T = -\frac{1}{B_g} \left(\frac{\partial B_g}{\partial p} \right)_T = \frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial p} \right)_T \dots\dots\dots (C.47)$$

Se combina la Ec. C.45 y se deriva esta misma ecuación respecto a la temperatura constante, y la Ec. C.47 expresa la compresibilidad del gas en términos de su factor de desviación como:

$$c_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{z} \left(\frac{\partial z}{\partial p} \right)_T \dots\dots\dots (C.48)$$

la cual es una ecuación fundamental para calcular la compresibilidad del gas. La compresibilidad del gas se evalúa directamente de datos de $p-z$; sin embargo, se desarrolló una relación explícita para la compresibilidad del gas si se usa la correlación de Dranchuk y Abou-Kassem¹⁹. Definieron la compresibilidad pseudo-reducida, c_r , como:

$$c_r = c_g p_{pc} \dots\dots\dots (C.49)$$

En términos de la presión pseudo-reducida, la Ec. C.49, se convierte en:

$$c_r = \frac{1}{p_r} - \frac{1}{Z} \left(\frac{\partial Z}{\partial p_r} \right)_{T_r} \dots\dots\dots (C.50)$$

$$c_r = \frac{c_r T_r}{T_r} \dots\dots\dots (C.51)$$

Mattar y otros autores¹⁹ utilizaron 11 constantes de ecuaciones de estado para generar los dos esbozos de la **Fig. C-5**, en donde el producto de la compresibilidad pseudo-reducida y la temperatura pseudo-reducida, $c_r T_r$, se grafica como una función de la presión pseudo-reducida, p_r , y la temperatura pseudo-reducida, T_r . La temperatura pseudo-reducida y la presión pseudo-reducida para una mezcla de gas están definidas por las ecuaciones C.8 y C.9, respectivamente. Los cálculos con c_g y el factor z son aplicables sobre el rango $0.2 \leq p_r < 30$ y $1.0 < T_r \leq 3.0$, y $p_r < 1.0$ y $0.7 < T_r < 1.0$. Sin embargo, éste método es pobre en cuanto a resultados en $T_r = 1.0$ y $p_r > 1.0$.

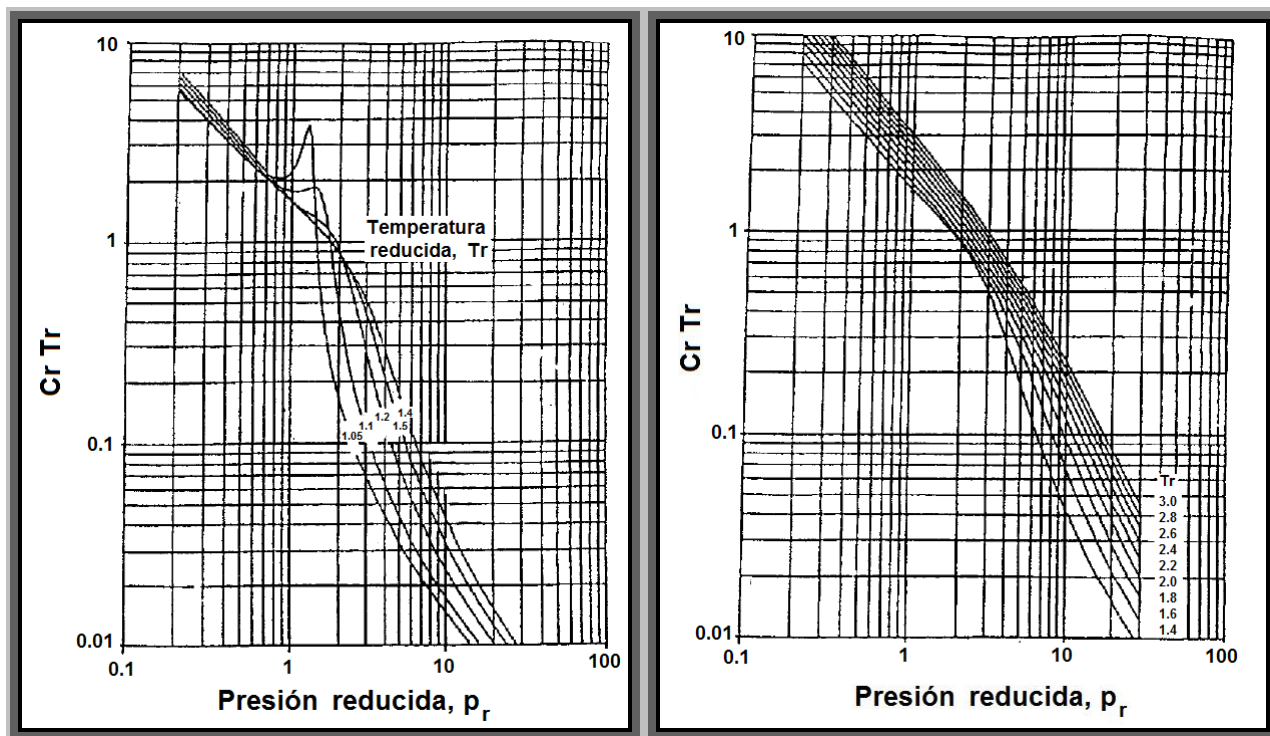


Fig. C-5 – Variación en $c_r T_r$ para gases naturales con $1.05 \leq T_r \leq 1.4$ (esbozo izquierdo) y variación en $c_r T_r$ para gases naturales con $1.4 \leq T_r \leq 3.0$ (esbozo derecho) ¹⁹.

C.8.1 Ejemplo – C.9 Estimando la compresibilidad del gas. De la Fig. C-5, calcular la compresibilidad del gas a $200^\circ F$ y $2,000 \text{ psia}$ para el gas dulce descrito en el Ejemplo C.1. Ignorando la contaminación por Nitrógeno.

Solución.

1. Del Ejemplo C.1, $p_{pc} = 667.4 \text{ psia}$ y $T_{pc} = 358.3^\circ R$. El gas no contiene H_2S , CO_2 , vapor de agua, y se tiene que ignorar el nitrógeno. También $p_{pc}'' = p_{pc}' = p_{pc} = 667.4 \text{ psia}$ y $T_{pc}'' = T_{pc}' = T_{pc} = 358.3^\circ R$.
2. La temperatura y presión pseudo-reducida son:

$$p_r = \frac{p}{p_{pc}} = \frac{2000}{667.4} = 3$$

$$\text{y } T_r = \frac{T + 460}{T_{pc}} = \frac{200 + 460}{358.3} = 1.84.$$

3. Del esbozo derecho la Fig. C-5 se obtiene $c_r T_r = 0.63$. Entonces, la compresibilidad pseudo-reducida es:

$$c_r = \frac{c_r T_r}{T_r} = \frac{0.63}{1.84} = 0.342.$$

la compresibilidad del gas es:

$$c_g = \frac{c_r}{p_{pc}} = \frac{0.342}{667.4} = 5.12 \times 10^{-4} \text{ psia}^{-1}.$$

C.9 Viscosidad del gas

La viscosidad de una mezcla de gas puede ser estimada por interpolación o por datos tabulados, interpretaciones gráficas, por correlaciones semi-empíricas, etc. Todas son exactas para gases naturales dulces, pero no todas son válidas para gases que contienen H_2S . Aquí, se recomienda el método de Lee y otros autores¹⁹. Éste método semi-empírico puede ser considerado para dar pobres resultados para gases naturales amargos, sin embargo, si la densidad del gas o el factor z han sido corregidos por contaminantes, esta correlación de viscosidad será confiable al estimar la viscosidad del gas.

La correlación Lee para estimar la viscosidad es:

$$\mu_g = (1 \times 10^{-4}) K \exp(X \rho^Y) \dots\dots\dots (C.52)$$

donde,

$$\rho = 1.4935 \times 10^{-3} (pM / zT) \dots\dots\dots (C.53)$$

$$K = \frac{(9.379 + 0.01607M) T^{1.5}}{(209.2 + 19.26M + T)} \dots\dots\dots (C.54)$$

$$X = 3.448 + \frac{986.4}{T} + 0.01009M \dots\dots\dots (C.55)$$

$$Y = 2.447 - 0.2224X \dots\dots\dots (C.56)$$

Y donde μ_g = viscosidad de gas, [cp]; ρ = densidad del gas, [g/cm³]; T = temperatura, [°R]; y M = peso molecular aparente de una mezcla de gas, [lbm/lb-mol].

La desviación estándar en los cálculos de la viscosidad del gas en comparación con los datos experimentales fue de 2.69%; el máximo error fue de 9.0%. En general, el método de Lee es valido para $100 < p$ (psia) < 8.000 y $100 < T_f$ (°F) < 340 . La correlación también es válida para contaminación de CO_2 entonces $0.90 < CO_2$ (% mol) < 3.20 .

C.9.1 Ejemplo – C.10 Estimando la viscosidad del gas. Calcular la viscosidad del gas a 200 °F y 2,000 psia para un simple gas amargo descrito en el Ejemplo C.2. Las propiedades pseudo-críticas corregidas para H₂S y CO₂, y del factor z estimado del Ejemplo C.8. Ignorar la contaminación por nitrógeno.

$$M = 20.25 \text{ lbm} / \text{lb} - \text{mol}, p_{pc} = 714.9 \text{ psia}, z = 0.89, T_{pc} = 372.2^{\circ} \text{R}.$$

Solución.

1. Primero, se calculan las variables definidas mediante las Ecs. C.53 a la C.56.

$$\rho = 1.4935 \times 10^{-3} \frac{pM}{zT} = (1.4935 \times 10^{-3}) \frac{(2000)(20.25)}{(0.89)(200 + 460)} = 0.0103 \text{ g} / \text{cm}^3.$$

$$K = \frac{(9.379 + 0.01607M)T^{1.5}}{(209.2 + 19.26M + T)} = \frac{[9.379 + 0.01607(20.25)(200. + 460)]^{1.5}}{[209.2 + 19.26(20.25) + (200 + 460)]} = 130.7.$$

$$X = 3.448 + \frac{986.4}{T} + 0.01009M = 3.448 + \frac{986.4}{(200 + 460)} + (0.01009)(20.25) = 5.147.$$

$$Y = 2.447 - 0.2224X = 2.447 - 0.2224(5.147) = 1.302.$$

2. Se calcula la viscosidad con la Ec. C.52.

$$\mu_g = (1 \times 10^4) K \exp(X\rho^Y) = (1 \times 10^{-4}) 8130.7 \exp[(5.147)(0.0103)^{1.302}] = 0.017 \text{ cp}.$$

C.10 Factor de turbulencia del gas y coeficiente de flujo no-Darcy

El flujo no-darcy, a menudo es llamado flujo turbulento, ocurre con altas velocidades de gastos de flujo de gas. El coeficiente de inercia o factor de turbulencia, β, es definido mediante la ecuación de Forchheimer¹⁹, la cual es para flujo lineal en una dimensión:

$$-\frac{dp}{dL} = \frac{\mu v}{k} + 3.238 \times 10^{-8} \beta \rho v^2 \dots\dots\dots (C.57)$$

en donde dp/dL = gradiente de presión fluyendo; v = velocidad del fluido (gasto de flujo dividido mediante el área de sección transversal); μ_g = viscosidad del fluido; k = permeabilidad de la formación; ρv² = termino inercial de flujo; y β = coeficiente inercial o factor de turbulencia. El coeficiente inercial de turbulencia, β, tiene la dimensión del recíproco de la longitud, la Ec. C.57 indica que el gradiente de presión requiere de tener un flujo determinado a través de un medio poroso, mayor de lo que se predijo por mediante la ecuación de flujo de Darcy, cuando el término βρv² no es insignificante. Se re escribe la Ec. C.57:

$$-\frac{dp}{dL} = \frac{\mu v}{k} + \left(1 + \frac{c_1 k \beta \rho v}{\mu}\right) \dots \dots \dots (C.58)$$

en donde c_1 es una constante y los términos en la parte derecha dentro del paréntesis representan el número de Reynolds (relación de inercia para las fuerzas de viscosidad). Si el número de Reynolds es la unidad, entonces la mayoría del gradiente de presión fluyendo es resultado del flujo viscoso, y se aplica la ecuación de Darcy. Conforme el número de Reynolds se incrementa, las fuerzas de inercia se incrementan de manera significativa, y el flujo no se modela ya por la ecuación de Darcy. A esto se le nombra efecto de flujo no-Darcy. Muchos experimentos¹⁹ se han realizado para mediciones de β , en cuanto a las propiedades de la roca. Utilizando 355 muestras de arenas y 29 muestras de calizas, Jones¹⁹ determino experimentalmente β y desarrolló correlaciones describiendo β como función de la porosidad y de la permeabilidad. La siguiente correlación¹⁹ se recomienda para estimar β .

$$\beta = 1.88 \times 10^{10} k^{-1.47} \phi^{-0.53} \dots \dots \dots (C.59)$$

El componente no-Darcy en la ecuación de flujo es significativo solamente en el área de alta velocidad y de alta caída de presión, cercana al agujero del pozo, por tanto el efecto de flujo no-Darcy usualmente es incorporado dentro de las ecuaciones de flujo de fluidos como un factor de daño adicional como gasto dependiente. El factor de daño total, el cual es el valor determinado en el análisis de presión transitoria, es un valor aparente, s' , que incluye ambos conceptos: el factor de daño, s , y el término que representa los efectos de flujo no-Darcy, D_q . β es incorporado dentro del término D ,

$$D = \frac{2.715 \times 10^{-15} \beta k M p_{sc}}{h r_w T_{sc} \mu_g w f} \dots \dots \dots (C.60)$$

en donde D = coeficiente de flujo no-Darcy, $[Mft^3 @ c.e.]^{-1}$; μ_g, wf = presión dependiente de la viscosidad del gas evaluada con la presión de fondo fluyendo, $[cp]$; y M = peso molecular del gas, $[lbm / lb - mol]$. El coeficiente de flujo no-Darcy no es constante, pero varía en función de la presión. Después del comienzo de la explotación, el radio de la región de flujo con alta velocidad inicialmente se incrementa con el tiempo y pronto se estabiliza. D es inversamente proporcional a la viscosidad del gas evaluada en p_{wf} . La viscosidad es directamente relacionada a la presión, lo cual significa que esta en función del tiempo. Como la presión declina, la viscosidad así mismo declina, se causa por tanto un

incremento en D . Debido a que D no es constante, el análisis en cuanto a pruebas de potencial del pozo con métodos desarrollados para flujo de líquidos trae consigo resultados erróneos si el flujo no-Darcy afecta la respuesta de la presión.

C.10.1 Ejemplo – C.11 Cálculo del factor de turbulencia del gas y del coeficiente de flujo no-Darcy. Un pozo de gas se encuentra produciendo a un gasto de flujo de $40000 \text{ Mft}^3 @ c.e./D$. Se sospecha que la turbulencia afecta la producción de gas. Calcular β y D con los datos proporcionados abajo. Para éste ejemplo, asumir que $p_{sc} = 14.65 \text{ [psia]}$ y

$$T_{sc} = 60^{\circ}F = 520^{\circ}R.$$

$$q_g = 40000 \text{ Mft}^3 @ c.e./D; r_w = 0.30 \text{ ft}; \phi = 0.10; p_{wf} = 3570 \text{ psia}; h = 40 \text{ ft}; k = 57 \text{ md}; \\ \gamma_g = 0.85; \mu_g, wf = 0.0244 \text{ cp}.$$

Solución. El factor de turbulencia se calcula con la Ec. C.59.

$$\beta = 1.88 \times 10^{10} k^{-1.47} \phi^{-0.53} = 1.88 \times 10^{10} (57)^{-1.47} (0.10)^{-0.53} = 1.67 \times 10^8 \text{ ft}^{-1}.$$

el coeficiente de flujo no-Darcy se calcula con la Ec. C.60.

$$D = \frac{2.715 \times 10^{-15} \beta k M p_{sc}}{h r_w T_{sc} \mu_g, wf} = \frac{(2.715 \times 10^{-15})(1.67 \times 10^8)(57)(0.85 \times 28.96)(14.65)}{(40)(0.3)(520)(0.0244)} = 6.13 \times 10^{-5} D / \text{Mft}^3 @ c.e.$$

C.11 Resumen

La lectura de éste Apéndice C debe de reconocer las siguientes tareas: (1) revisión de las definiciones y principios fundamentales, (2) propiedades de los gases naturales, (3) cálculo de las propiedades pseudo-críticas del gas, (4) correlación para obtener el factor z por Dranchuk y Abou-Kassem¹⁹, (5) factor de volumen del gas, (6) densidad del gas, (7) compresibilidad del gas, (8) viscosidad del gas, (10) factor de turbulencia del gas y coeficiente de flujo no-Darcy.

APÉNDICE D

MÉTODOS PARA LA DETERMINACIÓN DE RESERVAS

D.1 Introducción

Éste Apéndice presenta métodos para estimar el gas original en el lugar, G , reservas de gas, y los factores de recuperación para una variedad de mecanismos de manejo del yacimiento. Entre los métodos para la determinación de reservas o del volumen original de hidrocarburos, lo cual es básico para toda la industria petrolera, se tienen: (1) volumétricos, (2) balance de materia, (3) análisis de curvas de declinación, (4) simulación de yacimientos. Estos métodos tocan algunos de los principales factores relacionados con la estimación de reservas, no están todos incluidos, en el análisis final, el cálculo y la categorización de las reservas depende del juicio del evaluador en cuanto a la probabilidad de la recuperación de reservas de aceite y/o gas. Una breve descripción de estos métodos se presenta a continuación:

D.2 Método volumétrico^{19,167}. Éste método es el más comúnmente usado para estimar reservas o el volumen original de hidrocarburos, N y G , en las primeras etapas de producción en un campo de aceite y/o gas. En cuanto se vaya disponiendo de más datos, la estimación es más refinada, algunas veces a través del uso de otros métodos para la estimación de reservas. A menudo las estimaciones volumétricas son utilizadas para la comparación con otros métodos.

Los métodos volumétricos consideran al volumen poroso del yacimiento ocupado por hidrocarburos a condiciones iniciales y a condiciones después de producción de fluidos en asociación con la reducción de la presión. Las condiciones después de producción de fluidos o de abandono a menudo son definidas como cuando la presión del yacimiento a la cual ya no es económicamente viable la producción. Los métodos volumétricos son usados al principio de la vida del yacimiento antes del significativo desarrollo y producción del mismo. Estos métodos, sin embargo, se aplican después durante la vida del yacimiento y a menudo son usados para confirmar cálculos hechos con balance de materia. La exactitud de las estimaciones volumétricas depende de la suficiente

disponibilidad de los datos para la caracterización del yacimiento en cuanto a su extensión areal y en las variaciones en su espesor neto, en última instancia, para determinar el contenido del gas en el volumen poroso del yacimiento. Obviamente, al principio de la vida productiva de un yacimiento se tienen pocos datos disponibles para establecer un buen conocimiento geológico del subsuelo, estimaciones volumétricas serán menos exactas. Más pozos son perforados y más datos estarán disponibles, la exactitud de estas estimaciones será mejor.

Los datos usados para estimar el contenido del gas en el volumen poroso del yacimiento incluyen, registros geofísicos, análisis de núcleos, presión de fondo del pozo, la información de la muestra del fluido, y pruebas de presión. Estos datos son típicamente usados para desarrollar mapas del subsuelo. De estos mapas, la sección transversal estructural y estratigráficamente ayuda a establecer la extensión areal del yacimiento, así, como a identificar las discontinuidades del yacimiento, como adelgazamientos en cuanto a discordancias, fallas, contactos gas-agua, mapas del subsuelo de curvas de nivel, usualmente señalan lo relativo a un marcador de formación conocido, estas son construidas con líneas conectadas con puntos de igual elevación y por tanto muestran la estructura geológica. Mapas de isopacas del subsuelo son construidos con líneas de igual espesor neto de la formación. Con estos mapas, el volumen poroso del yacimiento se estima con ayuda de un planímetro para encontrar las áreas entre las líneas de isopacas y usando una técnica de aproximación de volumen, como los métodos piramidales o trapezoidales. Después el contenido de gas en el volumen poroso del yacimiento se estima, se calcular el volumen de gas original, G , se toman en cuenta las condiciones de abandono para estimar las reservas de gas.

D.2.1 Método de isopacas. Éste método es un procedimiento para determinar el volumen de roca de un yacimiento, con el cual se obtiene, con los valores correspondientes de porosidades y saturaciones, el volumen original de hidrocarburos.

D.2.2 Método de cimas y bases. Éste método tiene como base la configuración de mapas de curvas de igual profundidad, tanto en las cimas como en la bases de la formación, para cuya preparación se necesita disponer de planos con localizaciones de todos los pozos que constituyen el yacimiento en estudio. Por medio de registros

geofísicos se determina la cima y la base de la formación productora para cada uno de los pozos.

D.2.3 Método de isohidrocarburos. El método de isohidrocarburos o isoíndices de hidrocarburos tiene gran similitud con el método de isopacas, pero proporciona resultados más aproximados. Se parte de la construcción de un plano, en éste caso de isohidrocarburos. En cada uno de los pozos se anota el valor del índice de isohidrocarburos, obtenido a partir del análisis de registros eléctricos. El índice de hidrocarburos de un pozo es el producto del espesor neto de la formación por su porosidad y por la saturación de hidrocarburos, es decir:

$$I_{HC} = hx\phi \quad x(1-S_w) \frac{m^3 HC @ c.y.}{m^2 roca} \dots\dots\dots (D.1)$$

En donde x es la porosidad del medio de cada pozo, físicamente el índice de hidrocarburos es una medida del volumen de hidrocarburos (m^3), a condiciones del yacimiento, que existe en la roca proyectada sobre un área de un metro cuadrado (m^2) del yacimiento.

D.2.4 Reservas de hidrocarburos. Se llama reservas de hidrocarburos al volumen de los mismos, medidos a condiciones estándar y que se pueden producir con cualquiera de los métodos y sistemas de explotación aplicables comercialmente al yacimiento (recuperación primaria y secundaria, sistemas artificiales, etc.), en condiciones económicas, de seguridad y de protección al medio ambiente.

D.3 Volumen del gas y método de balance de materia

Una de las técnicas para determinar el volumen original de hidrocarburos, es el método de balance de materia; el cual consiste básicamente en considerar que, a un tiempo dado de explotación del yacimiento, la masa de hidrocarburos remanentes más la de los extraídos es igual a la masa de los mismos que había al iniciarse la extracción; es decir, los métodos de balance de materia se basan en el principio de conservación de la masa, involucrando diferentes condiciones de presión y temperatura, entrada de agua, etc. Se obtienen las ecuaciones con las que, además de calcular el volumen original de

hidrocarburos, se predice el comportamiento de los yacimientos, al someterlos a diferentes políticas de explotación.

D.3.1 Método de balance de materia^{19,168,176}. Éste método se emplea para estimar el volumen original de hidrocarburos en un yacimiento cuando datos geológicos, de producción y de laboratorio están disponibles, en su forma más simple, la ecuación de balance de materia puede ser escrita como:

$$\text{Volumen inicial} = \text{volumen remanente} + \text{volumen removido}$$

Desde que el aceite, el gas y el agua están presentes en los yacimientos petroleros, la ecuación de balance de materia se escribe ya sea para el total de los fluidos o para cualquiera de ellos presentes en el yacimiento. Para yacimientos de gas, es frecuente el uso de la gráfica de la presión de yacimiento, ajustada con la compresibilidad del gas (P/z), vs. *producción acumulada*. Cuatro grupos de datos son requeridos para el balance de materia: (1) producción de fluidos, (2) presión y temperatura del yacimiento (3) análisis del fluido y (4) análisis de núcleos y de registros geofísicos. Es sumamente importante conocer el tipo de mecanismo de empuje en el yacimiento para la buena estimación del volumen inicial de hidrocarburos en el yacimiento. Al igual que en otros métodos, la mejora de la calidad de los datos, se refleja en resultados de mayor confianza. El volumen original estimado mediante el método de balance de materia posee la probabilidad de ser considerado de acuerdo a las siguientes situaciones: (a) en donde datos son disponibles en forma significativa, particularmente datos de presión y de producción del yacimiento, y se conoce el mecanismo de empuje del yacimiento, (b) en donde los datos de producción y del yacimiento son limitados, pero el yacimiento es análogo a yacimientos vecinos y son del mismo horizonte geológico, (c) cuando existen datos en cuanto a la cantidad y calidad suficientes al tener establecido el mecanismo de empuje en el yacimiento y (d) en donde los datos de producción y del yacimiento son limitados, pero la estimación de los volúmenes originales es respaldado por el método volumétrico.

Para yacimientos de gas, en donde hay una fuerte relación lineal entre (P/z), vs. *producción acumulada*. **Fig. D-1**, la probabilidad de recuperación es relativamente alta en cuanto a las reservas. Sin embargo, reservas adicionales no deben de ser asignadas más allá de las reservas probadas. De estas y de otras situaciones en donde la estimación de

reservas por balance de materia o de una porción de la estimación podría asociarse con resultados erróneos se presentaría debido a: (a) en donde datos de producción son disponibles en forma significativa, pero el mecanismo de empuje del yacimiento es incierto, (b) en donde los datos de producción y del yacimiento son limitados y estos no son análogos a los yacimientos vecinos y (c) en donde los datos de producción y del yacimiento son limitados y la estimación resultante no se respalda por determinaciones volumétricas. Para yacimientos de gas, en donde los datos de (P/z) no dan una correlación lineal, como en las **Figs. D-2 y D-3** las reservas resultantes que pueden ser clasificadas como probadas son las que representan la cantidad que puede ser estimada como recuperable con un 80% de probabilidad. En la **Fig. D-2**, la dispersión de los puntos debe de alertar al evaluador para analizar la calidad de los datos en términos de la medición de la presión (presión de fondo del pozo, presión en la cabeza del pozo) y en la forma de registrar la misma (mecánica o electrónica). Con respecto a la **Fig. D-3**, el evaluador deberá desarrollar un entendimiento del mecanismo de empuje del yacimiento y del mecanismo de declinación con la finalidad de clasificar las reservas probadas, posibles y probables. El doblez aparente en la gráfica de balance de materia se interpreta como resultado de una migración de gas a la orilla o a las áreas delgadas del yacimiento, o la entrada de presión debida a un acuífero subyacente. El uso de un modelo de simulación de yacimientos ayuda a éste análisis.

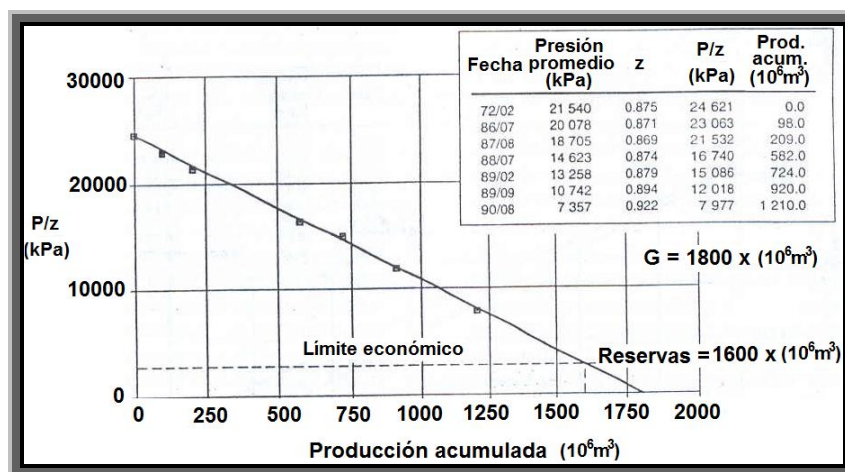


Fig. D-1 – Balance de materia, yacimiento de gas¹⁷⁶.

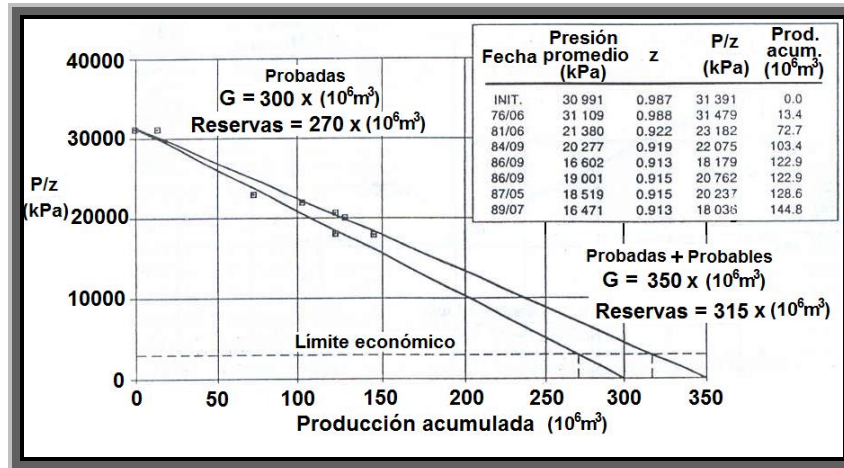


Fig. D-2 – Balance de materia, (datos dispersos)¹⁷⁶.

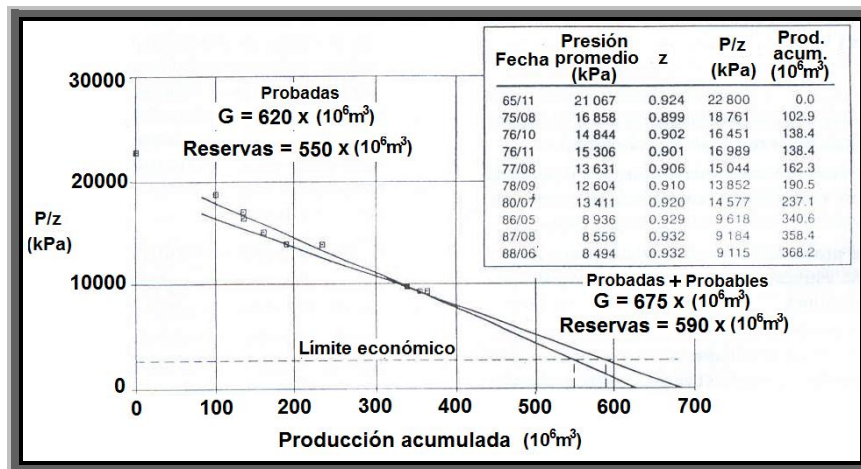


Fig. D-3 – Balance de materia, (mecanismo de empuje en el yacimiento y de declinación)¹⁷⁶.

D.3.1.1 Yacimientos de gas^{19, 176}. Existen los yacimientos de (1) gas seco, (2) de gas y condensado y (3) de gas húmedo, en (1) se produce solamente gas sin hidrocarburos en estado líquido, (2) y (3) cuando el yacimiento de gas produce cantidades significantes de líquido con gas. Los yacimientos de gas son aplicables al método de balance de materia, comenzando con la ecuación general de balance de materia:

$$N = \frac{N_p B_o + (G_{ps} - N_p R_s) B_{gs} + G_{pc} B_{gc} + W_p B_w - W_c - G_i B_{gi} - W_i B_w}{(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) B_{gs} + m B_{oi} \frac{(B_{gc} - B_{gci})}{B_{gci}} + \frac{B_{oi}}{1 - S_w} (1 + m)(S_w c_w + c_f) dP} \dots\dots (D.2)$$

En la ecuación anterior se asume que la producción, el flujo y la inyección de agua son nulos, desde que el gas tiene alta compresibilidad, la expansión de la roca y del agua en la capa del gas se puede despreciar, los términos de la producción y expansión del aceite no se aplican. Se obtiene la ecuación siguiente:

$$G_{gc} = \frac{mNB_{oi}}{B_{gci}} \dots\dots\dots (D.3)$$

se eliminan los términos no aplicables, expansión de la roca y del agua, se obtiene:

$$G_{gc}(B_{gc} - B_{gci}) = G_{pc}B_{gc} \dots\dots\dots (D.4)$$

el factor del volumen del gas se reemplaza de acuerdo a la Ec. D.5:

$$B_g = \frac{P_{sc}zT}{T_{sc}P} \dots\dots\dots (D.5)$$

se asume yacimiento isotérmico y se tiene de la Ec. D.4:

$$G_{gc}[(z/P)_{gc} - (z/P)_{gi}] = G_{pc}(z/P)_{gc} \dots\dots\dots (D.6)$$

re arreglando se tiene:

$$G_{gc} = G_{pc} \left(\frac{1}{1 - (P/z)_{gc}(z/P)_{gi}} \right) \dots\dots\dots (D.7)$$

esta ecuación se transforma en forma de ecuación de línea recta $y = mx + b$,

$$(P/z)_{gc} = (P/z)_{gi} - G_{pc} \left(\frac{P}{G_{gc}z} \right)_{gi} \dots\dots\dots (D.8)$$

al graficar $(P/z)_{gc}$ vs. G_{pc} y extrapolando la línea a $(P/z)_{gc} = 0$ se obtiene el volumen original de gas. Los yacimientos de gas a menudo tienen altos factores de recuperación independientemente del mecanismo de empuje, estos factores son por arriba del 80%, pues el gas natural es muy compresible y tiene baja viscosidad, ambos factores contribuyen a éste factor de recuperación.

D.3.2 Volumetría y factor de recuperación¹⁶⁸. Para determinar el volumen original de gas, G para yacimientos de gas seco, $h\phi(1-S_w)$, como una primera aproximación se tiene:

$$G = \frac{Ah\phi(1-S_{wi})}{B_{gi}} \dots\dots\dots (D.9)$$

en yacimientos homogéneos y con empuje de agua, el factor de recuperación, F_R , se calcula con:

$$F_R = \frac{[(1-S_{wi})/B_{gi}] - [S_{gr}/B_{ga}]}{(1-S_{wi})/B_{gi}} \dots\dots\dots (D.10)$$

re arreglando:

$$F_R = 1 - \frac{S_{gr}B_{gi}}{B_{ga}(1-S_{wi})} \dots\dots\dots (D.11)$$

si el yacimiento es homogéneo y volumétrico (no existe empuje de agua), el factor de recuperación se determina mediante,

$$F_R = 1 - \frac{B_{gi}}{B_{ga}} \dots\dots\dots (D.12)$$

Las Ecs. D.11 y D.12 implican que el factor de volumen del gas, B_{ga} y la presión de abandono se conozca, la estimación de la presión de abandono esta basada en un limite económico, y su aplicación es complicada, sin embargo, a menudo esta presión se conoce y las ecuaciones D.11 y D.12 se aplican para el cálculo del factor de recuperación. La forma de las ecuaciones volumétricas varían de acuerdo con los mecanismos de empuje y el tipo de gas, en las siguientes secciones, se presentarán ecuaciones para yacimientos de gas seco, para yacimientos de gas seco con flujo de agua, y yacimientos de gas húmedo.

D.3.3 Yacimientos volumétricos de gas seco¹⁹. Como su nombre lo implica, un yacimiento volumétrico es completamente cerrado por baja permeabilidad o completamente impermeable y no recibe presión externa a el, como lo es la invasión del acuífero. En suma, si la expansión de la roca y del agua connata es insignificante,

entonces la fuente primaria para el mantenimiento de presión es la expansión del gas resultado de la producción del gas y la subsecuente reducción de la presión.

Entonces se utiliza el término “gas seco”, en donde se refiere a un yacimiento de gas compuesto principalmente de metano con algunos compuestos de hidrocarburos con peso molecular intermedio, el gas seco no debe someterse a cambios de fase durante la reducción de la presión y por tanto son únicamente gases en el yacimiento y en las condiciones de separación en la superficie. En éste sentido, “seco” no se refiere a la ausencia de agua pero indica que no hay hidrocarburos en forma líquida en el yacimiento, en el pozo, o en el equipo superficial durante la producción.

Se inicia con la ley de los gases reales, el volumen de gas a condiciones iniciales de yacimiento es,

$$V_{gi} = \frac{z_i nRT}{P_i} \dots\dots\dots (D.13)$$

de la misma forma, el volumen de gas a las condiciones estándar es:

$$V_{sc} = G = \frac{z_{sc} nRT_{sc}}{P_{sc}} \dots\dots\dots (D.14)$$

Se iguala el número de moles iniciales del gas a condiciones de yacimiento con el número de moles a condiciones estándar y re arreglando, se resuelve para el volumen inicial de gas a condiciones estándar:

$$V_{sc} = G = \frac{P_i V_{gi} z_{sc} T_{sc}}{z_i T P_{sc}} \dots\dots\dots (D.15)$$

Se asume que el volumen poroso ocupado por el gas es constante durante la vida productiva del yacimiento, se tiene:

$$V_{gi} = 43.56Ah\phi(1 - S_{wi}) \dots\dots\dots (D.16)$$

se sustituye la Ec. D.16 dentro de la Ec. D.15 y se obtiene:

$$G = 43.56Ah\phi(1 - S_{wi}) \frac{P_i z_{sc} T_{sc}}{P_{sc} z_i T} \dots\dots\dots (D.17)$$

si se expresa el volumen poroso del yacimiento en barriles. La Ec. D.17 se convierte en:

$$G = \frac{7758Ah\phi(1 - S_{wi})}{B_{gi}} \dots\dots\dots (D.18)$$

en donde:

$$B_{gi} = \frac{1000 p_{sc} z_i T}{5.615 p_i z_{sc} T_{sc}} = \frac{5.02 z_i T}{p_i} \dots\dots\dots (D.19)$$

en la Ec. .7, en la cual se asumen condiciones estándar de $p_{cs} = 14.65 \text{ psia}$, $T_{cs} = 60^\circ F = 520^\circ R$, y $z_{cs} = 1.0$. Se puede estimar la producción acumulada, G_p , a lo largo de la vida del yacimiento como la diferencia entre el volumen original de gas, G , y el volumen original de gas a condiciones de abandono, G_a :

$$G_p = G - G_a \dots\dots\dots (D.20)$$

En los términos de la Ec. D.18, la reserva de gas es:

$$G_p = \frac{7758 Ah \phi (1 - S_{wi})}{B_{gi}} - \frac{7758 Ah \phi (1 - S_{wi})}{B_{ga}} \dots\dots\dots (D.21)$$

o

$$G_p = \frac{7758 Ah \phi (1 - S_{wi})}{B_{gi}} \left(1 - \frac{B_{gi}}{B_{ga}} \right) \dots\dots\dots (D.22)$$

donde el factor de recuperación del gas es $F_R = 1 - \frac{B_{gi}}{B_{ga}}$.

La simple expansión del gas es un mecanismo de empuje muy eficiente. Aunque las saturaciones del gas al abandono pueden ser bastantes altas, finalmente las recuperaciones. Aunque las saturaciones de gas en el abandono pueden ser muy altas, recuperaciones finales del 80% al 90% del volumen original de gas son rutinariamente alcanzadas en yacimientos de gas volumétricos. El porcentaje del volumen original de gas que es recuperado depende de la presión de abandono, la cual es usualmente determinada por preferencias económicas que por consideraciones técnicas. Tener en cuenta que en el desarrollo de la Ec. D.21 la hipótesis que la saturación inicial de agua connata no cambia. Esta hipótesis es válida en yacimientos volumétricos de gas en donde la saturación inicial de agua connata es inmóvil.

D.3.3.1 Ejemplo D.1– Cálculo del volumen original de gas en yacimientos volumétricos de gas seco. Los siguientes datos del yacimiento fueron estimados de mapas del subsuelo, análisis de núcleos, pruebas de pozo y de muestras de fluido obtenidos de varios pozos. Utilizar estos datos con el método volumétrico para estimar el volumen original de gas. Se asume un yacimiento volumétrico de gas seco.

$$p_i = 2500 \text{ psia}; A = 1000 \text{ acres}; T = 180^\circ \text{ F}; \phi = 20\%; S_{wi} = 25\%; h = 10 \text{ ft}; z_i = 0.860.$$

Solución.

1. Primero, se calcula B_{gi} y z_i con los métodos presentados en el Apéndice C de éste trabajo.

$$B_{gi} = \frac{5.02 z_i T}{p_i} = \frac{(5.02)(0.860)(180 + 460)}{2500} = 1.105 \text{ barriles @ c.y / Mft}^3 \text{ @ c.e.}$$

2. El volumen de original de gas para el yacimiento volumétrico de gas seco se da por la Ec. D.18:

$$G = \frac{7758 Ah \phi (1 - S_{wi})}{B_{gi}} = \frac{(7758)(1000)(10)(0.20)(1 - 0.25)}{1.105} = 10531 \times 10^3 \text{ Mft}^3 \text{ @ c.e.} = 10.5 \text{ Bft}^3 \text{ @ c.e.}$$

D.3.4 Yacimientos de gas seco con entrada de agua¹⁹. Muchos yacimientos de gas no son completamente cerrados debido a que algunos son sometidos por el influjo de agua proveniente del acuífero. La invasión por agua ocurre cuando la presión en el yacimiento/frontera con el acuífero se reduce después de la producción de gas del yacimiento. Recordando que la ecuación derivada para un yacimiento volumétrico contiene la hipótesis en que el volumen poroso del yacimiento ocupado por el gas se mantiene constante para toda la vida productiva del yacimiento. Sin embargo, en yacimientos de gas con entrada de agua, éste volumen poroso disminuye por una cantidad igual al volumen neto de agua que entra al yacimiento y el restante volumen no producido. Por tanto, si se puede estimar la saturación inicial del gas y la saturación residual del gas al abandono (punto final de saturación), se utilizan las ecuaciones volumétricas para calcular las reservas de gas en un yacimiento de gas con entrada de agua.

Bajo estas condiciones, se considera el volumen inicial de gas, el volumen remanente de gas y el volumen de agua que ha entrado al yacimiento. Se comienza con la Ec. D.20,

la ecuación para la producción acumulada de gas en términos de la saturación inicial y final de agua es:

$$G_p = \frac{7758Ah\phi(1-S_{wi})}{B_{gi}} - \frac{7758Ah\phi(1-S_{wa})}{B_{ga}} \dots\dots\dots (D.23)$$

En términos de la saturación de gas residual, S_{gr} , en el abandono, la Ec. D.23 se convierte en:

$$G_p = \frac{7758Ah\phi(1-S_{wi})}{B_{gi}} - \frac{7758Ah\phi S_{gr}}{B_{ga}} \dots\dots\dots (D.24)$$

o

$$G_p = \frac{7758Ah\phi(1-S_{wi})}{B_{gi}} \left(1 - \frac{B_{gi}S_{gr}}{B_{ga}(1-S_{wi})} \right) \dots\dots\dots (D.25)$$

Aquí, el factor de recuperación, $F = \left(1 - \frac{B_{gi}S_{gr}}{B_{ga}(1-S_{wi})} \right)$.

Las Ec. D.23 hasta la D.25 en donde se obtuvieron con la hipótesis implícita que la eficiencia de barrido volumétrico para el gas es del 100%. De hecho, el agua puede desplazar en algunos casos al gas de una manera ineficiente. Resultados en estudios de flujo en núcleos sugieren que volúmenes significativos de gas son mantenidos al margen y eventualmente son atrapados por un avance frontal de agua. Además, debido a las heterogeneidades del yacimiento (fracturas naturales y estratificación) y discontinuidades (fallas herméticas y lutitas longitudinales de baja permeabilidad), la invasión por el agua puede no barrer algunas porciones del yacimiento eficientemente, trayendo como resultado altas saturaciones residuales de gas y presiones superiores de abandono para yacimientos volumétricos de gas seco. Para tomar en cuenta las porciones no barridas por el agua en el yacimiento, se introduce el concepto de eficiencia de barrido, E_v , dentro de la ecuación volumétrica. Con E_v , la Ec. D.20 se reescribe como:

$$G_p = G - [E_v G_a + (1 - E_v) G_r] \dots\dots\dots (D.26)$$

La Ec. D.26 se reescribe de manera similar a la Ec. D.22,

$$G_p = \frac{7758Ah\phi(1-S_{wi})}{B_{gi}} \left(1 - \frac{B_{gi}S_{gr}}{B_{ga}(1-S_{wi})} \right) \dots\dots\dots (D.27)$$

La Ec. D.27 se arregla para obtener:

$$G_p = \frac{7758Ah\phi(1-S_{wi})}{B_{gi}} \left[1 - E_v \frac{B_{gi}}{B_{ga}} \left(\frac{S_{gr}}{S_{gi}} + \frac{1-E_v}{E_v} \right) \right] \dots\dots\dots (D.28)$$

aquí,

$$F = \left[1 - E_v \frac{B_{gi}}{B_{ga}} \left(\frac{S_{gr}}{S_{gi}} + \frac{1-E_v}{E_v} \right) \right] \dots\dots\dots (D.29)$$

Debido a que a menudo el gas es puenteado y atrapado por la inundación de agua, factores de recuperación para yacimientos de gas con empuje de agua pueden ser significativamente bajos e comparación con los yacimientos volumétricos que producen por simple expansión. Además, la presencia de heterogeneidades en el yacimiento como estratificaciones longitudinales de baja permeabilidad, pueden reducir más aún el factor de recuperación. Como se ha señalado previamente, recuperaciones finales del 80% al 90% son comunes en yacimientos volumétricos de gas, mientras factores típicos en yacimientos de gas con empuje de agua tienen un rango de 50% a 70% de recuperación.

La Ec. D.28 requiere estimaciones de S_{gr} y E_v . Estudios de flujo de núcleos en muestras representativas del yacimiento son el mejor método para determinar las saturaciones residuales de gas. En ausencia de estudio de laboratorio, se utilizan también correlaciones para estimar esta saturación. Estas están basadas sobre datos representativos de laboratorio, los cuales representan un extenso rango de litologías y de propiedades petrofísicas. También se puede utilizar la simulación numérica para estimar las eficiencias volumétricas de barrido si se disponen de suficientes datos del yacimiento.

D.3.4.1 Ejemplo D.2– Cálculo de reservas de gas y del factor de recuperación para un yacimiento de gas con entrada de agua. Calcular la reserva de gas y el factor de recuperación usando los datos proporcionados en el Ejemplo D.1 y asumiendo que la

saturación residual de gas es del 35% a una presión de abandono de 750 psia. Asumir también que la eficiencia volumétrica de barrido es del 100%.

$$p_i = 2500 \text{ psia}; A = 1000 \text{ acres}; T = 180^0 F; \phi = 20\%; S_{wi} = 25\%; h = 10 \text{ ft}; z_i = 0.860, \\ z_a = 0.550, S_{gr} = 0.35, \phi = 20\%, T = 180^0 F, E_v = 100\%, p_a = 750 \text{ psia}.$$

Solución.

1. Primero, se calcula el factor de volumen del gas a las condiciones iniciales y de abandono. El factor de volumen del gas a las condiciones iniciales, calculado en el Ejemplo D.1 es $B_{gi} = 1.105 \text{ barriles @ c.y / Mft}^3 \text{ @ c.e.}$ El factor de recuperación del gas a las condiciones de abandono es:

$$B_{ga} = \frac{5.02 z_a T}{p_a} = \frac{(5.02)(0.550)(180 + 460)}{750} = 2.356 \text{ barriles @ c.y / Mft}^3 \text{ @ c.e.}$$

2. La reserva de gas a la presión de abandono de 750 psia se estima con la Ec. D.28:

$$G_p = \frac{7758 Ah \phi (1 - S_{wi})}{B_{gi}} \left[1 - E_v \frac{B_{gi}}{B_{ga}} \left(\frac{S_{gr}}{S_{gi}} + \frac{1 - E_v}{E_v} \right) \right] = \\ \frac{(7758)(1000)(10)(0.20)(1 - 0.25)}{1.105} \left[1 - \frac{(1.105)(0.35)}{(2.356)(1 - 0.25)} \right] = 8226 \times 10^3 \text{ Mft}^3 \text{ @ c.e.} = 8.2 \text{ Bft}^3 \text{ @ c.e.}$$

3. El factor de recuperación del gas es:

$$F = \left(1 - \frac{B_{gi} S_{gr}}{B_{ga} (1 - S_{wi})} \right) = 1 - \frac{(1.105)(0.35)}{(2.356)(1 - 0.25)} = 0.781 = 78.1\%.$$

D.3.4.2 Ejemplo D.3– Cálculo de reservas de gas y del factor de recuperación para un yacimiento de gas con entrada de agua. Utilizar los mismos datos del Ejemplo D.2, calcular la reserva de gas y el factor de recuperación si $S_{gr} = 0.35$ en $p_a = 750 \text{ psia}$ y $E_v = 60\%$.

$$p_i = 2500 \text{ psia}; A = 1000 \text{ acres}; T = 180^0 F; \phi = 20\%; S_{wi} = 25\%; h = 10 \text{ ft}; z_i = 0.860, \\ z_a = 0.550, S_{gr} = 0.35, \phi = 20\%, T = 180^0 F, E_v = 100\%, p_a = 750 \text{ psia}, \\ B_{gi} = 1.105 \text{ barriles @ c.y / Mft}^3 \text{ @ c.e.}, B_{ga} = 2.356 \text{ barriles @ c.y / Mft}^3 \text{ @ c.e.}$$

Solución.

1. G_p se calcula con la Ec. D.28:

$$G_p = \frac{7758Ah\phi(1-S_{wi})}{B_{gi}} \left[1 - E_v \frac{B_{gi}}{B_{ga}} \left(\frac{S_{gr}}{S_{gi}} + \frac{1-E_v}{E_v} \right) \right] =$$

$$\frac{(7758)(1000)(10)(0.20)(1-0.25)}{1.105} \left[1 - (0.60) \frac{1.105}{2.356} \left(\frac{0.35}{0.75} + \frac{1-0.60}{0.60} \right) \right] =$$

$$7172 \times 10^3 \text{ Mft}^3 @ c.e. = 7.2 \text{ Bft}^3 @ c.e.$$

2. El factor de recuperación del gas es:

$$F = \left[1 - E_v \frac{B_{gi}}{B_{ga}} \left(\frac{S_{gr}}{S_{gi}} + \frac{1-E_v}{E_v} \right) \right] = 1 - (0.60) \frac{1.105}{2.356} \left(\frac{0.35}{0.75} + \frac{1-0.60}{0.60} \right) = 0.681 = 68.1\%.$$

D.3.5 Limitaciones de los métodos de balance de materia¹⁷⁶. Las bases para el balance de materia son firmes, y la ecuación fue hecha abarcando la mayoría de los factores relevantes en la producción de hidrocarburos. Sin embargo, en aplicaciones prácticas, varias fuentes de error limitan la exactitud de los métodos de balance de materia. La gravedad de estos errores varían con respecto a las circunstancias: (1) el equilibrio termodinámico no se alcanza en condiciones reales en el campo, (2) los datos *PVT* se obtienen mediante procesos de liberación que no representan condiciones de yacimiento, (3) son utilizadas promedios inapropiados de presiones, (4) existe incertidumbre respecto al radio del volumen de gas o del volumen del aceite y (5) los datos de producción son inexactos. El conteo de la presión de declinación mediante el uso de la historia de producción es uno de los principales causantes de errores. Largas declinaciones de presión producen grandes expansiones, esto produce imprecisiones en los volúmenes de producción, los errores en la presión son fuentes de error en los cálculos.

D.4 Análisis de curvas de declinación^{19,168,176,181}.

En éste sección se presentan algunos métodos de curvas de declinación para estimar la recuperación final de gas y predecir el comportamiento de producción del gas a largo plazo con el análisis de datos de producción para los casos de pozos en forma individual y para campos enteros. Se comienza con técnicas convencionales de análisis primeramente presentadas por Arps. Estas técnicas convencionales incluyen ecuaciones para declinación exponencial, armónica e hiperbólica. Después, se mostrarán las curvas tipo para la declinación de producción, se mostrara su aplicación para el análisis de datos de

producción de gas y la estimación de las propiedades de la formación. Se mostrara también como estas curvas tipo de declinación ayudan a predecir el comportamiento del pozo o del campo. Éste tipo de análisis provee principalmente de tres importantes tipos de información: (1) reservas remanentes de aceite y gas que se pueden recuperar, (2) gastos de flujo futuros de producción y (3) resto de la vida productiva del pozo o del yacimiento. Estos análisis son válidos si el pozo no se altera (fracturado o acidificado) y el drene del yacimiento es constante, en comparación con otros métodos, la categorización de las reservas mediante el análisis de curvas de declinación es dependiente por encima del estimador. Consideraciones importantes incluyen cantidad y calidad de los datos, la variabilidad del perfil de producción, el entendimiento del pasado y del futuro de la producción, y del mecanismo de declinación. Debido a la extrapolación, las curvas de declinación usualmente tienen amplios rangos de interpretación, los rangos dependen propiamente de la historia de producción. La determinación de reservas por medio de gráficas con datos de historia de producción proporciona datos confiables con base en las características de declinación. Cuando un alto grado de probabilidad existe, parte izquierda de la **Fig. D-4** solamente se asignan las reservas probadas. En el caso en que la probabilidad no es evidente, las reservas probadas son restringidas a la mínima cantidad en que el evaluador cree que serán recuperadas con un porcentaje de 80% de probabilidad. Parte derecha de la **Fig. D-4**, las reservas probadas se estiman con la porción más empinada de la declinación con los datos de producción.

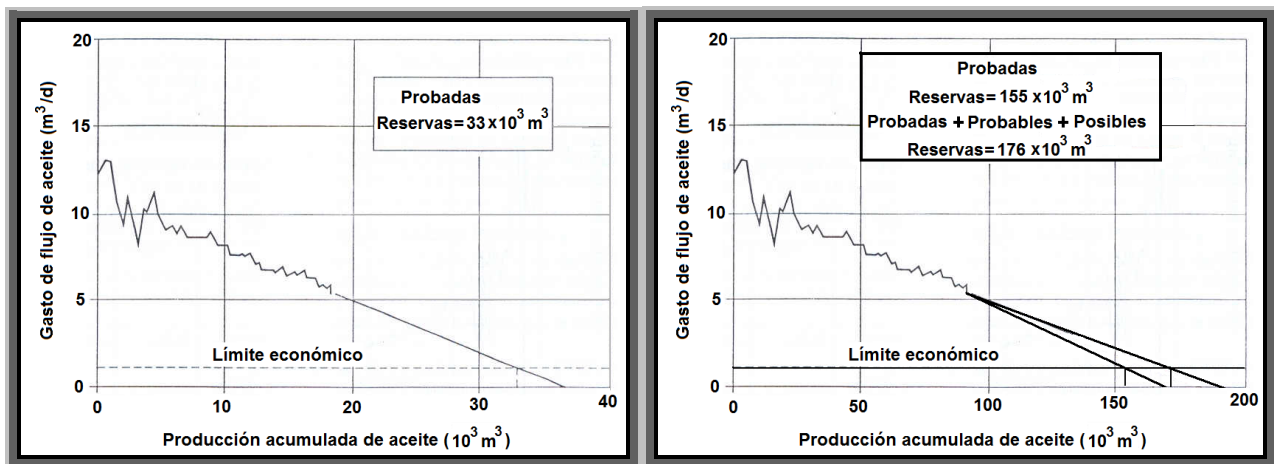


Fig. D-4 – Curva de declinación, reservas probadas (esbozo izquierdo) y curva de declinación, producción acumulada de gas (esbozo derecho)¹⁷⁶.

D.4.1 Análisis de curvas de declinación para pozos de gas^{19,168,176,181.}

La base del análisis para las curvas de declinación es complementar el comportamiento de la historia de producción o tendencias (datos actuales de producción gasto/tiempo) con un “modelo”. Se supone que la producción en el futuro sigue la tendencia del pasado, se utilizan estos modelos para estimar el volumen de gas original, G y para predecir la reserva final de gas a alguna presión de abandono del yacimiento o a un gasto económico de producción. Se determina también, el resto de la vida productiva de un pozo o de un campo entero. Además, se podrán estimar las características individuales de flujo al pozo, como la permeabilidad de la formación y el factor de daño, todo esto con las técnicas de análisis de curvas tipo de declinación. Los métodos de curvas de declinación, sin embargo, son aplicables a pozos en forma individual o a campos enteros.

Las técnicas de curvas de declinación ofrecen una alternativa para los métodos volumétricos y de balance de materia, así como hacer coincidir la historia de producción con la simulación de yacimientos para estimar el volumen original de gas, G y las reservas. Las aplicaciones de las técnicas de análisis de curvas de declinación para yacimientos de gas son más apropiadas cuando los métodos convencionales (como lo son el volumétrico y de balance de materia) no son exactos o cuando no existen suficientes datos disponibles para justificar la compleja simulación de yacimientos. Por ejemplo, los métodos de balance de materia requieren estimaciones estabilizadas de la presión de fondo a pozo cerrado; sin embargo, en yacimientos de baja permeabilidad en donde se necesitan tiempos largos para la estabilización de presión, la exactitud de los datos de presión de fondo a pozo cerrado no están disponibles.

A diferencia de los métodos volumétricos que son usados al principio de la vida productiva del yacimiento, el análisis de curvas de declinación no puede ser aplicado hasta que ha ocurrido un desarrollo de producción y se ha establecido una tendencia. Una ventaja de los cálculos en los métodos de análisis de curvas de declinación y de balance de materia es que estos métodos estiman solo los volúmenes de gas que se encuentran con comunicación de presión y en última instancia podrán ser recuperados por la producción de los pozos. Estimaciones volumétricas del volumen original de gas, G y reservas del mismo, están basadas sobre el volumen total de gas, estos volúmenes pueden no ser recuperados con la existencia de pozos debido a la no identificación de las discontinuidades y heterogeneidades del yacimiento.

Enfatizando de nuevo que las bases del análisis con curvas de declinación para estimar el volumen original de gas, G gas y las reservas para algún futuro a una condición de abandono dada, es la hipótesis que el comportamiento futuro de la producción puede ser modelado con la historia de producción. Algunos cambios en cuanto a las estrategias de desarrollo del campo o en las prácticas de producción pueden cambiar el comportamiento futuro de un pozo y afectar en forma significativa la estimación de reservas hechas por las técnicas de curvas de declinación. Por ejemplo, el desarrollo de más pozos en el campo puede reducir la actual área de drene y posteriormente finalizar con las reservas de gas de los pozos existentes, o cierres de pozos en forma periódica debido a regulaciones impuestas.

D.4.2 Técnicas de análisis convencional

Primeros intentos para el análisis de curvas de declinación requieren encontrar técnicas de graficado o funciones que hagan lineal la historia de producción. Porque las funciones lineales gráfica y matemáticamente son de fácil manipulación, el comportamiento futuro se estima si se asume que la producción mantiene una tendencia lineal por el resto de la vida del pozo o del yacimiento. La técnica de análisis de curvas de declinación más convencional es una curva de declinación semilogarítmica con tendencia lineal, algunas veces llamada exponencial o porcentaje constante de declinación. Posteriormente se mostrara que el comportamiento de producción de todos los pozos no puede ser modelado con la declinación exponencial. Arps ha reconocido que las características de la declinación también pueden ser armónicas e hiperbólicas.

El análisis de curvas de declinación más utilizado esta basado en la fórmula empírica gasto/tiempo de Arps.

$$q(t) = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{1/b}} \dots\dots\dots (D.30)$$

donde $D_i = -dq(t)/dt / q(t) =$ gasto inicial de declinación, [$días^{-1}$]. Notar que las unidades del gasto de gas, tiempo, y el gasto inicial de declinación en la Ec. D.30 deben de ser consistentes.

Dependiendo de los valores del exponente de declinación, b , la Ec. D.30 tiene tres formas diferentes. Estas tres formas de declinación: (1) exponencial, (2) armónica e (3)

hiperbólica, tienen diferente forma sobre gráficas cartesianas y semilogarítmicas del gasto de flujo de producción vs. tiempo y gasto de flujo de producción de gas vs. producción acumulada de gas. En consecuencia, la forma de la curva puede ayudar a identificar el tipo de declinación para un pozo y, si la tendencia es lineal, extrapolar la tendencia gráfica y matemáticamente para algún punto en el futuro.

La Ec. D.30 esta basada sobre cuatro importantes hipótesis:

1. La ecuación supone que el pozo analizado produce a presión de fondo constante. Si esta presión cambia, el carácter de declinación del pozo cambia.
2. Se asume que el pozo analizado esta produciendo en una inmutable área de drene (de tamaño fijo) sin flujo de frontera externa. Si el tamaño del área de drene cambia (por cambios relativos de gastos en el yacimiento), el carácter de declinación del pozo cambia. Si, por ejemplo, el agua entra en el área de drene del pozo, el carácter de declinación cambia repentinamente, abruptamente y negativamente.
3. La ecuación asume que el pozo analizado tiene permeabilidad constante y un factor de daño constante. La permeabilidad disminuye ya que la presión de poro disminuye, el factor de daño cambia debido a los cambios en el daño a la formación o por la deliberada estimulación, el carácter de declinación del pozo cambia.
4. Debe aplicarse solo con datos de flujo con dominio de frontera (estabilizado) si se quiere predecir el comportamiento futuro, incluso de duración limitada. Si los datos se ajustan a una curva de declinación estos son transitorios, simplemente no hay bases para predecir el comportamiento de largo plazo. Hasta que todos los límites del área de drene (o del yacimiento) han influido en las características de declinación del pozo, predicciones del gasto de declinación a largo plazo no son únicos y salvo por mero accidente, son incorrectos.

Las **Figs. D.5** y **D.6** muestran respuestas típicas para la declinación exponencial, hiperbólica y armónica. Debido a sus formas características, estos gráficos pueden ser usados como una herramienta para diagnosticar el tipo de declinación antes de que algunos cálculos sean hechos. Se explican las diferentes formas de las curvas en las secciones siguientes. Además, se ilustra el análisis con datos de producción de pozos de gas utilizando las técnicas convencionales.

D.4.2.1 Declinación exponencial. Algunas veces llamada porcentaje constante de declinación, se caracteriza por una disminución en el gasto de producción por unidad de tiempo que es proporcional al gasto de producción. La ecuación de declinación exponencial es derivada de la Ec. D.30. Cuando $b = 0$, la Ec. D.30 toma una forma especial (que debe ser derivada con un proceso de limitación $b \rightarrow 0$).

$$q(t) = \frac{q_i}{e^{D_i t}} = q_i e^{-D_i t} \dots\dots\dots (D.31)$$

se toma el logaritmo natural (\ln) de ambos lados de la Ec. D.31, da:

$$\ln[q(t)] = \ln(q_i) + \ln(e^{-D_i t}) \dots\dots\dots (D.32)$$

que, después de ordenar, da:

$$\ln[q(t)] = \ln(q_i) - D_i t \dots\dots\dots (D.33)$$

Debido a que el logaritmo natural se relaciona con el logaritmo de base 10 (\log) por $\ln(x) = 2.303 \log(x)$, se reescribe la Ec. D.33 en términos de la función \log como:

$$\log[q(t)] = \log(q_i) - \frac{D_i t}{2.303} \dots\dots\dots (D.34)$$

La forma de la Ec. D.34 sugiere que la gráfica de \log gasto de flujo de gas, $q(t)$ vs. t será una línea recta con pendiente $-D_i / 2.303$ y una intersección $\log(q_i)$. La **Fig. D-5** en su parte derecha muestra la relación lineal sobre coordenadas semi-logarítmicas. Si los datos de producción exhiben comportamiento lineal sobre la gráfica semi-logarítmica, se usa la Ec. D.34 para calcular D_i de la pendiente y q_i de la intersección. Después de calcular el gasto inicial de declinación y el gasto inicial del flujo de gas, se puede utilizar la Ec. D.31 para extrapolar la tendencia de la producción dentro del futuro para algún límite económico. De esta extrapolación, se estiman las reservas y el tiempo en el cual el límite económico será alcanzado.

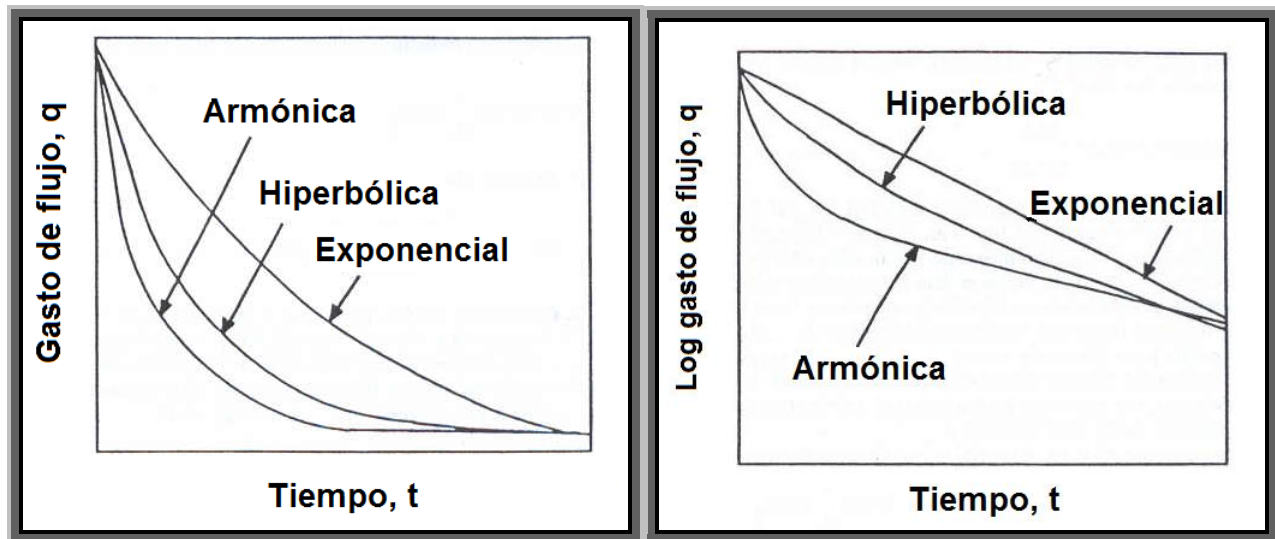


Fig. D-5 – Formas de las curvas de declinación para gráficas con papel normal (esbozo izquierdo), y para gráficas con eje semilogarítmico (esbozo derecho) de gasto de flujo vs. tiempo¹⁹.

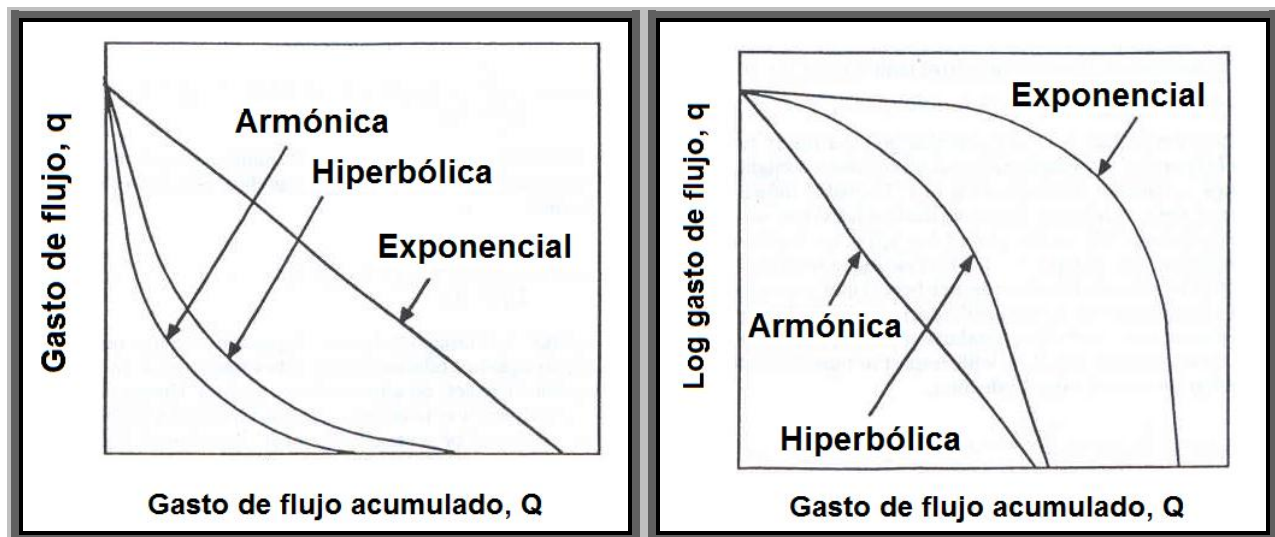


Fig. D-6 – Formas de las curvas de declinación para gráficas con papel normal (esbozo izquierdo), y para gráficas con eje semilogarítmico (esbozo derecho) de gasto de flujo vs. producción acumulada¹⁹.

La curva de gasto vs. producción acumulada para la declinación exponencial será lineal sobre un gráfico cartesiano, como lo indica la siguiente derivación. Si se integra la Ec. D.31 del tiempo inicial al tiempo t , se obtiene:

$$Q(t) = \int_0^t q(t)dt = \int_0^t q_i e^{-D_i t} dt \dots\dots\dots (D.35)$$

la producción acumulada de gas es:

$$G_p(t) = \left(-\frac{q_i}{D_i} e^{-D_i t} \right)_0^t \dots\dots\dots (D.36)$$

se re arregla,

$$G_p(t) = -\frac{1}{D_i} (q_i e^{-D_i t}) + \frac{q_i}{D_i} \dots\dots\dots (D.37)$$

Se combinan las Ecs. D.31 y D.37, y se escribe la relación de la producción acumulada en términos del gasto,

$$G_p(t) = -\frac{1}{D_i} q(t) + \frac{q_i}{D_i} \dots\dots\dots (D.38)$$

se re arregla y se resuelve para el gasto de producción, $q(t)$, da:

$$q(t) = -D_i G_p(t) + q_i \dots\dots\dots (D.39)$$

La Ec. D.39 sugiere que una gráfica de $q(t)$ vs. $G_p(t)$ proporciona una línea recta de pendiente $-D_i$ e intersección q_i . La **Fig. D-6** en su parte izquierda ilustra éste tipo de gráfico.

D.4.2.2 Declinación armónica. Cuando $b=1$, la declinación se llama armónica, y la ecuación general de declinación dada por Ec. D.30 se reduce a:

$$q(t) = q_i / (1 + D_i t) \dots\dots\dots (D.40)$$

se toma logaritmo de base 10 para ambos lados en la Ec. D.40, se tiene:

$$\log[q(t)] = \log(q_i) - \log(1 + D_i t) \dots\dots\dots (D.41)$$

La forma de la Ec. D.41 sugiere que $q(t)$ es una función lineal de $(1 + D_i t)$ sobre una gráfica con ejes log-log y exhibe una línea recta con pendiente -1 y una intersección de

$\log(q_i)$. Para predecir el comportamiento futuro de los pozos que exhiben declinación armónica, se asumen valores de D_i hasta una gráfica de $\log(q_i)$ vs. $\log(1 + D_i t)$ la cual es una línea recta con una pendiente de -1 . Éste procedimiento de cálculo requiere ya sea del conocimiento previo del comportamiento de la declinación del pozo o una prueba de ensayo y error para elegir el gasto inicial de declinación correcto, D_i .

Al utilizar una gráfica de gasto/producción acumulada para declinación armónica, se integra la Ec. D.40 respecto al tiempo para obtener la relación de la producción acumulada.

$$G_p(t) = \int_0^t q(t) dt = \int_0^t \frac{q_i}{1 + D_i t} dt \dots\dots\dots (D.42)$$

o

$$G_p(t) = \frac{q_i}{D_i} \ln(1 + D_i t) = 2.303 \frac{q_i}{D_i} \log(1 + D_i t) \dots\dots\dots (D.43)$$

Se sustituye el gasto de la Ec. D.41 dentro de la Ec. D.43, y se obtiene la relación gasto/ producción acumulada para la declinación armónica:

$$G_p(t) = 2.303 \frac{q_i}{D_i} [\log q_i - \log q(t)] \dots\dots\dots (D.44)$$

o, en términos del gasto de producción,

$$\log q(t) = \log q_i - \left(\frac{D_i}{2.303 q_i} \right) G_p(t) \dots\dots\dots (D.45)$$

La forma de la Ec. D.45 sugiere que la gráfica de $\log q(t)$ vs. $G_p(t)$ será lineal con una pendiente de $-(D_i / 2.303 q_i)$ y una intersección de $\log(q_i)$. Éste es un método más sencillo de cálculo para el gasto en una declinación armónica que la gráfica de gasto/tiempo porque se puede hacer una gráfica sin el previo conocimiento de $-D_i$.

D.4.2.3 Declinación hiperbólica. Cuando $0 < b < 1$, la declinación es hiperbólica, y el comportamiento del gasto es descrito por:

$$q(t) = \frac{q_i}{(1 + b D_i t)^{1/b}} \dots\dots\dots (D.30)$$

tomando el logaritmo para ambos lados de la Ec. D.30 y re arreglando, se tiene:

$$\log[q(t)] = \log(q_i) - \frac{1}{b} \log(1 + bD_i t) \dots\dots\dots (D.46)$$

La forma de la Ec. D.46 sugiere que, si los datos gasto/tiempo se modelan con la ecuación hiperbólica, entonces una gráfica con ejes log-log de $\log q(t)$ vs. $(1 + bD_i t)$ exhibirá una línea recta con pendiente de $1/b$ y una intersección de $\log(q_i)$. Para analizar los datos de declinación hiperbólica, de cualquier modo, se requiere que previamente se estimen b y D_i o el uso de un proceso iterativo para estimar los valores de b y D_i que resultan en una línea recta.

La relación de la producción acumulada/tiempo se obtiene mediante la integración de la Ec. D.30:

$$G_p(t) = \int_0^t q(t) dt = \int_0^t \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{1/b}} dt \dots\dots\dots (D.47)$$

o, después de integrar y re arreglando,

$$G_p(t) = \frac{q_i}{D_i(b-1)} [(1 + bD_i t)^{(1-b)/(-b)} - 1] \dots\dots\dots (D.48)$$

Si se sustituye $q_i = q_i^b q_i^{1-b}$ dentro de la Ec. D.48 y re arreglando, da:

$$G_p(t) = \frac{q_i^b}{D_i(b-1)} \{ [q_i(1 + bD_i t)^{-1/b}]^{1-b} - q_i^{1-b} \} \dots\dots\dots (D.49)$$

Se sustituye la Ec. D.30 dentro de la Ec. D.49 se obtiene:

$$G_p(t) = \frac{q_i^b}{D_i(b-1)} [q(t)^{1-b} - q_i^{1-b}] \dots\dots\dots (D.50)$$

Como las **Figs. D-5** y **D-6** muestran, que la declinación hiperbólica no tiene una forma sencilla de línea recta para las relaciones en las gráficas de gasto/tiempo o de gasto/producción acumulada sobre algún sistema coordinado. Consecuentemente, el camino más conveniente para obtener una línea recta es el uso de un gráfico especial desarrollado con varios valores de b y D_i . Arps utilizo $q/(dp/dt)$ vs. t para estimar los coeficientes b y D_i . Aunque esta técnica de trazado debería de dar resultados aceptables, los datos de campo referentes al gasto generalmente producen resultados

muy pobres, lo que hace que éste método sea difícil de aplicar en el análisis práctico de datos de producción.

Las **Figs. D-7 y D-8** resume las ecuaciones de Arps de gasto-tiempo y gasto con producción acumulada a lo largo del tiempo adimensional y los grupos de producción propuestos por Gentry (1972). Las relaciones de la declinación en el primer documento de Arps estaban basadas en los gastos entre intervalos de tiempo iguales. Mientras que estas relaciones eran útiles para la tabulación de datos, hoy en día son de menos interés gracias al acceso a las computadoras que cuentan con programas que grafican en mayores rangos y escalas.

	Tipo de Declinación		
	Exponencial	Hiperbólica	Armónica
Características	La declinación es constante	La declinación varía con el gasto instantáneo	La declinación es directamente proporcional al gasto instantáneo
Exponente	$b = 0$	$b \neq 0, b \neq 1.0$	$b = 1.0$
Relación Gasto-Tiempo	$q = q_i e^{-a_i t}$	$q = q_i (1 + b a_i t)^{-\frac{1}{b}}$	$q = q_i (1 + a_i t)^{-1}$
Relación Gasto-Producción Acumulada	$N_p = \frac{(q_i - q)}{a_i}$	$N_p = \frac{q_i^b}{(1-b)a_i} (q_i^{1-b} - q^{1-b})$	$N_p = \frac{q_i}{a_i} \ln \left(\frac{q_i}{q} \right)$
Tiempo Adimensional t_d	$a_i t = \ln \left(\frac{q_i}{q} \right)$	$a_i t = \frac{\left(\frac{q_i}{q} \right)^b - 1}{b}$	$a_i t = \left(\frac{q_i}{q} \right) - 1$
Producción Adimensional, q_d	$\frac{N_p}{q_i t} = \frac{1 - \left(\frac{q_i}{q} \right)^{-1}}{\ln \left(\frac{q_i}{q} \right)}$	$\frac{N_p}{q_i t} = \frac{1 - \left(\frac{q_i}{q} \right)^{b-1}}{\left(\frac{q_i}{q} \right)^b - 1} \left(\frac{b}{1-b} \right)$	$\frac{N_p}{q_i t} = \frac{\ln \left(\frac{q_i}{q} \right)}{\left(\frac{q_i}{q} \right) - 1}$

donde: a = Declinación como fracción del gasto de producción (pendiente de la línea)
 a_i = Gasto inicial de declinación
 b = Exponente de declinación
 e = Logaritmo natural base 2.71828
 N_p = Producción Acumulada
 q = Gasto de Producción al tiempo (t)
 q_i = Gasto de Producción al inicio de la declinación
 t = tiempo

Fig. D-7 – Ecuaciones de curvas de declinación¹⁸¹.

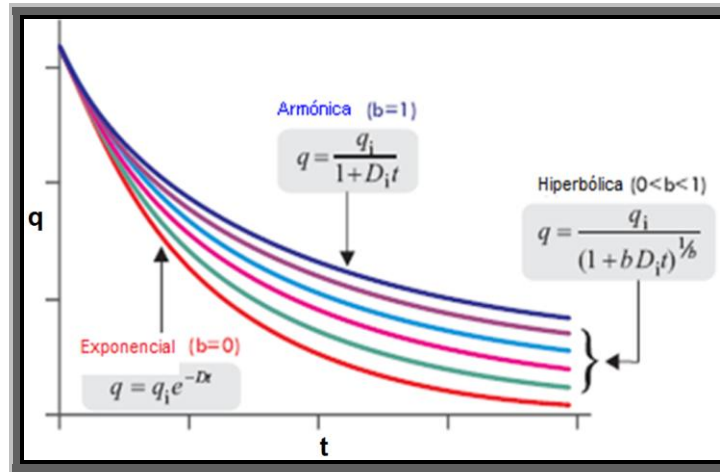


Fig. D-8 – Ecuaciones de Arps¹⁸¹.

D.4.3 Soluciones adimensionales y curvas tipo

Fetkovich (1980) utilizó un balance de materia simplificado y relaciones de comportamiento de flujo para pozos de gas y aceite para demostrar que las ecuaciones empíricas de Arps están a la altura de algunas de las soluciones clásicas de la ecuación de difusividad de flujo radial. La declinación exponencial mostró ser una solución para largos períodos a una presión de fondo fluyendo constante. Fetkovich demostró que para pozos de aceite (fluido ligeramente compresible y en una sola fase) el tipo de declinación no cambia con la caída de la presión. Por otro lado, para pozos de gas (fluido compresible y en una sola fase) se demostró que el cambio en las presiones cambia el tipo de declinación. Esto ayuda a encontrar una explicación de la precisión en los análisis de declinación para pozos de aceite. En muchos casos prácticos, los pozos producen a su máxima capacidad y la presión de fondo fluyendo no cambia significativamente a través del tiempo, Fetkovich demostró que el análisis empírico de curvas de declinación tiene una base teórica sólida. La **Fig. D-9** muestra éste método de curvas tipo del período transitorio combinado con las curvas empíricas de declinación de Arps. Las curvas tipo de declinación son esencialmente la relación de q/q_i y utilizan ejes log-log para facilitar la elaboración gráfica. La utilización del método de ajuste por curvas tipo fue usado en un principio para interpretar los datos de las pruebas de incremento y decremento de presión. El procedimiento incluye la comparación de los datos de presión-tiempo de un pozo con una familia de soluciones adimensionales. El mismo procedimiento general se usa para los

datos de declinación. Existen software que hace el análisis del comportamiento de la declinación, facilitan el cómputo del método superpuesto de Fetkovich. Estos programas permiten coincidir los datos actuales a cualquiera de las numerosas curvas tipo y son útiles para el análisis de pozos de gas y otros pozos con comportamiento transitorio extendido.

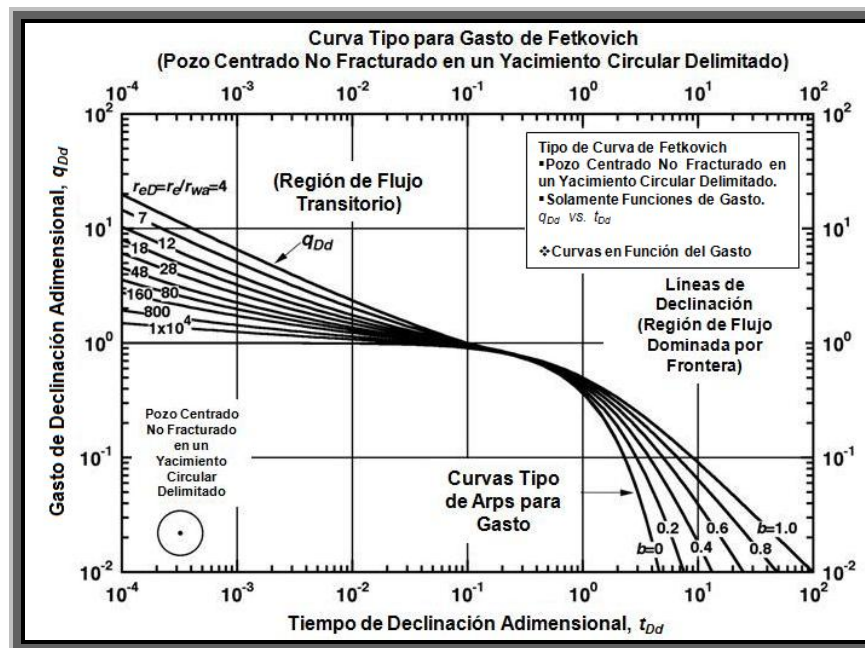


Fig. D-9 – Curva tipo de Fetkovich para gasto de flujo en variables adimensionales para un pozo centrado no fracturado en un yacimiento circular delimitado¹⁴⁴.

D.4.4 Métodos de curvas de declinación para un grupo de pozos

Estimar las reservas de un grupo de pozos puede ser una tarea onerosa si el análisis de la declinación fuera realizado para cada pozo, consecuentemente, es práctica común realizar un análisis de declinación para la producción agregada de todos los pozos. Mientras que esto es práctica común, no es tan fiable, cuando la producción de un grupo de pozos es agregada (sumada), solamente el total está disponible para graficarse, y muchos de los datos se omiten del análisis. Algunas veces el gasto promedio se grafica para hacer que el análisis se parezca al análisis para un solo pozo. otra dificultad mayor es que el límite económico no esta claramente definido para la producción agregada. Esta dificultad facilita la generación de pronósticos peligrosos debido a que algunos de los

pozos serán abandonado durante el pronóstico y no contribuirán a la producción agregada, claramente, la base teórica para la producción agregada no es tan sólida como la de los pozos individuales. A pesar de los problemas mencionados, el análisis de declinación con curvas tipo se aplica exitosamente a la producción consolidada de un grupo de pozos. Por ejemplo, si existe una amplia variación en los gastos, el análisis se mejora con la división de los pozos en pocos grupos que tengan características similares (cortes de agua, vida productiva restante, espacio entre los pozos, RGA). Se hacen también subgrupos de pozos con tiempos de vida similares, se aplica aquí el límite económico con mas seguridad. Para establecer una declinación fiable para pozos de gas, los pozos deben de ser agrupados con base a sus fechas de producción y flujo de gasto inicial de producción. En general, las curvas de flujo de gasto agregado vs. curvas de producción acumulada exhiben tendencias de declinación que son más fáciles de interpretar que las gráficas de flujo de gasto agregado vs. tiempo.

D.5 Simulación de yacimientos^{19,168,169,175,177.}

Cuando se hace uso de modelos simplificados, como el de balance de materia para predecir el comportamiento de yacimientos, dos de las consideraciones más importantes son la homogeneidad del yacimiento y la distribución uniforme de la presión y los fluidos contenidos en él. Se supone que el yacimiento es como un tanque del que se extraen sus fluidos a través de los pozos perforados. La presión y las propiedades de los fluidos corresponden a valores promedios del yacimiento. Sin embargo, la suposición de un yacimiento homogéneo, aunque en algunos casos es válida, no siempre es correcta; siendo la mayoría de los yacimientos, si no es que todos, heterogéneos.

La aplicación de un modelo matemático como el de balance de materia, para estos casos, puede no ser de gran utilidad cuando se pretenda predecir el comportamiento de yacimientos heterogéneos, por esta razón se han desarrollado modelos matemáticos complejos, a fin de que se reproduzcan lo mejor posible, los procesos físicos presentes en el yacimiento; esto es, que tomen en cuenta entre otras cosas su heterogeneidad y la falta de uniformidad en la presión y en la distribución de los fluidos, permitiendo predecir su comportamiento bajo las diferentes condiciones de operación. La representación teórica de dichos procesos, mediante el empleo de técnicas y ecuaciones para describirlos, se conoce en la actualidad como simulación matemática de yacimientos.

Básicamente el proceso de simulación consiste en dividir el yacimiento en una serie de bloques o celdas (discretizarlo), asignándoles a cada una de ellas propiedades promedio y aplicar un balance de materia para cada bloque, junto con la ecuación de Darcy, para tomar en cuenta la interacción entre los bloques. En otras palabras, es como si se realizara la predicción para una serie de yacimientos homogéneos, solo que en éste caso hay comunicación entre ellos; es decir, hay flujo de una celda a otra. Como ya se habrá notado, éste nuevo enfoque involucra una gran cantidad de cálculos, pues hay que utilizar balance de materia para cada bloque, por lo que es indispensable el auxilio de una computadora para llevarlos a cabo. Lógicamente el primer problema que surge es el obtener la información necesaria para cada bloque. Ya resuelto éste problema, la simulación es, sin lugar a dudas la mejor forma de realizar el estudio de un yacimiento cuando éste no es homogéneo.

El desarrollo de la simulación de yacimientos petroleros se refiere a la construcción y operación de un modelo cuyo comportamiento toma la apariencia real en cuanto a la conducta de un yacimiento. El modelo en sí es físico (por ejemplo, paquetes de arena de laboratorio) o matemático. Un modelo matemático es simplemente un conjunto de ecuaciones que, sujetas a ciertas suposiciones, describe los procesos físicos activos en el yacimiento. Si bien el propio modelo obviamente carece de la realidad de un campo de aceite o gas, el comportamiento de un modelo válido simula (asume la apariencia de) lo que es un campo petrolero. Es imposible desarrollar soluciones analíticas para muchos problemas en yacimientos. Las razones más comunes son las heterogeneidades y las formas irregulares de los yacimientos. Otra razón, en el caso de los gases es la no linealidad de las ecuaciones (las propiedades cambian con respecto a la presión). La simulación de yacimientos, un método viable para la solución de tales problemas, se ha convertido en un método estándar para la solución de problemas de flujo que surgen en las oficinas de campo y laboratorios.

La simulación de yacimientos es utilizada para la solución de problemas de investigación, como en el análisis de recuperación mejorada, pozos horizontales y en las técnicas de estimulación de pozos. Un aspecto valioso de la simulación de yacimientos para problemas de campo es la capacidad de hacer pronósticos de producción. Varios tipos de simulaciones se ocupan en la toma de decisiones: en locaciones de perforación, gastos de producción, planeación de inyección, etc., varían en varias formas según el

caso. Los datos para el simulador son tomados de información disponible, como de registros de pozos, análisis de núcleos, descripción geológica, datos de presión y producción. En muchos casos, el pozo o los pozos ya han producido, el período pasado de producción es simulado para “ajustar la historia de producción”. Los datos de entrada generalmente deben de ser ajustados para coincidir con el comportamiento pasado. Éste proceso de calibración proporciona una mejor precisión en el “modelo” del yacimiento con fines de pronóstico.

El propósito de la simulación es el estimar el desarrollo del campo (por ejemplo, recuperación de gas) bajo uno o más esquemas de producción. Considerando que el campo solo puede producir una vez, a costos considerables, un modelo puede reproducirse o correrse muchas veces a costos bajos en un corto período de tiempo. La observación en cuanto al comportamiento del modelo bajo diferentes condiciones de producción ayuda a la selección de un óptimo conjunto de condiciones de producción para el yacimiento. Las herramientas en la simulación de yacimientos van desde la intuición y juicio de los ingenieros hasta complejos modelos matemáticos requiriendo el uso del equipo de cómputo. La cuestión no es en si para simular, si no más bien, la herramienta o método a utilizar. El crecimiento anual casi exponencial de publicaciones referentes a la simulación de yacimientos desde mediados de 1960 al presente indica la aceptación generalizada en la industria del uso de la simulación matemática como una herramienta en la ingeniería. Desde estos años la tecnología y los equipos de cómputo han avanzado enormemente, el costo y la velocidad de la simulación de yacimientos han mejorado en gran medida. Esta aceptación ha sido y sigue siendo calificada por el cuestionamiento y mejora de la precisión en los resultados del modelo de simulación. Por lo tanto, una parte importante de la extensa literatura trata con el modelo (1) de evaluación o validación por medio de la comparación de campo (laboratorio) con los resultados del modelo y (2) la mejora en cuanto a la utilización de nuevas técnicas relacionadas a modelos matemáticos y la representación del fluido del yacimiento, así como también, los parámetros de la roca.

El concepto de simulación de yacimientos, o específicamente, simulación del comportamiento de un yacimiento, consiste en el desarrollo y operación de un modelo, físico o matemático, cuyo comportamiento toma la apariencia del comportamiento del yacimiento. Dicho de otra forma, la simulación de yacimientos es un proceso mediante el cual el ingeniero con la ayuda de un modelo matemático, integra un conjunto de factores

para describir con cierta precisión el comportamiento de los procesos físicos presentes en el yacimiento. El grado de precisión del modelo, para que “duplique” el comportamiento real, es función directa de los datos de entrada y en segundo lugar, de la adecuada selección del modelo. Bashbush define la simulación de yacimientos como la culminación de un proceso de análisis interdisciplinario para la corroboración de los volúmenes originales de los fluidos de un yacimiento petrolífero, el cotejo de la historia de producción y la evaluación de diferentes alternativas de agotamiento, con el fin de optimizar la recuperación de fluidos o de capital.

En términos generales, un modelo matemático de simulación de yacimientos consiste en un número determinado de ecuaciones que expresan el principio de conservación de masa y/o energía, acopladas con ecuaciones representativas de flujo de fluidos, temperatura y/o de la concentración de estos fluidos a través de medios porosos. Las ecuaciones que representan estos principios y procesos, son ecuaciones diferenciales en derivadas parciales no lineales y su solución sólo es posible en forma numérica y discreta; es decir, se obtiene la solución de dichas ecuaciones en determinados puntos preseleccionados en tiempo y espacio y no de una manera continua. Esta no linealidad de las ecuaciones se debe principalmente a las características de los yacimientos y a las propiedades de los fluidos contenidos en ellos, a saber: (a) la heterogeneidad de los yacimientos, (b) la relación que tiene la saturación de fluidos con la permeabilidad relativa y con la presión capilar, es del tipo no lineal y (c) las propiedades *PVT* de los fluidos en función de la presión, la composición y la temperatura tampoco son lineales.

Para resolver las ecuaciones involucradas en los modelos matemáticos de simulación se requiere del uso de programas de cómputo, ya que la cantidad de datos y cálculos es muy grande. Estos programas reciben el nombre de simuladores. En general, el desarrollo de un modelo de simulación se refiere en la división del yacimiento en un cierto número de bloques o celdas, que dependerá de la heterogeneidad del yacimiento y de la distribución de los fluidos en dicho yacimiento.

La ecuación de balance de materia (E.B.M) describe el comportamiento de los fluidos en cada bloque o celda, de manera similar al caso de los modelos simplificados en los que se considera el yacimiento como un tanque, o como una celda grande. Sin embargo, el miembro correspondiente a la producción de fluidos en dicha ecuación es más complicado en el caso de modelos de simulación, ya que puede haber migración de fluidos de una

celda a otra adyacente, dependiendo de los valores de presión media de cada celda. Esta transferencia de fluidos entre dos celdas adyacentes, se calcula a través de la ecuación de Darcy. No importa que tan grande sea el número de bloques en los que éste dividido el yacimiento, la E.B.M, es la ecuación básica que describe el comportamiento de los fluidos en cada celda, y la ecuación de Darcy, la interacción entre ellas; y ambas ecuaciones describen el comportamiento general de cada celda. El objetivo primordial al hacer uso de la simulación es predecir el comportamiento de un determinado yacimiento y con base en los resultados obtenidos, optimizar ciertas condiciones para aumentar la recuperación.

D.5.1 Utilidad de la simulación

Existen en la actualidad una gran variedad de modelos matemáticos o simuladores, capaces de describir una gran cantidad de procesos físicos. La decisión de cual simulador deberá de utilizarse, dependerá del yacimiento en cuestión y de lo que se pretenda obtener del simulador. Una vez seleccionado el modelo, éste deberá probarse, al igual que en el caso de la E.B.M., y en su caso calibrarse de manera que reproduzca adecuadamente el comportamiento pasado del yacimiento. Cuando se logra esto, dicho modelo matemático es quizá la herramienta más poderosa con que cuenta un ingeniero. Mientras que físicamente el yacimiento puede producirse solo una vez y los más probable es que no sea en la forma más adecuada, dado que un error cometido en el proceso afectará cualquier cambio subsecuente, el modelo permite simular la explotación de un yacimiento varias veces y en muy diferentes formas, con lo cual se pueden analizar varias alternativas y seleccionar una de ellas. Más específicamente, con ayuda de la simulación se puede hacer lo siguiente: (1) conocer el volumen original de aceite N , (2) conocer el volumen original de gas G , (3) determinar el comportamiento de un yacimiento bajo diversos mecanismos de desplazamiento, (4) determinar la conveniencia de inyectar agua a un yacimiento de aceite por los flancos, en lugar de utilizar un patrón determinado de pozos inyectores o viceversa, (5) optimizar los sistemas de recolección, (6) determinar los efectos de la localización de los pozos y su espaciamento, (7) Estimar los efectos que tiene el gasto de producción sobre la producción, (8) calcular la cantidad de gas que se obtienen de un número determinado de pozos localizados en puntos específicos, (9) definir valores de parámetros en el yacimiento para llevar a cabo estudios económicos, (10) obtener la sensibilidad de los resultados, a variaciones en las propiedades

petrofísicas del yacimiento o las propiedades *PVT* de sus fluidos, cuando no son bien conocidas, (11) realizar estudios individuales de pozos, (12) conocer la cantidad de gas almacenado, (13) hacer un programa de producción, (14) localizar los intervalos de terminación de los pozos, (15) conificación del gas y/o del agua en función del gasto y (16) determinar la conveniencia de inyectar agua y/o gas, a la alternancia de ambas (*WAG*), etc. Existen también los simuladores que asumen que la composición del aceite y/o gas no es constante, asumen que esta composición varía significativamente con la presión, con algún tipo de inyección de gas (seco o enriquecido) dentro del yacimiento ocasionando miscibilidad o la inyección de CO_2 para movilizar el aceite, reducir la viscosidad del gas, etc. La aproximación que proporcione el simulador mejorará a medida que se tenga mayor información del yacimiento.

D.5.2 Tipos de simuladores de yacimientos

Existen varios tipos de simuladores de yacimientos. La selección del simulador adecuado para representar un yacimiento en particular requiere de una verdadera comprensión del tipo de yacimiento y de un examen cuidadoso de la información disponible. Un cierto modelo que puede ser válido para un yacimiento A, puede no ser apropiado para otro yacimiento B, aunque exista similitud aparente entre ambos yacimientos. Un modelo de yacimiento únicamente es útil cuando sus resultados corresponden a los datos de campo. Una base para clasificar los modelos es el número de dimensiones. Los modelos bidimensionales son los utilizados con mayor frecuencia. Los simuladores también se pueden clasificar según el yacimiento por estudiar y que se intenta simular. Existen simuladores de gas, petróleo, condensado de gas y de tres fases. Además cualquiera de estos simuladores puede o no tomar en cuenta las fuerzas capilares o gravitacionales. No es suficiente seleccionar el simulador apropiado con respecto a dimensionalidad; el simulador debe también de representar el tipo de hidrocarburos y las fases de fluidos presentes en el yacimiento. Para seleccionar el simulador adecuado se necesita guiarse por los parámetros de selección: (1) tipo de yacimiento, (2) nivel de simulación (pozos individuales, un sector del yacimiento, todo el yacimiento), (3) simulador, (4) tipo de flujo en el yacimiento, (5) número de dimensiones y (5) geometría.

D.5.3 GASSIM (programa de cómputo para simulación de yacimientos de gas en 2D)

La solución de los problemas en la simulación de yacimientos requiere programas de cómputo. Estos programas pueden ser muy grandes para problemas difíciles o si son versátiles pueden resolver muchos problemas generales. Para muchos estudiantes, especialmente los que carecen de una amplia experiencia en la programación, estos toman tiempos considerables para desarrollar un programa de cómputo incluso para casos sencillos. Para facilitar el uso de la simulación de yacimientos, *GASSIM* se desglosa dentro de varios módulos para llevar a cabo la tarea principal durante la corrida de simulación. *GASSIM* es un simulador para una sola fase para flujo de gas real. Se trata de un simulador para dos dimensiones que trabaja con las geometrías de $x-y$ o $r-z$, es una versión mejorada del simulador de Lee y Wattenbarger¹⁹. Tiene mejoras en cuanto a la eficiencia de recuperación, mejoras en las pruebas de potencial y de pronóstico de presiones en los pozos, y la habilidad para simular soluciones con curvas tipo para líquidos cuando la compresibilidad permanece constante. La pseudo-presión del gas real $m(p)$ se utiliza en éste simulador, linealiza uno de los lados de la ecuación de difusión simplificando así la simulación y proporcionando resultados mas precisos. Toma en cuenta las variaciones de las propiedades del gas con respecto al tiempo de explotación, lo cual en el balance de materia causa errores. Especifica los gastos de producción y de inyección, q , así como también, las presiones de fondo fluyendo, p_{wf} . Cuando se especifican los gastos de producción y de inyección, q calcula las presiones de fondo fluyendo, p_{wf} y cuando se especifica la presión de fondo fluyendo calcula el gasto de flujo de producción, q . Éste simulador toma en cuenta el flujo no-Darcy en el pozo, éste simulador utiliza el factor de turbulencia y el coeficiente de flujo no-Darcy.

D.6 Resumen

En éste Apéndice D, se presentan diversos métodos para la determinación de reservas: (1) método volumétrico, (2) volumen del gas y método de balance de materia, (3) análisis de curvas de declinación, y (4) simulación de yacimientos.

APÉNDICE E

ESCENARIOS PARA FLUJO LINEAL DE LARGO PLAZO PARA POZOS EN YACIMIENTOS DE GAS CON BAJA PERMEABILIDAD

E.1 Introducción

Los pozos de gas de éste tipo están presentes en yacimientos donde la roca del yacimiento es de baja permeabilidad ($k= 0.1 \text{ md}$ o menor). Se reporta que el régimen de flujo lineal predomina en numerosas situaciones y se caracteriza mediante el comportamiento de \sqrt{t} durante el flujo transitorio. Algunas veces éste flujo lineal dura por muchos años y es especialmente un importante régimen de flujo asociado con la producción en yacimientos de gas con baja permeabilidad. En éste tipo de yacimientos de gas, en muchos pozos el flujo lineal de largo plazo ocurre durante el agotamiento³².

El análisis de flujo lineal a corto plazo se caracteriza con tratamientos de fractura en pozos fracturados, pero la producción con flujo lineal de largo plazo en algunos casos se controla por la geometría del yacimiento, en otros, se controla en forma natural por las propiedades del yacimiento. Algunas causas que generan y controlan el flujo lineal de largo plazo en formaciones de gas de baja permeabilidad son debido a yacimientos largos, anisotrópicos, yacimientos naturalmente fracturados, flujo vertical en vetas de alta permeabilidad (yacimientos estratificados), y pozos fracturados (pozos verticales interceptados por fracturas verticales, horizontales o diagonales, y pozos horizontales con fracturas), pozos en yacimientos de canal. Entonces, con estas distintas causantes de flujo lineal de largo plazo, ideas equivocadas y malas interpretaciones de datos correspondientes a presión y producción se originan.

El propósito principal de éste Apéndice es presentar diferentes escenarios físicos para flujo lineal transitorio de largo plazo en yacimientos de gas con baja permeabilidad. Los datos generados con poco tiempo de producción en pozos fracturados de gas en éste tipo de yacimientos de baja permeabilidad exhiben propiedades de flujo lineal. Éste flujo lineal por razones lógicas en cuanto a la longitud de la fractura y las propiedades de la formación debería concluir en pocas horas, días o meses⁷⁴. Sin embargo, se encontró que datos de campo actuales muestran flujo lineal de largo plazo por años en un gran número de

pozos^{20,23,24,39-47,136} debido a la extremadamente baja permeabilidad del yacimiento. Al final del flujo lineal, la respuesta de la presión (para la solución a gasto de flujo constante) de estos pozos *achatados* es como si el flujo entrara desde el exterior de la fractura^{74,75}. Entonces, éste Apéndice, se remite a observar el comportamiento del pozo en el que la respuesta de la presión se *hace mas empinada* al final del flujo lineal, indicando un efecto de la frontera externa. Para estos pozos, aparece solamente flujo lineal durante el período transitorio y en el flujo dominado por la frontera externa.

En la primera sección de éste capítulo, se analiza como las fracturas naturales paralelas dominan la permeabilidad anisotrópica, lo cual causa flujo lineal de largo plazo.

En la segunda sección de éste Apéndice se muestra cómo un pozo fracturado de gas en éste tipo de yacimientos con baja permeabilidad causa flujo lineal perpendicular a la fractura. Esta sección se enfoca en los métodos de análisis de curvas de declinación para flujo lineal de largo plazo en pozos fracturados en yacimientos de gas con baja permeabilidad, así como, su aplicación en las técnicas de análisis lineal. Se presentan soluciones analíticas y curvas tipo para yacimientos infinitos y cerrados bajo cualquiera de las condiciones de explotación: a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} o gasto de flujo constante de producción, q . Se muestra la comparación entre las ecuaciones a presión constante y las ecuaciones a gasto de flujo de producción constante²⁰.

Finalmente, en la tercera sección se muestra flujo lineal vertical de largo plazo en vetas en yacimientos de gas con baja permeabilidad. La caída de la presión en una capa de alta permeabilidad en una formación compacta causa flujo lineal vertical de largo plazo dentro de la capa con alta permeabilidad. Se presenta un modelo que analiza el flujo lineal vertical de largo plazo en una capa de alta permeabilidad.

E.2 Efecto de las fracturas naturales paralelas

El flujo lineal es algunas veces asociado a pozos hidráulicamente fracturados con flujo lineal perpendicular a la fractura. El comportamiento lineal de largo plazo en yacimientos de gas con baja permeabilidad se presenta en sus pozos, los cuales no tienen un gran tratamiento especial de fractura^{39,45}, lo cual es motivo de que un flujo lineal se conoce para un pozo en particular. No obstante, varios artículos técnicos discuten escenarios físicos

sobre lo que causa flujo lineal incluyendo la ocurrencia de las fracturas naturales^{20,22-24,41,47-52}.

Ensayos a corto plazo pueden describir a la fractura hidráulica, pero la producción de largo plazo se controla por la ocurrencia natural de las propiedades del yacimiento.

Entre otras causas, el comportamiento de flujo lineal de largo plazo es el resultado de largas fracturas naturales²³. Varios artículos técnicos discuten el efecto de las fracturas naturales en los yacimientos e indican que estas fracturas afectan significativamente la explotación de muchos yacimientos^{39,50,155}.

Éste flujo lineal por muchos años no se atribuye a tratamientos de fracturamiento hidráulico y puede ser generado por fracturamiento natural en la formación originado por procesos tectónicos normales en una formación relativamente dura. La orientación del agujero del pozo se encuentra en cualquier ángulo con respecto al eje principal de la permeabilidad. Esta situación se puede extender en un pozo con tratamientos de fractura en un yacimiento naturalmente fracturado. Si bien la fractura generada tendería a ser paralela al plano de fractura natural, éste no siempre es el caso. Esfuerzos tectónicos determinan la dirección de la fractura hidráulica y de la fractura natural. Estas fracturas naturales tienden a ser paralelas al plano de fractura hidráulica y causa un flujo lineal e incluso si la longitud de la fractura fuese limitada. Sin embargo, si el esfuerzo tectónico ha cambiado desde la formación de la fractura natural, la fractura hidráulica puede tener una orientación diferente a la de las fracturas naturales⁶⁵.

E.2.1 Flujo lineal debido a la anisotropía. La permeabilidad anisotrópica ocurre debido a una variedad de razones. Una de las razones más importantes es la presencia de fracturamiento natural paralelo en los yacimientos. El fracturamiento natural es causante de grandes radios de anisotropía. El flujo lineal de largo plazo en pozos en yacimientos de gas con baja permeabilidad se desarrolla debido a grandes radios de anisotropía.

La **Fig. E-1** muestra el esbozo del área de un medio cerrado en forma cuadrada, incluyendo un pozo verticalmente fracturado con un sistema de fracturas naturales paralelas. El pozo esta localizado en el centro del área cuadrada de drene, el cual tiene fracturamiento natural con dirección paralela a la fractura hidráulica. Se asume que todas las fracturas penetran plenamente en la extensión vertical del medio poroso y son de la misma longitud a ambos lados del pozo productor. La distancia del pozo a la frontera

externa, x_e , y la distancia de la fractura hidráulica a la frontera externa, y_e , son equivalentes ($x_e = y_e$). El comportamiento anisotrópico en el yacimiento es resultado de la formación naturalmente fracturada donde las fracturas son paralelas.

Con el fin de calcular los efectos de las fracturas naturales sobre la permeabilidad como se muestra en la **Fig. E-1**, se asume que las fracturas naturales son continuas en la dirección x o de máxima permeabilidad, k_x , hay un espaciamiento regular entre las fracturas, d_A , en la dirección y o de mínima permeabilidad, k_y . Se calculan las permeabilidades efectivas en las direcciones x y y , se asume flujo darciano en la matriz, así como flujo laminar en las fracturas^{59,156}.

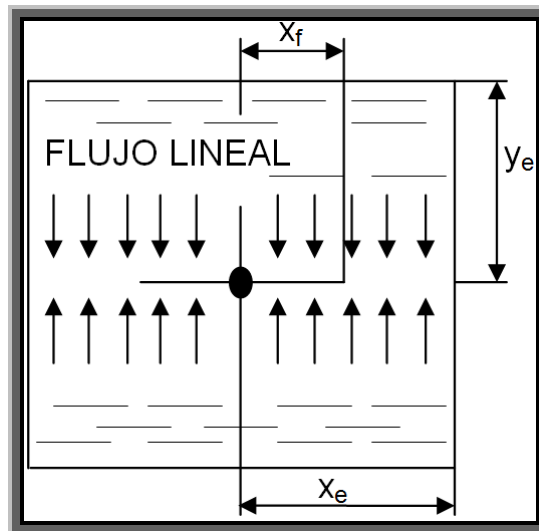


Fig. E-1 – Esbozo que muestra una visión del área de la geometría cuadrada incluyendo fracturamiento natural, en que las fracturas están en dirección paralela a la del pozo fracturado ($x_e = y_e$). La presencia de las fracturas naturales es causa de grandes radios de anisotropía.

E.3 Efecto de una fractura hidráulica

En varios pozos se ha observado la permanencia del régimen de flujo lineal por meses y años. Una razón para éste flujo lineal de largo plazo se debe a que estos pozos son perforados y terminados en muchos yacimientos de gas de baja permeabilidad con apropiado fracturamiento hidráulico, en el que la mitad de la fractura, x_f , continúa y se extiende a la frontera de drene del pozo.

La **Fig. E-3** muestra un esbozo de la geometría de un pozo hidráulicamente fracturado en un yacimiento lineal de gas con baja permeabilidad, cuya mitad de la fractura, x_f , continua y se extiende a los límites laterales del yacimiento en la dirección x , x_e , esto significa que $x_f = x_e$. Se asume que el pozo se localiza en el centro del área de drene de forma rectangular y que la fractura tiene conductividad infinita. La distancia a la frontera externa en la dirección perpendicular a la fractura es y_e . El área de drene del pozo en la geometría de la **Fig. E-3** es $4x_e y_e$.

En el caso de la **Fig. E-3**, se tienen grandes valores adimensionales de conductividad de la fractura ($F_{CD} > 50$) debido al bajo valor de la permeabilidad de la formación en yacimientos de gas con baja permeabilidad (menores que $0.1 md$). Entonces, se asume que la fractura tiene conductividad infinita, en donde la conductividad de la fractura adimensionalmente se expresa mediante:

$$F_{CD} = \frac{k_f w}{k x_f} \dots\dots\dots (E.1)$$

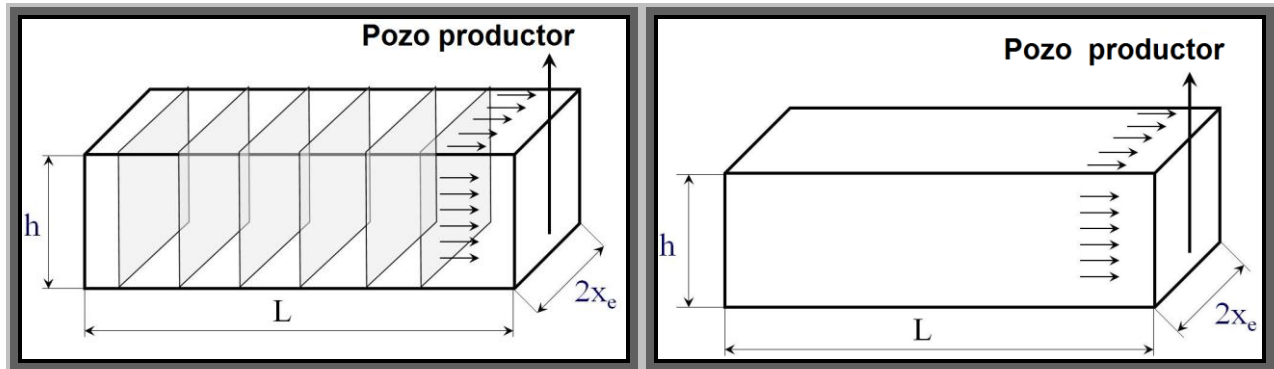


Fig. E-2 – El esbozo de la derecha muestra un sistema lineal homogéneo de gas de baja permeabilidad y el esbozo de la izquierda muestra un sistema de fracturas naturales de matriz-paralela para un yacimiento de gas de baja permeabilidad.

Bajo estas condiciones, éste modelo presentara flujo lineal perpendicular a la fractura hidráulica hasta que la presión transitoria alcance la frontera externa del yacimiento. Para el pozo en el esbozo de la **Fig. E-3**, no se espera un flujo pseudo-radial ni se detecta durante el período de producción.

La geometría de flujo de la **Fig. E-3** es más simple que en la mayoría de los casos sobre pozos fracturados que se exponen en la literatura técnica petrolera^{25,85,75-81}. Soluciones para casos más complicados de pozos fracturados a diferencia del caso de la **Fig. E-3** son presentadas en la literatura técnica como curvas tipo, tablas, o a veces con ecuaciones.

Generalmente, los casos incluyen fracturas en yacimientos infinitos, que significa que fluyen eventualmente capas de flujo lineal y entonces llega a ser flujo pseudo-radial. A menudo la fractura se trata como si hubiera conductividad limitada.

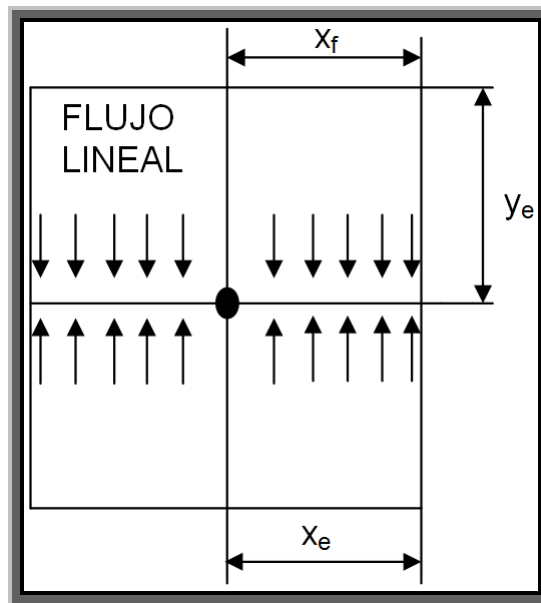


Fig. E-3 – Aquí se muestra un yacimiento rectangular y un pozo hidráulicamente fracturado, se exhibe solamente flujo lineal dentro de la fractura ($x_f = x_e = y_e$).

Además, casi todas las curvas tipo son para flujo a gasto constante, muy pocas curvas tipo son para la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} , las cuales son de interés para el análisis de la producción de largo plazo en yacimientos de gas con baja permeabilidad.

Aparentemente, la única solución publicada para el caso ilustrado en la **Fig. E-3** es para un cuadrado con flujo a gasto de flujo constante⁸⁴, q . Éste es un caso especial de más de un grupo de soluciones. Antes de 1998, no se encontraban soluciones para el caso rectangular o para el caso con la condición de explotación p_{wf} . Una posible razón para esto es que en la literatura técnica la mayoría de los análisis de presión van dirigidos hacia la aplicación de la presión acumulada en lugar del comportamiento o desarrollo de largo plazo. Sin embargo, Wattenbarger y otros autores^{32,33} han adaptado las soluciones de Miller¹³³, Nabor y Barham¹³⁴ para pozos fracturados en la geometría de la **Fig. E-3**. Incluyen ambas condiciones de producción constantes: p_{wf} y q para flujo lineal en un yacimiento rectangular. Sus ecuaciones proveen herramientas para el análisis del comportamiento de largo plazo para pozos en yacimientos de gas con baja permeabilidad.

Las variables adimensionales para flujo lineal de gas bajo las condiciones de producción constantes p_{wf} y q_g son mostradas en la **Tabla E-1**. Adicionalmente, estas variables adimensionales para flujo lineal de gas pueden ser representadas en función del área de sección transversal de flujo, A_c , como se muestra en la **Tabla E-2** para ambas condiciones de producción constantes p_{wf} y q_g . A_c y la distancia a la frontera, L , están en función del modelo del yacimiento. El-Banbi¹⁹ presentó la interpretación de los parámetros A_c y L para modelos lineales con diferente geometría. La **Tabla E-3** muestra las definiciones de A_c y L para el modelo de la **Fig. E-3**¹⁸.

En las **Tablas E-1** y **E-2**, la pseudo-presión real de gas, $m(p)$, se define por Al-Hussainy y otros autores¹⁵⁷ como sigue:

$$m(p) = 2 \int_{p_o}^p \frac{p}{\mu_g z} dp \dots\dots\dots (E.2)$$

Se observa que en ambas **Tablas E-1** y **E-2**, que las definiciones de $1/q_{DL}$ y m_{DL} parecen ser iguales. Sin embargo, ambas definiciones son diferentes. En el caso de $1/q_{DL}$ el q_g varía, mientras que en el caso de m_{DL} el p_{wf} varía.

Las soluciones analíticas presentadas en las **Tablas E-4** y **E-5** se aplican con excelente precisión para flujo lineal en una fractura para un pozo de gas en un yacimiento de baja permeabilidad para ambas condiciones de producción internas de frontera, p_{wf} y q_g . De la misma forma, las **Tablas E-6** y **E-7** muestran las soluciones analíticas equivalentes basadas sobre el área de sección transversal de flujo, A_c , para ambas constantes de producción p_{wf} y q_g , respectivamente.

Todas las soluciones de las **Tablas E-4** a la **E-7** se obtuvieron de las ecuaciones lineales para líquidos mediante el uso de la función de pseudo-presión del gas real adimensional, $m(p)_D$, además de la función de la presión adimensional, en todas estas tablas, se muestran las soluciones para el gas para ambas condiciones de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y a gasto de flujo constante de gas, q_g bajo dos condiciones de la frontera externa, que son el actuar en forma infinita para un yacimiento lineal y un yacimiento lineal cerrado. Si usan las definiciones adecuadas de A_c y la distancia a la frontera del yacimiento, L , las soluciones lineales analíticas de la **Tabla E-6** y **E-7** se utilizan en el esbozo de la **Fig. E-3**.

Tabla E-1 – Variables adimensionales para flujo lineal basadas sobre la distancia lateral a la frontera externa del yacimiento, x_e , para las condiciones de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y a gasto de flujo constante de gas, q_g

Presión de fondo fluyendo constante, p_{wf}	Gasto de flujo constante de gas, q_g
$\frac{1}{q_{DL}} = \frac{kh[m(p_i) - m(p_{wf})]}{1424q_g T}$ $t_{Dx_e} = \frac{0.00633kt}{(\phi \mu_g c_t)_i x_e^2}$ $y_D = \frac{y}{x_e}$	$m_{DL} = \frac{kh[m(p_i) - m(p_{wf})]}{1424q_g T}$ $t_{Dx_e} = \frac{0.00633kt}{(\phi \mu_g c_t)_i x_e^2}$ $y_D = \frac{y}{x_e}$

Tabla E-2 – Variables adimensionales para flujo lineal basadas sobre el área de sección transversal al flujo, A_c , para las condiciones de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y a gasto de flujo constante de gas, q_g

Presión de fondo fluyendo constante, p_{wf}	Gasto de flujo constante de gas, q_g
$\frac{1}{q_{DL}} = \frac{k\sqrt{A_c}[m(p_i) - m(p_{wf})]}{1424q_g T}$ $t_{DA_c} = \frac{0.00633kt}{(\phi \mu_g c_t)_i A_c}$ $y_D = \frac{y}{\sqrt{A_c}}$	$m_{DL} = \frac{k\sqrt{A_c}[m(p_i) - m(p_{wf})]}{1424q_g T}$ $t_{DA_c} = \frac{0.00633kt}{(\phi \mu_g c_t)_i A_c}$ $y_D = \frac{y}{\sqrt{A_c}}$

Tabla E-3 – Área de sección transversal, A_c , y la distancia a la frontera externa, L , para el modelo de fractura de la Fig. E-3

Modelo	A_c	L
Fractura hidráulica ($x_e > x_f$)	$4hx_f$	y_e
Fractura hidráulica ($x_e = x_f$)	$4hx_e$	y_e

E.3.1 Aproximaciones para flujo lineal al comienzo del tiempo de explotación. Las soluciones lineales de acción infinita que son aplicables al comienzo del tiempo para la conductividad infinita son mostradas en las **Tablas E-4** y **E-5** para ambas condiciones de producción constantes, p_{wf} y q_g , respectivamente. La distancia lateral a la frontera externa, L , en estas ecuaciones, esta en función de la distancia del pozo a la frontera externa, x_e y/o en el área de sección transversal al flujo, A_c . Se observa que para ambas condiciones de producción constantes p_{wf} y q_g existen diferentes soluciones que difieren por el factor $\pi/2$. Sin embargo, ambas ecuaciones son equivalentes e idénticas para la solución de flujo pseudo-radial en la región semi-logarítmica de la línea recta. Relaciones idénticas se definen como:

$$\frac{1}{q_D} = \frac{1}{2} [\ln(t_D) + 0.8097] + s \dots\dots\dots (E.3)$$

para la condición de producción constante p_{wf} y

$$m_{wD} = \frac{1}{2} [\ln(t_D) + 0.8097] + s \dots\dots\dots (E.4)$$

para la condición de producción constante q_g .

E.3.2 Aproximaciones para flujo lineal de largo plazo. La frontera externa a la distancia de investigación, y_e se alcanza ya en tiempos grandes. Después, el pozo se comporta con cualesquiera de los dos flujos dominados por la frontera externa, para el caso de la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} (declinación exponencial) o para el caso de flujo dominado por la frontera externa con la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g (flujo en estado pseudo-estacionario, PSS). Entonces, para flujo de largo plazo, se aproximan las soluciones analíticas lineales para yacimientos cerrados, las cuales son mostradas en las **Tablas E-4** y **E-5** para las condiciones de explotación constantes p_{wf} y q_g , respectivamente. Estas aproximaciones en forma adimensional son referenciadas a la presión inicial del yacimiento como sigue:

$$\frac{1}{q_{DL}} = \frac{\pi}{4} \left(\frac{y_e}{x_e} \right) \exp \left[\frac{\pi^2}{4} \left(\frac{x_e}{y_e} \right)^2 t_{Dx_e} \right] \dots\dots\dots (E.5)$$

para el caso con la condición de producción constante p_{wf} y

$$m_{DL} = \frac{\pi}{2} \left(\frac{y_e}{x_e} \right) t_{Dx_e} + \frac{\pi}{6} \left(\frac{y_e}{x_e} \right) \dots \dots \dots (E.6)$$

para el caso con la condición de producción constante q_g .

Tabla E-4 – Soluciones analíticas para flujo lineal dentro de la fractura en pozos en yacimientos de gas con baja permeabilidad bajo la condición de explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf}	
Solución	Condiciones de frontera externa
$\frac{1}{q_{DL}} = \frac{\pi}{2} \sqrt{\pi t_{Dx_e}}$	yacimiento infinito
$\frac{1}{q_{DL}} = \frac{\pi}{4} \left(\frac{y_e}{x_e} \right) \frac{1}{\sum_{n_{odd}}^{\infty} \exp \left[\frac{-n^2 \pi^2}{4} \left(\frac{x_e}{y_e} \right)^2 t_{Dx_e} \right]}$	yacimiento cerrado

Tabla E-5 – Soluciones analíticas para flujo lineal dentro de la fractura en pozos en yacimientos de gas con baja permeabilidad bajo la condición de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g	
Solución	Condiciones de frontera externa
$m_{DL} = \sqrt{\pi t_{Dx_e}}$	yacimiento infinito
$m_{DL} = \frac{\pi}{2} \left[\frac{1}{3} \left(\frac{y_e}{x_e} \right) + \left(\frac{x_e}{y_e} \right) t_{Dx_e} \right] - \frac{1}{\pi} \left(\frac{y_e}{x_e} \right) \sum_{n=1}^{\infty} \left(\frac{1}{n^2} \right) \exp \left[-n^2 \pi^2 \left(\frac{x_e}{y_e} \right)^2 t_{Dx_e} \right]$	yacimiento cerrado

Ambas expresiones E.5 y E.6 se expresarse como flujo estabilizado y se deriva una ecuación de índice de productividad. La producción estabilizada q_g en términos de la presión promedio, \bar{p} , para la condición de producción constante p_{wf} en unidades de campo se expresa como:

$$q_g = \frac{kh[m(\bar{p}) - m(p_{wf})]}{1424T \left[\frac{2}{\pi} \left(\frac{y_e}{x_e} \right) \right]} \dots\dots\dots (E.7)$$

y el q_g estabilizado en términos de la presión promedio, \bar{p} , para q_g constante en unidades de campo es:

$$q_g = \frac{kh[m(\bar{p}) - m(p_{wf})]}{1424T \left[\frac{\pi}{6} \left(\frac{y_e}{x_e} \right) \right]} \dots\dots\dots (E.8)$$

El uso más importante de las aproximaciones de largo plazo se presenta en forma de ecuación de índice de productividad. La ecuación de índice de productividad se expresa como:

$$J_g = \frac{q_g}{[m(\bar{p}) - m(p_{wf})]} \dots\dots\dots (E.9)$$

Si se conocen los volúmenes de drene, la presión promedio, \bar{p} , se estima mediante cálculos de balance de materia. Las expresiones E.8 y E.9 se representan por diferentes ecuaciones para índice de productividad. Se sustituyen las Ecs. E-7 y E-8 dentro de la Ec. E-9 se tiene:

$$J_{PC} = \frac{kh}{1424T \left[\frac{2}{\pi} \left(\frac{y_e}{x_e} \right) \right]} \dots\dots\dots (E.10)$$

para la condición de producción constante p_{wf} y

$$J_{GC} = \frac{kh}{1424T \left[\frac{\pi}{6} \left(\frac{y_e}{x_e} \right) \right]} \dots\dots\dots (E.11)$$

para la condición de producción constante q_g . Los perfiles de la presión contra la distancia, x , para las Ecs E.10 y E.11 no son iguales. Para el caso con la condición de producción constante, p_{wf} (Ec. E.7) tiene una forma que es proporcional a la función $sen = (\pi x / 2y_e)$ en tiempos tardíos¹³⁵. Por otro lado, para la condición de producción constante, q_g (Ec. E.8) adquiere una forma de parábola para tiempos tardíos. En tiempos largos estos perfiles son paralelos, típico en el estado pseudo-estacionario, PSS.

Se evalúa la relación del índice de productividad para la condición de producción constante, q_g , J_{GC} , con el índice de productividad para la condición de producción constante, p_{wf} , J_{PC} .

Tabla E-6 – Soluciones analíticas para flujo lineal dentro de la fractura en pozos en yacimientos de gas con baja permeabilidad basadas en el área de sección transversal al flujo, A_c , bajo la condición de explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf}	
Solución	Condiciones de frontera externa
$\frac{1}{q_{DL}} = 2\pi \sqrt{\pi t_{DAc}}$	yacimiento infinito
$\frac{1}{q_{DL}} = \pi \left(\frac{L}{\sqrt{A_c}} \right) \frac{1}{\sum_{n_{odd}}^{\infty} \exp \left[\frac{-n^2 \pi^2 \left(\frac{\sqrt{A_c}}{L} \right)^2 t_{DAc}}{4} \right]}$	yacimiento cerrado

Tabla E-7 – Soluciones analíticas para flujo lineal dentro de la fractura en pozos en yacimientos de gas con baja permeabilidad basadas en el área de sección transversal al flujo, A_c , bajo la condición de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g	
Solución	Condiciones de frontera externa
$m_{DL} = 4\pi \sqrt{\pi t_{DAc}}$	yacimiento infinito
$m_{DL} = 2\pi \left[\frac{1}{3} \left(\frac{L}{\sqrt{A_c}} \right) + \left(\frac{\sqrt{A_c}}{L} \right) t_{DAc} \right] - \frac{2}{\pi^2} \left(\frac{L}{\sqrt{A_c}} \right) \sum_{n=1}^{\infty} \left(\frac{1}{n^2} \right) \exp \left[-n^2 \pi^2 \left(\frac{\sqrt{A_c}}{L} \right)^2 t_{DAc} \right]$	yacimiento cerrado

esta relación de productividad se estima como:

$$\frac{J_{GC}}{J_{PC}} = \frac{12}{\pi^2} = 1.216 \dots\dots\dots (E.12)$$

Esto significa que la diferencia es importante y se debe de utilizar la expresión correcta para el pronóstico de producción de largo plazo. Wattenbarger²⁰ explico que el comportamiento de largo plazo generalmente es con p_{wf} constante y el valor de J_{PC} se utiliza debido a que dará valores bajos en cuanto al gastos de flujo de producción.

Wattenbarger y otros autores³³ desarrollaron un camino práctico para el uso de estas soluciones a través de curvas tipo log-log. Si en las soluciones completas para la constante de producción p_{wf} (ecuación de yacimiento cerrado en la **Tabla E-4**) y para la constante de producción q_g (ecuación de yacimiento cerrado en la **Tabla E-5**) se utiliza t_{Dye} , preferentemente a t_{Dxe} , por lo que desarrollan las siguientes soluciones para yacimientos cerrados:

$$\left(\frac{x_e}{y_e} \right) \frac{1}{q_{DL}} = \frac{\pi}{4} \frac{1}{\sum_{n_{odd}}^{\infty} \exp \left[-\frac{n^2 \pi^2}{4} t_{Dye} \right]} \dots\dots\dots (E.13)$$

para el caso con la condición de producción constante p_{wf} y

$$\left(\frac{x_e}{y_e}\right) m_{DL} = \frac{\pi}{2} \left[\frac{1}{3} + t_{Dy_e} \right] - \frac{1}{\pi} \sum_{n=1}^{\infty} \left(\frac{1}{n^2} \right) \exp \left[-n^2 \pi^2 t_{Dy_e} \right] \dots \dots \dots (E.14)$$

para el caso con la condición de producción constante q_g . El tiempo adimensional, t_{Dy_e} , se escribe como sigue:

$$t_{Dy_e} = \frac{0.00633kt}{(\phi \mu_g c_i)_i y_e^2} = \left(\frac{x_e}{y_e} \right)^2 t_{Dx_e} \dots \dots \dots (E.15)$$

esta ecuación también se expresa como: Ec. E.16,

$$t_{Dx_e} = \frac{0.00633kt}{(\phi \mu_g c_i)_i x_e^2} = \left(\frac{y_e}{x_e} \right)^2 t_{Dy_e} \dots \dots \dots (E.16)$$

Las **Figs. E-4** y **E-5** muestran curvas tipo para ambas condiciones de explotación constantes: p_{wf} y q_g , las cuales son casos para todos los tiempos de importancia (solución completa). Estas gráficas fueron hechas utilizando las Ecs. E.13 y E.14, en el se pueden graficar ambas situaciones: t_{Dy_e} vs. $(x_e/y_e)(1/q_{DL})$ y $(x_e/y_e)m_{DL}$ en lugar de $1/q_{DL}$ y m_{DL} respectivamente, para obtener la **Fig. E-4**, y $\sqrt{t_{Dy_e}}$ vs. $(x_e/y_e)(1/q_{DL})$ y $(x_e/y_e)m_{DL}$ en lugar de $1/q_{DL}$ y m_{DL} , para obtener la **Fig. E-5**. Éste procedimiento dio solamente una curva para cada caso, para cualquier geometría rectangular, esto de forma mas conveniente que una serie de curvas.

La Ec. E-16 se sustituye en la solución que modela el comienzo del período transitorio (yacimiento infinito) y en la solución en la etapa posterior en el que el flujo se domina por la frontera externa para el caso de condición de producción constante p_{wf} (**Tabla E-4**) para obtener:

$$\left(\frac{x_e}{y_e}\right) \frac{1}{q_{DL}} = \frac{\pi}{2} \sqrt{\pi t_{Dy_e}} \dots \dots \dots (E.17)$$

para la solución en yacimiento infinito, y

$$\left(\frac{x_e}{y_e}\right) \frac{1}{q_{DL}} = \frac{\pi}{4} \exp \left[\frac{\pi^2}{4} t_{Dy_e} \right] \dots \dots \dots (E.18)$$

para la solución en yacimientos cerrados. De igual forma, la Ec. E-16 se sustituye al principio del comportamiento del flujo transitorio y en la solución en la etapa posterior, dominada por la frontera externa para el caso con la constante de producción q_g (**Tabla E-5**) para obtener:

$$\left(\frac{x_e}{y_e}\right) m_{DL} = \sqrt{\pi t_{Dy_e}} \dots\dots\dots (E.19)$$

$$\left(\frac{x_e}{y_e}\right) m_{DL} = \frac{\pi}{2} t_{Dy_e} + \frac{\pi}{6} \dots\dots\dots (E.20)$$

Las **Figs. E-6 y E-7** son curvas tipo para yacimientos lineales cerrados con la condición de explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} (soluciones para yacimientos infinitos y cerrados de la **Tabla E-4**), y para la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g (soluciones para yacimientos infinitos y cerrados de la **Tabla E-5**), respectivamente. Éste tipo de curvas se realizaron para t_{Dx_e} vs. valores elegidos de (x_e/y_e) para ambos casos. En las gráficas con ejes log-log de las **Figs. E-4 a la E-7**, se puede observar una particularidad importante en las curvas, la cual es que todas tienen una curvatura de forma ascendente, lo que significa que se ha alcanzado la frontera externa.

Éste comportamiento es lo contrario al del flujo pseudo-radial cuando las curvas tienden a doblarse en forma descendente en pozos fracturados^{6,83}. Wattenbarger²⁰ menciona que la forma de las curvas podría ser una diferencia importante en el análisis con datos reales. Éste comportamiento se invierte cuando se grafica el gasto de flujo de producción en lugar del recíproco del gasto de flujo vs. tiempo, t , como se muestra en la **Fig. E-8**.

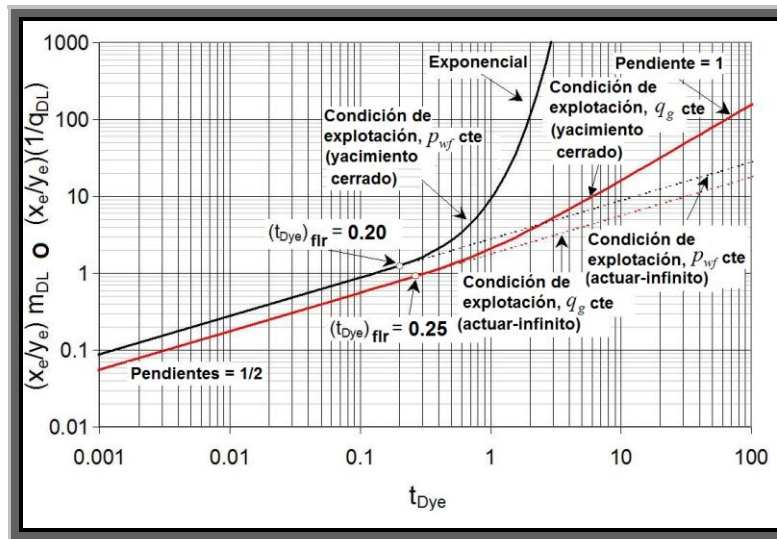


Fig. E-4 – Gráfica con ejes log-log que muestra curvas tipo de flujo lineal para la condición de producción constante a presión de fondo fluyendo, p_{wf} y gasto de flujo constante de gas, q_g para yacimientos infinitos y cerrados.

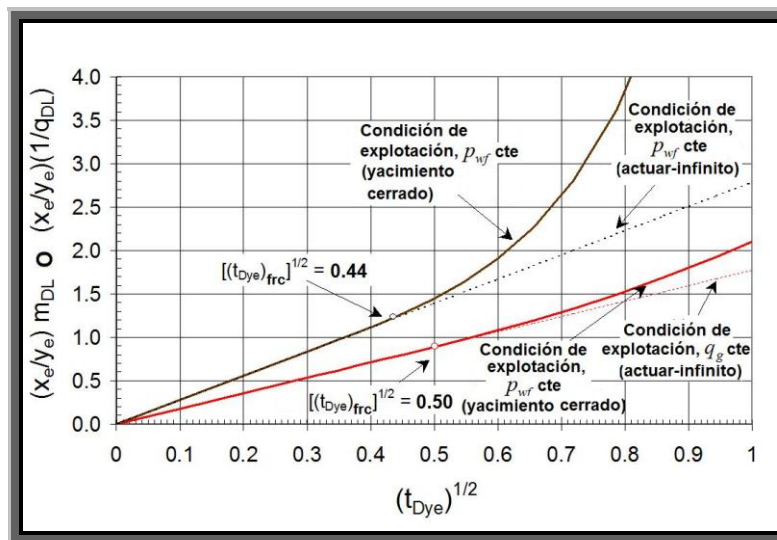


Fig. E-5 – Gráfica especializada que muestra curvas tipo de flujo lineal para yacimientos infinitos y cerrados con $(x_e/y_e)(1/q_{DL}) [p_{wf} \text{ constante}]$ y $(x_e/y_e)m_{DL} [q_g \text{ constante}]$ vs. $\sqrt{t_{Dye}}$.

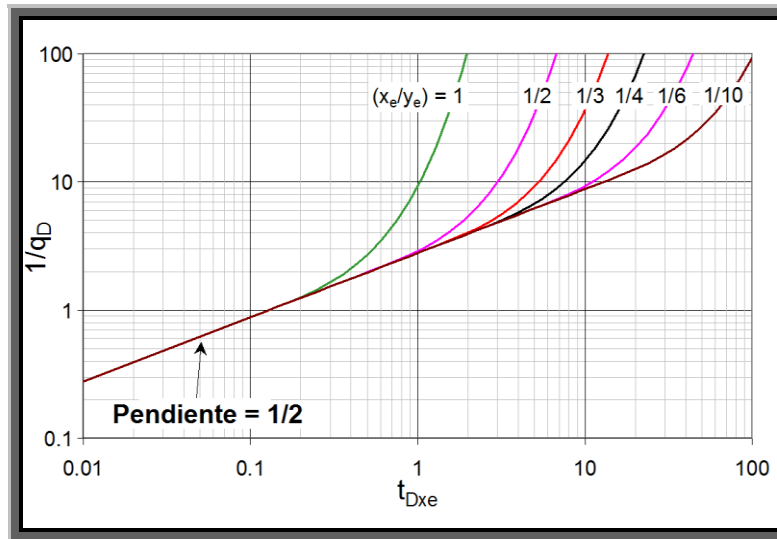


Fig. E-6 – Gráfica con ejes log-log que muestra curvas tipo de flujo lineal para yacimientos lineales cerrados bajo la condición de explotación a presión de fondo fluyendo constante P_{wf} .

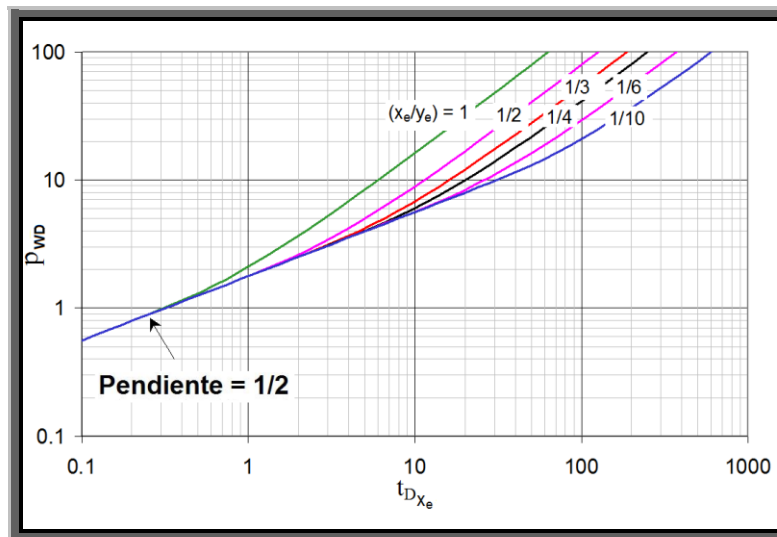


Fig. E-7 – Gráfica con ejes log-log que muestra curvas tipo de flujo lineal para yacimientos lineales cerrados bajo la condición de explotación a gasto de flujo constante de gas, q_g .

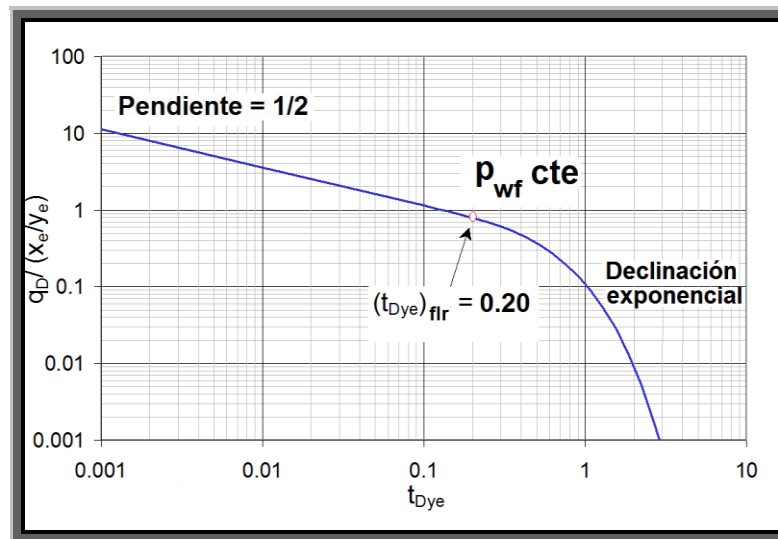


Fig. E-8 – Esta gráfica muestra una curva de declinación con ejes log-log para la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y yacimientos lineales cerrados.

E.3.3 Fin de la tendencia de la línea recta. Una particularidad importante de estas curvas tipo de las **Figs. E-4** y **E-5** son el final de las líneas rectas o el final del actuar en forma infinita del flujo lineal. En los análisis de producción con datos de campo, el final de estas líneas rectas se utiliza para evaluar la magnitud del yacimiento. En la **Fig. E-4** el final de las líneas rectas (medias pendientes) son $(t_{Dye})_{flr} = 0.20$ para la condición de producción a presión de fondo fluyendo, p_{wf} y $(t_{Dye})_{flr} = 0.25$ para la condición de explotación a gasto de flujo constante de producción, constante de producción, q_g . En la **Fig. E-5**, se observa que estos valores corresponden al final de la línea recta como $\sqrt{(t_{Dye})_{frc}} = 0.44$ para la condición de producción constante p_{wf} y $\sqrt{(t_{Dye})_{frc}} = 0.50$ para la condición de producción constante q_g .

Estos valores numéricos también se observan y calculan en varias corridas de simulación numérica para flujo de líquido y gas con datos reales. Ambas **Figs. E-9** y **E-10** muestran una comparación de las gráficas entre las soluciones analíticas y los resultados de simulación para flujo de líquido bajo la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} . Estos valores son útiles con el objeto de establecer mínimos

valores del área de drene, A , volumen de poro, V_p , y el volumen original de gas, G para datos reales en pozos en yacimientos de gas con baja permeabilidad.

La **Fig. E-8** muestra una curva de declinación con ejes log-log para la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} evaluada mediante el uso de la ecuación E.13. Estos valores de $q_{DL}/(x_e/y_e)$ son recíprocos de los valores que se muestran en la **Fig. E-4** para el caso de p_{wf} constante. Se pueden utilizar estas curvas tipo para el desarrollo de largo plazo en donde p_{wf} es constante a través de toda la historia de producción observada. En comparación con otras gráficas (**Figs. E-4 a E-7**), esta gráfica es más útil como una herramienta cualitativa.

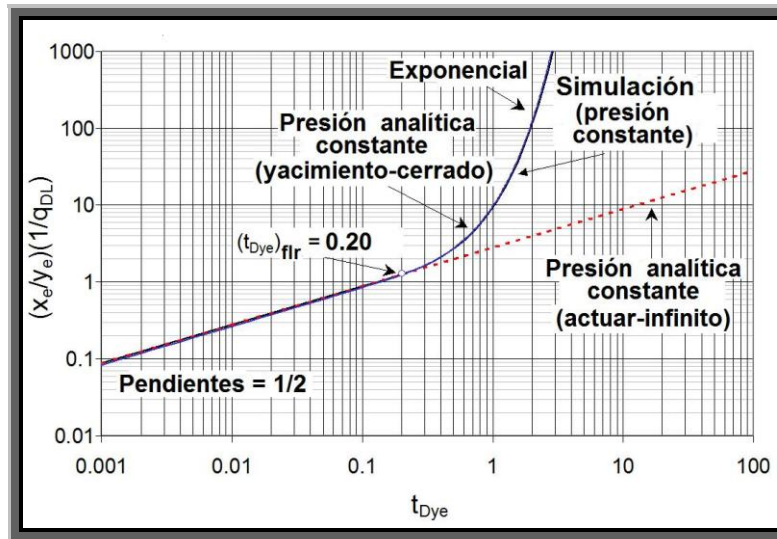


Fig. E-9 – Esta gráfica con ejes log-log muestra una comparación entre las soluciones lineales analíticas y los resultados de la simulación para flujo de líquido bajo la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} .

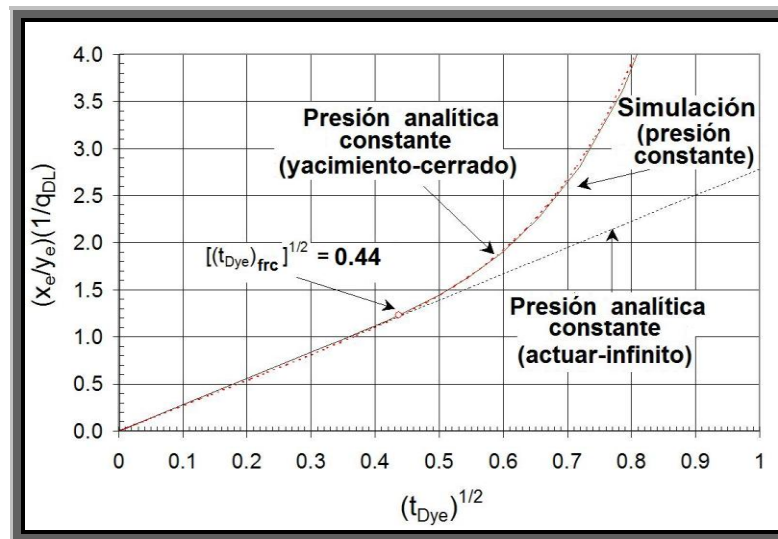


Fig. E-10 – Esta gráfica con $\sqrt{t_{Dye}}$ muestra una comparación entre las soluciones lineales analíticas y los resultados de la simulación para flujo de líquido bajo la condición de explotación a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} .

El desarrollo del actuar en forma lineal infinita para flujo de gas tuvo un comportamiento muy aceptable, sin embargo, estas soluciones no coinciden en forma aceptable después de que se han sentido los efectos de la frontera externa para un período de largo plazo, debido a los cambios en las propiedades del gas. Las **Figs. E-11** y **E-12** muestran la comparación de la simulación del comportamiento de un pozo de gas y las soluciones analíticas del gas para un período de largo plazo bajo la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} . En estas gráficas, se observa que debido a la variación de las propiedades del fluido, para el caso del gas éste comienza a apartarse de la solución líquida a un t_{Dye} cerca de 0.4 (**Fig. E-11**) y $\sqrt{t_{Dye}}$ cerca de 0.63 (**Fig. E-12**). Esta separación ocurre aproximadamente en dos ocasiones, después de que los efectos de la frontera externa fueron vistos por primera vez. Sin embargo, esto explica que el tiempo real de separación está en función de las propiedades del gas del caso estudiado. Si estas soluciones para el gas son utilizadas para el pronóstico, entonces Fraim y Wattenbarger normalizaron el tiempo¹⁵¹ para fijar estos cambios debidos a la variación de las propiedades del gas.

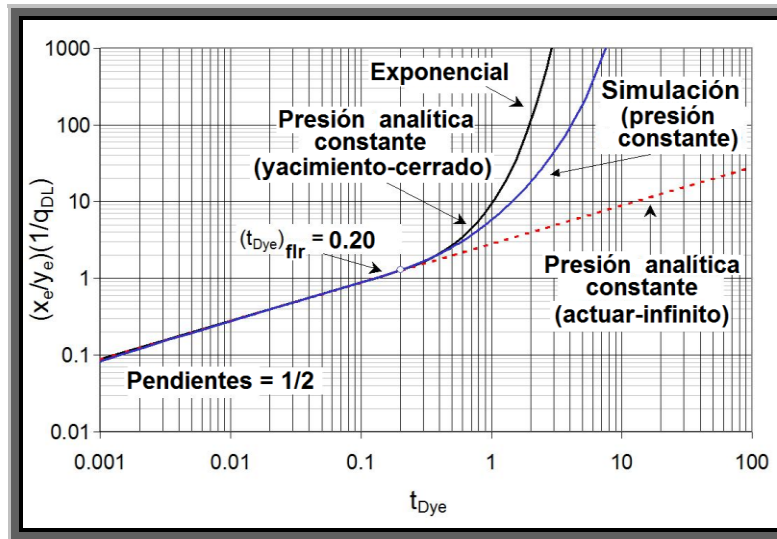


Fig. E-11 – Esta gráfica con t_{Dye} muestra la salida de los resultados de simulación numérica de soluciones analíticas debido a la variación en las propiedades del gas para datos dominados por la frontera externa.

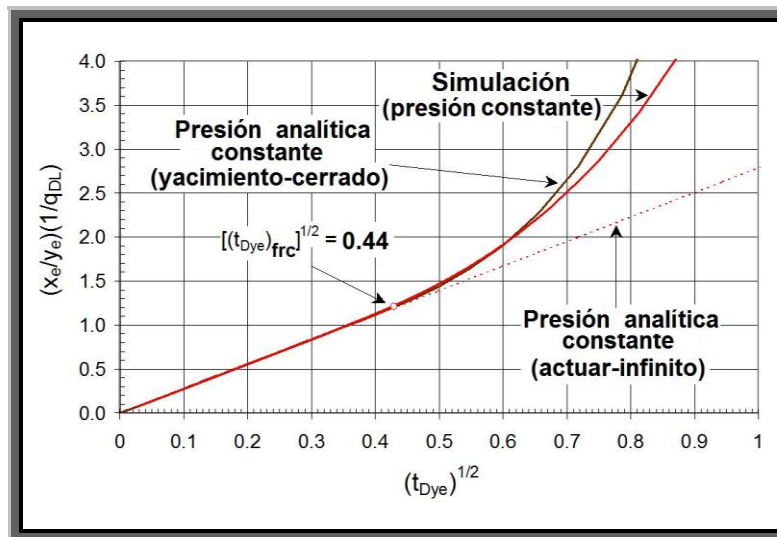


Fig. E-12 – Esta gráfica con $\sqrt{t_{Dye}}$ muestra la salida de los resultados de simulación numérica de soluciones analíticas debido a los cambios en las propiedades del gas para flujo dominado por la frontera externa.

E.4 Flujo lineal vertical en una veta con alta permeabilidad

Existe otra posible razón para el desarrollo de un flujo lineal de largo plazo sea distinto a uno generado por fracturamiento natural paralelo y por pozos fracturados ($x_e = x_f$) que es lo más común en formaciones con baja permeabilidad, esta razón significa que las capas o estratos son de alta permeabilidad²³.

En éste caso, la caída de la presión en las capas de alta permeabilidad es la causa de *flujo lineal vertical* dentro de las capas de alta permeabilidad. El flujo lineal de largo plazo se desarrolla lentamente en el yacimiento después de distintos períodos de flujo manifestados en el comienzo. La parte izquierda del esbozo de la **Fig. E-13** se muestra el flujo lineal vertical en un modelo para una veta de alta permeabilidad en un yacimiento de gas con baja permeabilidad, éste flujo se manifiesta en casi toda su vida transitoria, después, los efectos de la frontera externa serán evidentes.

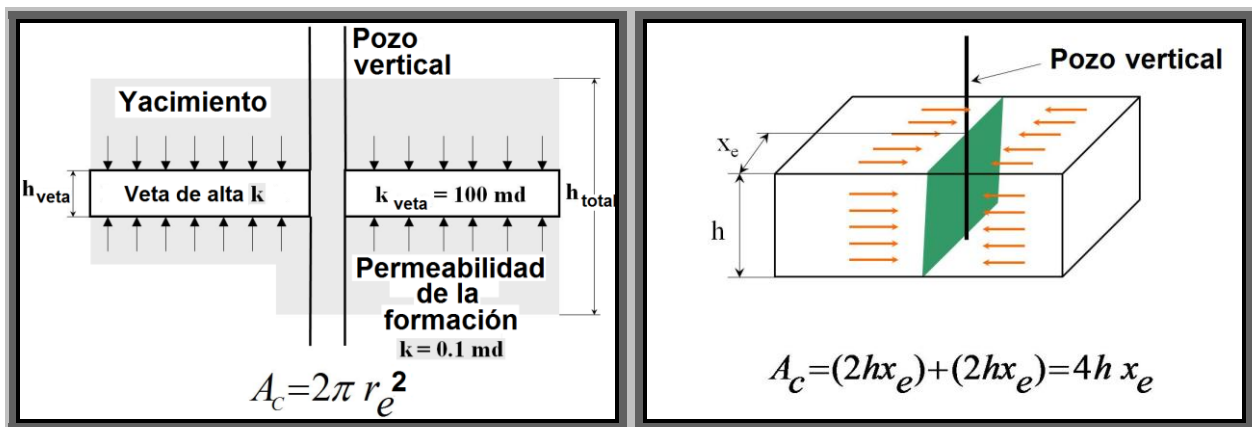


Fig. E-13 – Para yacimientos de gas con baja permeabilidad el esbozo de la izquierda muestra una geometría de flujo lineal vertical dentro de la veta de alta permeabilidad (análisis lineal para flujo vertical) y el esbozo de la derecha muestra una geometría de flujo horizontal en un yacimiento rectangular (análisis lineal para flujo horizontal).

E.4.1 El área de drene, A y el área de sección transversal perpendicular a la trayectoria del fluido, A_c , en ambos modelos de flujo: vertical y horizontal. Se calcula el área de drene, A , y el área de sección transversal perpendicular a la trayectoria de flujo, A_c , suponiendo modelos de flujo vertical y horizontal como se muestra en ambos dibujos en la **Fig. E-4**. En ambos modelos, el valor del producto $\sqrt{k}A_c$ puede ser el mismo.

La **Tabla E-5** presenta las expresiones para estimar el área de drene, A , y el área de sección transversal al flujo, A_c , para flujo lineal en los modelos vertical y horizontal. Para calcular A_c con flujo lineal vertical con una o más vetas de alta permeabilidad, se requiere un valor del radio del área de drene, r_e . De igual forma, para estimar A_c en el modelo de flujo horizontal con una o más vetas de alta permeabilidad, se requieren valores de frontera externa, x_e y del espesor de la formación, h .

Entonces, una vez que se conozca A_c , se estima la permeabilidad del yacimiento, de acuerdo a las ecuaciones de interpretación para el régimen de flujo lineal:

$$k = \left[\frac{1262 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i}} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{CPL} A_c} \right) \right]^2 \dots\dots\dots (E.3)$$

para la condición de explotación de presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} , y

$$k = \left[\frac{1262 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i}} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{CPL} A_c} \right) \right]^2 \dots\dots\dots (E.4)$$

para la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g . Entonces, se estima un valor bajo de permeabilidad de la formación si el número de vetas de alta permeabilidad aumenta.

Tabla E-8 – Área de drene, A , y sección transversal, A_c , para flujo lineal en modelos verticales y horizontales en vetas de alta permeabilidad	
Flujo lineal vertical	Flujo lineal horizontal
$A = \pi r_e^2$	$A = 4x_e y_e$
$A_c = 2\pi r_e^2 n_{vetas}$	$A_c = 4hx_e n_{vetas}$

E.4.2 Análisis del flujo dominado por la frontera externa en una veta con alta permeabilidad. En las secciones 4.5.5 y 4.6.5 y en las tablas 4-9 y 4-10 del Capítulo IV se presentan las gráficas de diagnóstico de flujo, gráficas especializadas y ecuaciones de interpretación, respectivamente, las cuales se aplican para el régimen de flujo dominado por la frontera externa en una veta de alta permeabilidad.

E.5 Resumen

El objetivo de éste apéndice es presentar tres escenarios físicos para flujo lineal transitorio de largo plazo en yacimientos de gas con baja permeabilidad. Algunos escenarios físicos que generan y controlan flujo lineal de largo plazo en éste tipo de yacimientos se deben a la geometría del yacimiento, a las fracturas naturales del yacimiento y la anisotropía, a los pozos fracturados, a vetas de alta permeabilidad (yacimientos estratificados), etc.

En la primera sección, se analizó como las fracturas paralelas dan lugar a grandes relaciones de anisotropía lo cual causa un flujo lineal de largo plazo en yacimientos de gas con baja permeabilidad.

En la segunda sección se mostró como un pozo fracturado en un yacimiento de gas con baja permeabilidad causa flujo lineal de largo plazo perpendicular a la fractura cuando la fractura es de longitud media, x_f , continua y se extiende a la frontera de drenaje del pozo.

Finalmente, en la tercera sección se presentó como la caída de la presión en una capa de alta permeabilidad en una formación de baja permeabilidad causa flujo lineal vertical de largo plazo dentro de esta capa de alta permeabilidad.

En el Capítulo VI, se discuten otras situaciones físicas en las que se desarrolla la geometría de flujo lineal transitorio de largo plazo en yacimientos. En el Capítulo V, se presentan algunos ejemplos en los que se indica el flujo lineal, el mismo que no se asocia con tratamientos de fractura; en algunos casos éste flujo se causa por la geometría del yacimiento, en otros casos, se origina por el accionar en forma natural por las propiedades del yacimiento.

APÉNDICE F

ECUACIÓN DE DIFUSIÓN

F.1 Introducción

Un modelo matemático que describe el flujo de fluidos en medios porosos, se obtiene a partir de los siguientes principios físicos: (a) Ley de la conservación de la masa (ecuación de continuidad), (b) ecuación de movimiento (Ley de Darcy), (c) una ecuación de Estado y (d) Ley de la conservación de la Energía. La ecuación de difusión se obtiene de una combinación de estos principios, es decir, se desarrolla al combinar una ley de movimiento y una ecuación de estado con la ecuación de continuidad. Lo siguiente son algunas de las consideraciones que se toman para el desarrollo de esta ecuación: (1) fluido ligeramente compresible, (2) gradiente de presión pequeño, (3) flujo cilíndrico, (4) no hay variación vertical de la presión, (5) son despreciados los efectos gravitacionales cuando se utiliza la Ley de movimiento (flujo Isotérmico, régimen laminar), (6) la permeabilidad es constante, (7) temperatura constante en el yacimiento, (8) la compresibilidad es constante y pequeña, (9) viscosidad constante, (10) la porosidad del yacimiento cambia con la presión, pero permanece constante con respecto a la posición, medio poroso incompresible (espesores uniformes), (11) fluido en una sola fase y (12) la Ley de Darcy es válida (flujo laminar).

F.2 Ecuación de continuidad¹⁷².

Considérese la región R de volumen V de un medio poroso de porosidad ϕ , a través del cual fluye un fluido de densidad ρ y velocidad aparente v **Fig. F-1**. Sea S la superficie que limita a la región R y supóngase que S y v poseen las propiedades requeridas para que se cumpla el teorema de la divergencia. En la región R , considerando un intervalo de tiempo Δt .

$$\text{Fluido neto que entra } (-F) = \text{Acumulación neta de fluido (H)} \dots\dots\dots(\text{F.1})$$

En donde F es el fluido neto que sale y (H) es la disminución neta del fluido, respectivamente. El signo menos que afecta a F en la Ec. F.1 se debe a que, en el teorema de la divergencia, si la componente de la velocidad ($\bar{v}_n = v\bar{n}$), en donde \bar{v}_n es la

componente de \bar{v} en la dirección normal hacia fuera de S en cada punto, siendo \bar{n} el vector unitario normal, hacia fuera de S , en cada punto considerado. Esta relación $\bar{v}_n = \bar{v}\bar{n}$ es positiva, el fluido esta saliendo de la región R , a través de la superficie S . El flujo neto de masa hacia fuera de R , por unidad de superficie, por unidad de tiempo, es:

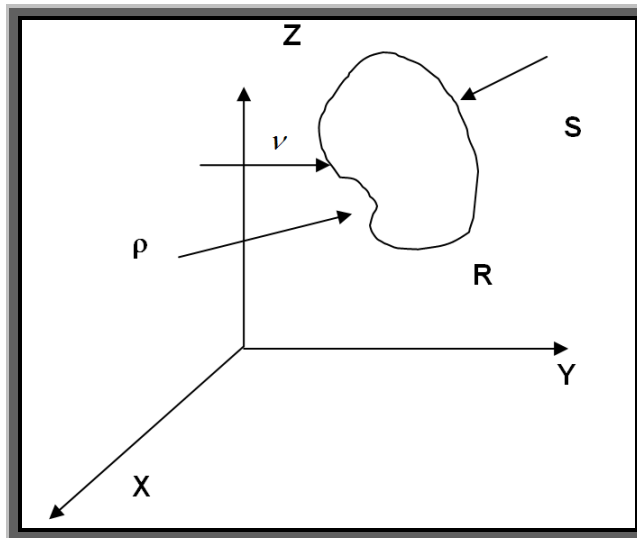


Fig. F-1 – Representación del volumen de control, en un medio poroso, para flujo¹⁷².

$$\rho v_n \left[\frac{m L}{L^3 T} \right] = \rho v_n \left[\frac{m}{L^2 T} \right] \dots\dots\dots(F.2)$$

en donde \bar{v}_n es la componente de la velocidad aparente, perpendicular a S en cada punto, y m, L, T representan masa, longitud y tiempo, respectivamente. El flujo neto de masa hacia fuera de R por unidad de tiempo es : $\iint \rho v_n dS$ por consiguiente,

$$F = \Delta t \iint \rho v_n dS \dots\dots\dots(F.3)$$

el contenido de fluido en un sistema de volumen es: $\phi \rho d v \left[\frac{m}{L^3} L^3 \right] = \phi \rho d v [m]$, el contenido

de fluido en la región R al tiempo t es $\left[\iiint_V \phi \rho d v \right]_t$. En forma similar, el contenido de fluido

en R al tiempo $t + \Delta t$ es $\left[\iiint_V \phi \rho d v \right]_{t+\Delta t}$. Entonces:

$$H = \left[\iiint_V \phi \rho d v \right]_{t+\Delta t} - \left[\iiint_V \phi \rho d v \right]_t \dots\dots\dots(F.4)$$

por otra parte, aplicando el teorema de la divergencia:

$$\iint_S \rho v_n ds = \iiint_V \nabla \cdot (\rho v) dV. \dots\dots\dots(F.5)$$

se sustituyen las ecuaciones F.2 a F.4 en la ecuación F.5, se divide entre Δt y tomando el límite cuando: $\Delta t \longrightarrow 0$, se obtiene:

$$-\iiint_V \nabla \cdot (\rho v) dV = \frac{\partial}{\partial t} \iiint_V (\phi \rho) dV \dots\dots\dots(F.6)$$

se aplica la regla de Leibniz extendida a integrales triples:

$$\frac{\partial}{\partial t} \iiint_V \phi \rho dV = \iiint_V \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho) dV \dots\dots\dots(F.7)$$

de esta manera:

$$-\iiint_V \nabla \cdot (\rho v) dV = \iiint_V \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho) dV \dots\dots\dots(F.8)$$

o bien:

$$\iiint_V \left[-\nabla \cdot (\rho v) - \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho) \right] dV = 0 \dots\dots\dots(F.9)$$

puesto que R es una región arbitraria, finalmente se obtiene:

$$-\nabla \cdot (\rho v) = \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho) \dots\dots\dots(F.10)$$

que es la forma general de la ecuación de continuidad.

Es decir, partiendo de la Ley de la conservación de la masa, el cual establece que “para un volumen de control dado, la masa que entra menos la masa que sale en un intervalo de tiempo Δt , es igual al cambio de masa dentro de dicho volumen de control durante éste intervalo de tiempo Δt ”, es decir, la descripción matemática del flujo de fluidos en medios porosos se basa en la ley de la conservación de la masa, la cual establece que la masa dentro de un sistema permanece constante con el tiempo, es decir, $dm/dt = 0$. La ecuación de continuidad es una consecuencia de la aplicación de esta ley, determina para un cierto elemento de un medio poroso, que la rapidez de crecimiento de la masa del elemento es igual al flujo neto de la masa hacia el mismo elemento.

F.2.1 Ecuación de continuidad en coordenadas cilíndricas (flujo radial). La ecuación de continuidad en coordenadas cilíndricas **Fig. F-2**. Se desarrolla considerando el volumen de control mostrado en la **Fig. F-3**. siendo la conservación de la masa la siguiente.

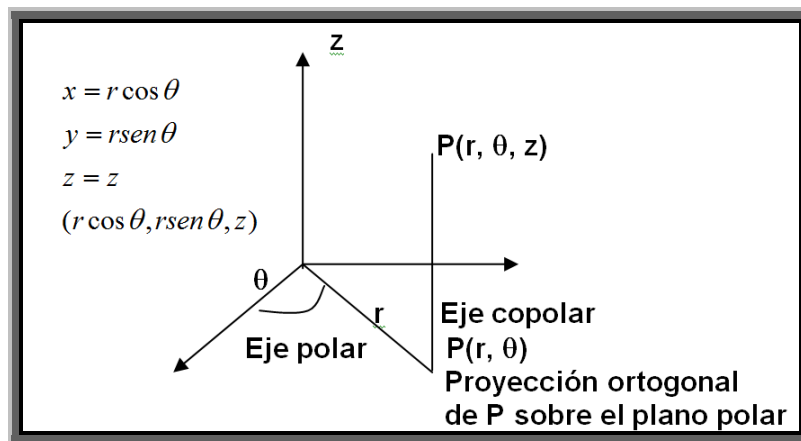


Fig. F-2 – Sistema cilíndrico de referencia¹⁷².

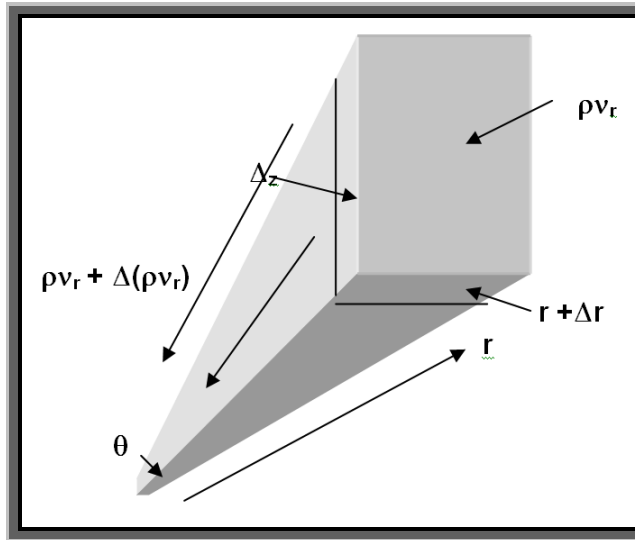


Fig. F-3 – Volumen de control, en un medio poroso, para flujo en coordenadas cilíndricas¹⁷².

Se considera la **Fig. F-3** la cual representa un medio poroso, a través del cual existe flujo. Por conveniencia, el sistema de coordenadas se encuentra orientado de tal manera que las fuerzas de gravedad estén en la dirección $(-z)$. Se efectúa un balance de materia durante un intervalo pequeño de tiempo Δt , se puede considerar que el flujo de masa por unidad de superficie es igual a la velocidad multiplicada por la densidad ($v\rho$). Entonces cabe señalar que el componente del gasto o flujo de masa por unidad de área, se encuentra definido por el producto $v\rho$, donde ρ es la densidad del fluido y v es la velocidad con que éste se mueve. Se tiene el flujo de masa $= v\rho$; dimensionalmente $\frac{L M}{T L^3} = \frac{M}{TL^2}$. Si el flujo de masa se multiplica por el área transversal al flujo se obtiene como resultado el flujo másico, flujo másico $= v\rho A = \rho q$. En donde: $v = \text{velocidad}$; $\rho = \text{densidad}$; $A = \text{área}$; $T = \text{tiempo}$; $M = \text{masa}$. Del principio de conservación de la masa:

$$\text{masa que entra} - \text{masa que sale} = \text{cambio de masa (todo en un } \Delta t) \dots\dots\dots(F.11)$$

masa que entra en un intervalo de tiempo=

$$\rho v_r [\theta(r + \Delta_r) \Delta_z \Delta_t] \dots\dots\dots (F.12)$$

masa que sale en un intervalo de tiempo=

$$[\rho v_r + \Delta(\rho v_r)] \theta r \Delta_z \Delta_t \dots\dots\dots (F.13)$$

se sustituye en la ecuación de la continuidad (Ley de la conservación de la masa), Ec.

F.11; masa que entra – masa que sale =

$$\rho v_r [\theta(r + \Delta_r) \Delta_z \Delta_t] - [\rho v_r + \Delta(\rho v_r)] \theta r \Delta_z \Delta_t \dots\dots\dots (F.14)$$

$$\rho v_r \theta \Delta_r \Delta_z \Delta - \Delta(\rho v_r) \theta r \Delta_z \Delta_t \dots\dots\dots (F.15)$$

$$- [\Delta(\rho v_r) \theta r \Delta_z \Delta_t - \rho v_r \theta \Delta_r \Delta_z \Delta_t] \dots\dots\dots (F.16)$$

Para él término del cambio de masa se debe obtener el volumen del elemento $\theta r \Delta_r \Delta_z$, de porosidad media ϕ , el cual contiene al fluido de densidad promedio ρ , por lo que la masa contenida dentro del elemento es: $\phi \rho \theta r \Delta_r \Delta_z$; de esta manera, el cambio de masa en el intervalo de tiempo Δt es:

cambio de masa en el tiempo inicial =

$$(\phi \rho \theta r \Delta_r \Delta_z)_t \dots\dots\dots (F.17)$$

cambio de masa en el tiempo final =

$$(\phi \rho \theta r \Delta_r \Delta_z)_{t+\Delta_t} \dots\dots\dots (F.18)$$

se hace:

$$(\phi \rho \theta r \Delta_r \Delta_z)_{t+\Delta_t} - (\phi \rho \theta r \Delta_r \Delta_z)_t \dots\dots\dots (F.19)$$

$$[(\phi \rho)_{t+\Delta_t} - (\phi \rho)_t] \theta r \Delta_r \Delta_z \dots\dots\dots (F.20)$$

por lo tanto la ecuación de la continuidad es la siguiente:

$$- [\Delta(\rho v_r) \theta r \Delta_z \Delta_t - \rho v_r \theta \Delta_r \Delta_z \Delta_t] = [(\phi \rho)_{t+\Delta_t} - (\phi \rho)_t] \theta r \Delta_r \Delta_z \dots\dots\dots (F.21)$$

se dividen ambos miembros entre $\theta r \Delta_r \Delta_z \Delta_t$ y se ordenan:

$$-\left[\frac{\Delta(\rho v_r)}{\Delta_r} - \frac{\rho v_r}{r} \right] = \frac{\Delta(\phi)}{\Delta_t} \dots\dots\dots (F.22)$$

se multiplicando el miembro izquierdo por: $\frac{r \Delta_r}{r \Delta_r}$,

$$\frac{1}{r \Delta_r} [r \Delta(\rho v_r) - \Delta_r \rho v_r] = -\frac{\Delta(\phi)}{\Delta_t} \dots\dots\dots (F.23)$$

se toma el límite cuando Δ_r y Δ_t tienden a cero y recordando la definición de derivada de una función, además de recordar que esta es un cambio instantáneo se tiene que:

$$\frac{dy}{dx} \text{Lím}_{x \rightarrow 0} \frac{y(x + \Delta x) - y(x)}{\Delta x} \dots\dots\dots (F.24)$$

resulta:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r \rho v_r) = -\frac{\partial(\phi)}{\partial t} \dots\dots\dots (F.25)$$

La cual es la ecuación de continuidad, en coordenadas cilíndricas (r, θ, z) , considerando flujo únicamente en la dirección r .

F.2.2 Ecuación de continuidad en coordenadas cartesianas. Considérese un pequeño paralelepípedo de un medio poroso cuyas dimensiones son $\Delta_x, \Delta_y, \Delta_z$, en el sistema de coordenadas x, y , y z respectivamente, a través del cual existe flujo en todas las caras como lo muestra la **Fig. F-4**. Por conveniencia, el sistema de coordenadas se encuentra orientado de tal manera que las fuerzas de gravedad estén en la dirección $(-z)$. Se Efectúa un balance de materia te un intervalo pequeño de tiempo Δt , se puede considerar que el flujo de masa por unidad de superficie es igual a la velocidad multiplicada por la densidad $(v\rho)$.

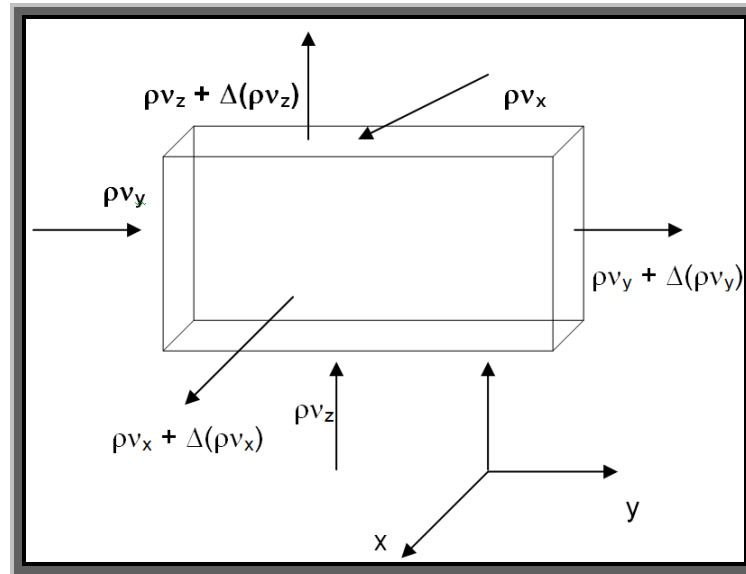


Fig. F-4 – Volumen de control, en un medio poroso, para coordenadas cartesianas¹⁷².

Entonces cabe señalar que el componente de gasto o flujo de masa por unidad de área, se encuentra definido por el producto " $v\rho$ ", donde ρ es la densidad del fluido y v es la velocidad con que éste se mueve. Se tiene flujo de masa $= v\rho$, dimensionalmente $\frac{L M}{T L^3} = \frac{M}{TL^2}$. Si el flujo de masa se multiplica por el área transversal al flujo se obtiene como resultado el flujo másico. Flujo Másico $= v\rho A = \rho q$. En donde : $v = \text{velocidad}; \rho = \text{densidad}; A = \text{área}; T = \text{tiempo}; M = \text{masa}$. Por otra parte se considera que la entrada de masa a elemento considerado es positiva (inyección), mientras que la salida de masa se considera negativa (producción). El término fuente (o sumidero) se representa por $\omega(x, y, z)$, el cual tiene unidades de masa por unidad de volumen de roca.

$$\omega(x, y, z) \left[\frac{\text{Masa}}{\text{unidad_de_volumen_roca}} \right], \quad \omega(x, y, z)(+) \text{Inyección}, \quad \omega(x, y, z)(-) \text{producción. Del}$$

principio de conservación de la masa:

Masa que entra – masa que sale = cambio de masa. La cara Δ_y, Δ_z es perpendicular al flujo en la dirección x . Por lo tanto, en la dirección x la cantidad de masa neta que entra es:

$$\text{masa que entra} - \text{masa que sale} = \text{cambio de masa (todo en un } \Delta t) \dots\dots\dots (F.11)$$

masa que entra en un intervalo de tiempo =

$$\Delta t = \rho v_x \Delta_y \Delta_z \Delta_t \dots\dots\dots(F.26)$$

y para la misma dirección, masa que sale en un intervalo de tiempo=

$$\Delta t = [\rho v_x + \Delta(\rho v_x)] \Delta_y \Delta_z \Delta_t \dots\dots\dots(F.27)$$

La cara Δ_x, Δ_z es perpendicular al flujo en la dirección y . Por lo tanto, en la dirección y la cantidad de masa neta que entra es, masa que entra en un intervalo de tiempo=

$$\Delta t = \rho v_y \Delta_x \Delta_z \Delta_t \dots\dots\dots(F.28)$$

y para la misma dirección, masa que sale en un intervalo de tiempo=

$$\Delta t = [\rho v_y + \Delta(\rho v_y)] \Delta_x \Delta_z \Delta_t \dots\dots\dots(F.29)$$

La cara Δ_x, Δ_y es perpendicular al flujo en la dirección z . Por lo tanto, en la dirección z la cantidad de masa neta que entra es, masa que entra en un intervalo de tiempo=

$$\Delta t = \rho v_z \Delta_x \Delta_y \Delta_t \dots\dots\dots(F.30)$$

y para la misma dirección, masa que sale en un intervalo de tiempo=

$$\Delta t = [\rho v_z + \Delta(\rho v_z)] \Delta_x \Delta_y \Delta_t \dots\dots\dots(F.31)$$

De igual manera, considerando las otras direcciones y sustituyendo en la expresión de la ecuación de continuidad (Ley de la conservación de la masa) Ec. F.11.

$$\rho v_x \Delta_y \Delta_z \Delta_t + \rho v_y \Delta_x \Delta_z \Delta_t + \rho v_z \Delta_x \Delta_y \Delta_t - ([\rho v_x + \Delta(\rho v_x)] \Delta_y \Delta_z \Delta_t + [\rho v_y + \Delta(\rho v_y)] \Delta_x \Delta_z \Delta_t + [\rho v_z + \Delta(\rho v_z)] \Delta_x \Delta_y \Delta_t) + \omega(x, y, z) = \text{cambio de masa} \dots\dots(F.32)$$

se desarrolla y queda:

$$-\Delta(\rho v_x) \Delta_y \Delta_z \Delta_t - \Delta(\rho v_y) \Delta_x \Delta_z \Delta_t - \Delta(\rho v_z) \Delta_x \Delta_y \Delta_t + \omega(x, y, z) = \text{cambio de masa} \dots(F.33)$$

Para determinar el cambio de masa del fluido en el medio poroso, se toma el volumen de control $\Delta_x \Delta_y \Delta_z$, con porosidad promedio ϕ , el cual contiene al fluido de densidad promedio ρ , por lo que la masa contenida dentro del medio poroso es: $\rho \phi \Delta_x \Delta_y \Delta_z$; de esta manera, el cambio de masa en el intervalo de tiempo Δt es, cambio de masa en el tiempo inicial =

$$(\rho \phi \Delta_x \Delta_y \Delta_z)_t \dots\dots\dots(F.34)$$

cambio de masa en el tiempo final =

$$(\rho\phi\Delta_x\Delta_y\Delta_z)_{t+\Delta_t} \dots\dots\dots(F.35)$$

se hace,

$$(\rho\phi\Delta_x\Delta_y\Delta_z)_{t+\Delta_t} - (\rho\phi\Delta_x\Delta_y\Delta_z)_t \dots\dots\dots(F.36)$$

$$[(\rho\phi)_{t+\Delta_t} - (\rho\phi)_t] \Delta_x\Delta_y\Delta_z \dots\dots\dots(F.37)$$

por lo tanto la ecuación de la continuidad es la siguiente:

$$-\Delta(\rho v_x)\Delta_y\Delta_z\Delta_t - \Delta(\rho v_y)\Delta_x\Delta_z\Delta_t - \Delta(\rho v_z)\Delta_x\Delta_y\Delta_t + \omega(x, y, z) = [(\rho\phi)_{t+\Delta_t} - (\rho\phi)_t] \quad (F.38)$$

en donde, $\omega(x, y, z)$ = ritmo de inyección de masa por unidad de volumen; $\omega(x, y, z) =$

$$B_0 q_{vol} \rho; \quad B_0 = \text{factor de volumen de aceite} \left[\frac{\text{vol. @ c.y.}}{\text{vol. @ c.s.}} \right]; \quad q_{vol} = \text{ritmo de inyección en} \\ \left[\frac{\text{vol. @ c.s./ día}}{\text{pie}^3 \text{ de roca}} \right]; \quad \text{por lo que} \quad \omega(x, y, z) = \left[\frac{\text{vol. @ c.y.}}{\text{vol. @ c.s.}} \right] \left[\frac{\text{vol. @ c.s./ día}}{\text{pie}^3 \text{ de roca}} \right] \left[\frac{\text{masa}}{\text{vol. @ c.y.}} \right].$$

Ahora se divide la ecuación entre $\Delta_x\Delta_y\Delta_z\Delta_t$, se eliminan términos, se acomoda y se tiene:

$$-\frac{\Delta(\rho v_x)}{\Delta_x} - \frac{\Delta(\rho v_y)}{\Delta_y} - \frac{\Delta(\rho v_z)}{\Delta_z} + \omega(x, y, z) = \frac{\Delta(\rho\phi)}{\Delta_t} \dots\dots\dots(F.39)$$

se toma el límite cuando $\Delta_x, \Delta_y, \Delta_z, \Delta_t$ tienden a cero y recordando la definición de derivada de una función además que esto es un cambio instantáneo se tiene que:

$$\frac{dy}{dx} \text{ Lím}_{x \rightarrow 0} \frac{y(x + \Delta x) - y(x)}{\Delta x} \dots\dots\dots(F.24)$$

resulta:

$$\frac{\partial(\rho v_x)}{\partial_x} + \frac{\partial(\rho v_y)}{\partial_y} + \frac{\partial(\rho v_z)}{\partial_z} + \omega(x, y, z) = -\partial \frac{(\rho\phi)}{\partial_t} \dots\dots\dots(F.40)$$

$$\nabla(\rho v) + \omega(x, y, z) = -\partial \frac{(\rho\phi)}{\partial_t} \dots\dots\dots(F.41)$$

esta es la ecuación de continuidad para un sistema de coordenadas cartesianas.

F.3 Ley de movimiento (Ley de Darcy)

Es una relación de la velocidad con el gradiente de presiones: la más conocida, la cual se utiliza en el desarrollo de la ecuación de difusión, es la siguiente forma de la Ley de Darcy:

$$\bar{v} = -\frac{k}{\mu} \nabla p. \dots\dots\dots(F.42)$$

En la que se desprecian los efectos gravitacionales y los capilares, se considera que el flujo es isotérmico y en régimen laminar. La Ley de Darcy establece la proporcionalidad de la velocidad de flujo de un fluido homogéneo en un medio poroso con el gradiente de presión. $\frac{q}{A} \approx$ gradiente de presión, en donde:

$$q = vA \dots\dots\dots(F.43)$$

Para cambiar el signo de proporcionalidad por el signo igual es necesario tomar en cuenta tanto las características del medio poroso (permeabilidad) como las del fluido (viscosidad); así para flujo horizontal la ecuación de Darcy se expresa como:

$$\frac{q}{A} = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dL} \dots\dots\dots(F.44)$$

La validez de la ecuación anterior presupone las siguientes consideraciones: (1) fluido homogéneo, (2) no existen reacciones químicas entre el fluido y el medio poroso, (3) la permeabilidad es independiente del fluido, de la temperatura, de la presión y de la localización, (4) régimen laminar, (5) no existe efecto Klinkenberg, (6) flujo permanente e incompresible y (7) el fluido satura 100% el medio poroso. El signo negativo de la ecuación anterior surge al considerar que, la presión disminuye cuando la longitud aumenta y se requiere para compensar el signo negativo del gradiente. El flujo de líquidos se describe por la ecuación de Darcy, quien la estableció en forma experimental, trabajando con medios porosos homogéneos unidimensionales y con un solo fluido. La formulación más simple de dicha ley (para sistemas lineales) es la siguiente, el gasto de un fluido que circula por un medio poroso lineal depende de: (1) las propiedades geométricas del sistema: area (A) y longitud (L), (2) las propiedades del medio: principalmente la permeabilidad (k), (3) las características del fluido: principalmente su viscosidad (μ) y (4) las condiciones de flujo: diferencia de presión (Δp) entre los extremos del sistema.

De éste modo, resulta que el flujo de gasto (q) que circula por el medio poroso crece en forma directa con la diferencia de presión aplicada, con el área de flujo disponible y con la permeabilidad del medio; y decrece cuando aumentan la longitud del medio poroso y la viscosidad del fluido. La ecuación correspondiente es:

$$q = -\frac{kA}{\mu} \left(\frac{\Delta p}{\Delta L} \right) \dots\dots\dots (F.45)$$

otra forma de expresar la Ley de Darcy es la siguiente:

$$\frac{q}{A} = v = -\frac{k}{\mu} \frac{\Delta p}{\Delta L} \dots\dots\dots (F.46)$$

Por lo que para el sistema cartesiano, las velocidades del fluido en las direcciones x , y y z , son las siguientes:

$$v_x = -\frac{k_x}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \dots\dots\dots (F.47)$$

$$v_y = -\frac{k_y}{\mu} \frac{\partial p}{\partial y} \dots\dots\dots (F.48)$$

$$v_z = -\frac{k_z}{\mu} \left[\frac{\partial p}{\partial z} + \rho g \right] \dots\dots\dots (F.49)$$

Para el sistema de coordenadas establecido, las direcciones x , y son horizontales, así que la fuerza de gravedad actúa en la dirección z .

ahora se tiene la Ley de Darcy para flujo Radial:

$$q = -\frac{kA}{\mu} \left(\frac{\Delta p}{\Delta_r} \right) \Rightarrow \frac{q}{A} = v_r = -\frac{k_r}{\mu} \left(\frac{\Delta p}{\Delta_r} \right) \dots\dots\dots (F.50)$$

en el límite, cuando $\Delta_r \Rightarrow 0$:

$$v_r = -\frac{k_r}{\mu} \left(\frac{\partial p}{\partial_r} \right) \dots\dots\dots (F.51)$$

F.4 Ecuaciones de estado

Las ecuaciones de estado expresan la variación de la densidad de un fluido como función de presión y temperatura. La ecuación de estado que se utiliza para obtener la ecuación de difusión es la que corresponde a un fluido ligeramente compresible, que fluye a temperatura constante.

F.4.1 Tipos de fluidos. Los fluidos de un yacimiento son clasificados dentro de tres grupos, dependiendo de su compresibilidad: (1) fluidos incompresibles, (b) fluidos ligeramente compresibles, (c) fluidos compresibles.

En un fluido incompresible, la densidad de los fluidos se considera constante. Un fluido se denomina ligeramente compresible si su densidad se puede considerar como una función lineal de presión (por ejemplo compresibilidad constante). Finalmente un fluido compresible es aquel que presenta un cambio significativo de densidad con la presión. Gráficamente se tiene lo siguiente:

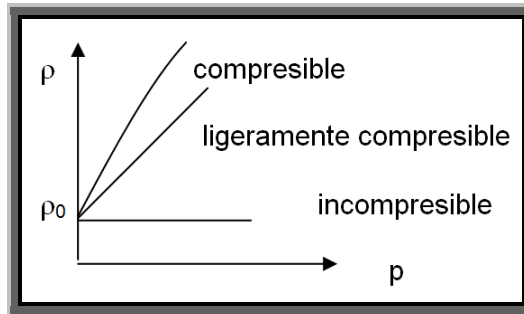


Fig. F-5 – Tipos de fluidos¹⁷².

depende del fluido que se maneje, existen varias ecuaciones de estado. Si el fluido es incompresible quiere decir que la densidad será constante, $\rho = cte$.

Si el fluido es ligeramente compresible (líquido) la ecuación de estado será:

$$c = \frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial p} \right)_{T=cte} \dots\dots\dots (F.52)$$

para un gas ideal

$$\rho V = nRT \dots\dots\dots (F.53)$$

para un gas real

$$\rho V = ZnRT \dots\dots\dots(F.54)$$

Se desarrolla con la ecuación de un fluido ligeramente compresible de compresibilidad constante. Se nombra la ecuación general de compresibilidad que esta dada por:

$$c = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T \dots\dots\dots(F.55)$$

A partir de ella se obtiene una ecuación que relacione la densidad del fluido con su compresibilidad, con ayuda de la siguiente ecuación:

$$\rho = \frac{m}{V} \dots\dots\dots(F.56)$$

por lo tanto ρ = densidad, m = masa, y V = volumen. Se despeja el volumen de la ecuación anterior, y se deriva esta con respecto a la presión p , se tiene:

$$\frac{\partial V}{\partial p} = \frac{\rho \frac{\partial m}{\partial p} - m \frac{\partial \rho}{\partial p}}{\rho^2} \dots\dots\dots(F.57)$$

se sustituyen en la ecuación general de la compresibilidad, las dos últimas expresiones y se tiene:

$$c = \frac{-1}{\rho} \left(\frac{-m \partial \rho}{\rho^2 \partial p} \right)_T \dots\dots\dots(F.58)$$

$$c = -\frac{\rho}{m} \left(\frac{-m \partial \rho}{\rho^2 \partial p} \right)_T \dots\dots\dots(F.59)$$

se eliminan términos semejantes y signos, Finalmente queda.

$$c = \frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial p} \right)_T \dots\dots\dots(F.60)$$

La ecuación anterior nos representa la relación de la densidad de un líquido con su compresibilidad. Ahora se busca expresar la ecuación general de la compresibilidad en función de la presión.

$$c = -\frac{1}{V} \frac{dV}{dP} \dots\dots\dots(F.61)$$

se sustituye F.60 en F.61:

$$c = -\frac{1}{V} \frac{dV}{dP} = \frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial p} \right)_T = \frac{1}{\rho} \left(\frac{d\rho}{dp} \right)_T \dots\dots\dots (F.62)$$

se despeja el término dp y se integran ambos miembros de la ecuación.

$$\int_{p_0}^p c dp = \int_{\rho_0}^{\rho} \frac{d\rho}{\rho} \dots\dots\dots (F.63)$$

se integra:

$$c(p - p_0) = \ln(\rho - \rho_0) \dots\dots\dots (F.64)$$

se aplican propiedades de los logaritmos:

$$c(p - p_0) = \ln\left(\frac{\rho}{\rho_0}\right) \dots\dots\dots (F.65)$$

se aplica exponencial:

$$e^{c(p-p_0)} = \frac{\rho}{\rho_0} \dots\dots\dots (F.66)$$

se despeja ρ :

$$\rho = \rho_0 e^{c(p-p_0)} \dots\dots\dots (F.67)$$

en donde ρ_0 es la densidad del fluido a la presión de referencia en ρ_0 y p es la presión media a cualquier tiempo. Se tiene ya la ecuación de estado. Se recuerda que las ecuaciones de estado expresan la variación de la densidad de un fluido como función de presión y temperatura. La ecuación de estado que se utiliza para obtener la ecuación de difusión es la que corresponde a un fluido ligeramente compresible, que fluye a temperatura constante. Se desarrolla F.67 de otra forma:

$$c = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T \dots\dots\dots (F.55)$$

se despeja dp , se extrae la constante por propiedades de las integrales, asociando el signo a la constante y se prepara para integrar:

$$-c \int_{p_0}^p dP = \int_{V_0}^V \frac{dV}{V} \dots\dots\dots (F.68)$$

se integra y aplican las propiedades de los logaritmos,

$$-C(P - P_o) = \text{Ln}\left(\frac{V}{V_o}\right) \dots\dots\dots(\text{F.69})$$

se aplica exponencial:

$$e^{-C(P-P_o)} = \frac{V}{V_o} \dots\dots\dots(\text{F.70})$$

se despeja V y se aplican las propiedades de los signos en la exponencial:

$$V = V_o e^{C(P_o - P)} \dots\dots\dots(\text{F.71})$$

se tiene el conocimiento de que $\rho = m/V$, se despeja $V : V = m/\rho$, y se sustituye en F.71:

$$\frac{m}{\rho} = \frac{m}{\rho_o} e^{C(P_o - P)} \dots\dots\dots(\text{F.72})$$

se despeja ρ :

$$\frac{m}{m} = \frac{\rho}{\rho_o} e^{C(P_o - P)} \dots\dots\dots(\text{F.73})$$

$$\rho_o = \rho e^{C(P_o - P)} \dots\dots\dots(\text{F.74})$$

$$\rho = \frac{\rho_o}{e^{C(P_o - P)}} \dots\dots\dots(\text{F.75})$$

finalmente se tiene:

$$\rho = \rho_o e^{C(P - P_o)} \dots\dots\dots(\text{F.76})$$

F.5 Ecuación de difusión

Los principios físicos que permiten describir matemáticamente el flujo de fluidos en un medio poroso son en importancia: (a) Ley de la conservación de la masa, (b) Ley de Darcy o cualquier otra ecuación de movimiento y (c) una ecuación de estado. Algunas de las consideraciones que se toman para el desarrollo de esta ecuación son: (1) fluido ligeramente compresible, (2) gradiente de presión pequeño, (3) flujo cilíndrico, (4) no hay variación vertical de la presión, (5) son despreciados los efectos gravitacionales cuando se utiliza la Ley de movimiento (flujo Isotérmico, régimen laminar), (6) la permeabilidad es

constante, (7) temperatura constante en el yacimiento, (8) la compresibilidad es constante y pequeña, (9) viscosidad constante, (10) la porosidad del yacimiento cambia con la presión, pero permanece constante con respecto a la posición, medio poroso incompresible (espesores uniformes), (11) fluido en una sola fase y (12) la Ley de Darcy es válida (flujo laminar). Esta ecuación se obtiene al combinar una ley de movimiento y una ecuación de estado, con la ecuación de la continuidad.

F.5.1 Ecuación de difusión en coordenadas cilíndricas (flujo radial). Se parte de la ecuación de la continuidad en coordenadas cilíndricas, Ec. F.25.

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r \rho v_r) = - \frac{\partial(\phi \rho)}{\partial t} \dots\dots\dots(F.25)$$

se re nombra la Ec. F.51 que es la Ley de Darcy para flujo Radial cuando $\Delta_r \Rightarrow 0$:

$$v_r = - \frac{k_r}{\mu} \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right) \dots\dots\dots(F.51)$$

se sustituye F.51 en la ecuación de continuidad para flujo radial F.25:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \rho \left[- \frac{k_r}{\mu} \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right) \right] \right) = - \frac{\partial(\phi \rho)}{\partial t} \dots\dots\dots(F.77)$$

se extrae el signo negativo de toda la expresión y se multiplican ambos miembros por -1:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \rho \frac{k_r}{\mu} \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right) \right) = \frac{\partial(\phi \rho)}{\partial t} \dots\dots\dots(F.78)$$

se obtiene la expresión de continuidad involucrando en ella una ley de movimiento. Ahora se introduce el concepto en esta ecuación de una ecuación de estado. Se re nombra la Ec. F.76.

$$\rho = \rho_o e^{C(P - P_o)} \dots\dots\dots(F.76)$$

se sustituye la densidad del fluido en la Ec. F.78,

$$\left[\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \rho_o e^{C(P - P_o)} \frac{k_r}{\mu} \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right) \right) \right] = \frac{\partial(\phi \rho_o e^{C(P - P_o)})}{\partial t} \dots\dots\dots(F.79)$$

ahora se realizan las siguientes suposiciones: (1) la permeabilidad es constante en todos los puntos y en todas direcciones ($k_x = k_y = k_z = k$); medio isótropo. (2) la porosidad ϕ es constante a lo largo de todo el medio y además éste medio es incompresible, (3) la viscosidad μ del fluido es constante y (4) no teniendo inyección en ningún pozo esto es $\omega(x, y, z)=0$. Se tiene que:

$$\frac{k}{\mu} \left[\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \rho_o e^{C(P-P_0)} \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right) \right) \right] = \frac{\phi \partial (\rho_o e^{C(P-P_0)})}{\partial t} \dots \dots \dots (F.80)$$

$$\left[\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \rho_o e^{C(P-P_0)} \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right) \right) \right] = \frac{\phi \mu}{k} \frac{\partial (\rho_o e^{C(P-P_0)})}{\partial t} \dots \dots \dots (F.81)$$

La densidad ρ_o es un valor constante conocido y el factor $e^{C(P-P_0)}$ puede ser aproximado a través de una serie de Taylor, la cual es de la forma:

$$e^x = 1 + \frac{x}{1!} + \frac{x^2}{2!} + \frac{x^3}{3!} + \dots \dots \dots + \frac{x^n}{n!} \dots \dots \dots (F.82)$$

para éste caso se tiene:

$$e^{C(P-P_0)} = 1 + \frac{C(P-P_0)}{1!} + \frac{[C(P-P_0)]^2}{2!} + \frac{[C(P-P_0)]^3}{3!} + \dots \dots \dots + \frac{[C(P-P_0)]^n}{n!} \dots \dots \dots (F.83)$$

En la mayoría de los casos en la ingeniería petrolera para el caso de líquidos, es decir el flujo de estos en medios porosos, se ha determinado que al considerar los dos primeros términos de la serie, la solución es aproximada: $C(P-P_0)$ menor a 0.01 y $[C(P-P_0)]^2$ menor a 0.0001. De éste modo la serie puede quedar aproximada únicamente por los dos primeros términos:

$$e^{C(P-P_0)} = 1 + \frac{C(P-P_0)}{1!} \dots \dots \dots (F.84)$$

$$e^{C(P-P_0)} = 1 + C(P-P_0) \dots \dots \dots (F.85)$$

se toman en cuenta las consideraciones anteriores y se sustituye en la Ec. F.81, se tiene:

$$\left[\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r (1 + C(P-P_0)) \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right) \right) \right] = \frac{\phi \mu}{k} \frac{\partial ((1 + C(P-P_0)))}{\partial t} \dots \dots \dots (F.86)$$

se desarrolla:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right) + rC(P - P_0) \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right) \right) = \frac{\phi\mu}{k} \frac{\partial((1 + C(P - P_0))}{\partial t} \dots\dots\dots(F.87)$$

Se deriva, y se utiliza la regla de la derivada para productos, y dado que la compresibilidad del fluido es constante, se facilita la obtención de la derivada del miembro derecho. El factor $(P - P_0)$ es un incremento de presión, el cual se convierte en una parcial

$\frac{\partial p}{\partial r}$, al ser afectado por $\frac{\partial}{\partial r}$, así como para el tiempo.

$$\frac{1}{r} \left(r \left(\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} \right) + \frac{\partial p}{\partial r} + rC \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right) \left(\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} \right) + C \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right) \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right) \right) = \frac{\phi\mu C}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \dots\dots\dots(F.88)$$

$$\frac{1}{r} \left(r \left(\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} \right) + \frac{\partial p}{\partial r} + C \left[r \left[\left(\frac{\partial p}{\partial r} \right) \left(\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} \right) + \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)^2 \right] \right] \right) = \frac{\phi\mu C}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \dots\dots\dots(F.89)$$

se supone que el factor $\left[r \left[\left(\frac{\partial p}{\partial r} \right) \left(\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} \right) + \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)^2 \right] \right]$ es pequeño y como además está

multiplicado por otro factor pequeño C (fluido ligeramente compresible), entonces el producto correspondiente se desprecia, por lo que:

$$\frac{1}{r} \left(r \left(\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} \right) + \frac{\partial p}{\partial r} + C \left[r \left[\left(\frac{\partial p}{\partial r} \right) \left(\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} \right) + \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)^2 \right] \right] \right) = \frac{\phi\mu C}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \dots\dots\dots(F.90)$$

$$\frac{1}{r} \left(r \left(\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} \right) + \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\phi\mu C}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \dots\dots\dots(F.91)$$

$$\left(\frac{r \left(\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} \right)}{r} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\phi\mu C}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \dots\dots\dots(F.92)$$

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi\mu C}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \dots\dots\dots(F.93)$$

La Ec. F.93 es la ecuación de difusión en coordenadas cilíndricas (flujo radial), sin tomar en cuenta la variación vertical de la presión, z ni tampoco con el ángulo θ . Esta

representa el flujo de fluidos en medios porosos, para un fluido ligeramente compresible, señalando que esta no es general ya que se han hecho las consideraciones mencionadas al comienzo de esta sección. La importancia que reviste dicha ecuación es trascendente, debido a su múltiple utilidad. Entre otras aplicaciones se tienen: (1) pruebas de presión (incremento, decremento, interferencia, etc.), (2) pruebas de límite de yacimientos y (3) simulación de yacimientos.

F.5.2 Ecuación de difusión en forma vectorial. Se re nombra la forma general de la ecuación de continuidad Ec. F.10.

$$-\nabla \cdot (\rho v) = \frac{\partial}{\partial t}(\phi p) \dots\dots\dots(F.10)$$

De la ecuación general de continuidad y de la Ley de movimiento, se suponen constantes la permeabilidad, k y la viscosidad, μ se considera un medio poroso incompresible, se aplica la regla de la cadena y la Ec. F.61 en la ecuación F.10:

$$c = -\frac{1}{V} \frac{dV}{dP} \dots\dots\dots(F.61)$$

como se trata de un fluido ligeramente compresible, para gradientes de presión pequeños se escribe finalmente:

$$\nabla p = \frac{\phi \mu c}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \dots\dots\dots(F.94)$$

que es la ecuación de difusión en forma vectorial.

F.5.3 Ecuación de difusión en un sistema de coordenadas cartesianas. Se parte de la ecuación de la continuidad para un sistema de coordenadas cartesianas, Ec. F.41.

$$\nabla(\rho v) + \omega(x, y, z) = -\frac{\partial(\rho \phi)}{\partial t} \dots\dots\dots(F.41)$$

se re nombran las ecuaciones de la Ley de movimiento para el sistema cartesiano, las velocidades del fluido en las direcciones x , y y z :

$$v_x = -\frac{k_x}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \dots\dots\dots(F.47)$$

$$v_y = -\frac{k_y}{\mu} \frac{\partial p}{\partial y} \dots\dots\dots(F.48)$$

$$v_z = -\frac{k_z}{\mu} \left[\frac{\partial p}{\partial z} + \rho g \right] \dots\dots\dots(F.49)$$

Se sustituyen las velocidades anteriores en la ecuación de continuidad, para coordenadas cartesianas, y se desprecia el gradiente gravitacional:

$$\frac{\partial(\rho v_x)}{\partial x} + \frac{\partial(\rho v_y)}{\partial y} + \frac{\partial(\rho v_z)}{\partial z} + \omega(x, y, z) = -\frac{\partial(\rho\phi)}{\partial t} \dots\dots\dots(F.95)$$

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\rho - \frac{k_x}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\rho - \frac{k_y}{\mu} \frac{\partial p}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\rho - \frac{k_z}{\mu} \frac{\partial p}{\partial z} \right) \pm \omega(x, y, z) = -\frac{\partial(\rho\phi)}{\partial t} \dots\dots\dots(F.96)$$

se multiplica la Ec. F.95 por -1:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\rho \frac{k_x}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\rho \frac{k_y}{\mu} \frac{\partial p}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\rho \frac{k_z}{\mu} \frac{\partial p}{\partial z} \right) \pm \omega(x, y, z) = \frac{\partial(\rho\phi)}{\partial t} \dots\dots\dots(F.97)$$

Se re nombra la Ec. F.76 y se sustituye esta densidad del fluido en la Ec. F.97:

$$\rho = \rho_o e^{C(P - P_0)} \dots\dots\dots(F.76)$$

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\rho_o e^{C(P - P_0)} \frac{k_x}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\rho_o e^{C(P - P_0)} \frac{k_y}{\mu} \frac{\partial p}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\rho_o e^{C(P - P_0)} \frac{k_z}{\mu} \frac{\partial p}{\partial z} \right) \pm \omega(x, y, z) = \frac{\partial \phi \rho_o e^{C(P - P_0)}}{\partial t} \dots\dots\dots(F.98)$$

ahora se realizan las siguientes suposiciones: (1) la permeabilidad es constante en todos los puntos y en todas direcciones ($k_x = k_y = k_z = k$); medio isótropo. (2) la porosidad ϕ es constante a lo largo de todo el medio y además éste medio es incompresible, (3) la viscosidad μ del fluido es constante y (4) no teniendo inyección en ningún pozo esto es $\omega(x, y, z)=0$. Se aplica lo anterior y se desarrollan y acomodan términos:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\rho_o e^{C(P - P_0)} \frac{\partial p}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\rho_o e^{C(P - P_0)} \frac{\partial p}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\rho_o e^{C(P - P_0)} \frac{\partial p}{\partial z} \right) = \frac{\phi \mu}{k} \frac{\partial \rho_o e^{C(P - P_0)}}{\partial t} \dots\dots\dots(F.99)$$

La densidad ρ_o es un valor constante conocido y el factor $e^{C(P-P_0)}$ puede ser aproximado a través de una serie de Taylor, la cual es de la forma:

$$e^x = 1 + \frac{x}{1!} + \frac{x^2}{2!} + \frac{x^3}{3!} + \dots + \frac{x^n}{n!} \dots \dots \dots (F.82)$$

para éste caso se tiene:

$$e^{C(P-P_0)} = 1 + \frac{C(P-P_0)}{1!} + \frac{[C(P-P_0)]^2}{2!} + \frac{[C(P-P_0)]^3}{3!} + \dots + \frac{[C(P-P_0)]^n}{n!} \dots \dots \dots (F.83)$$

En la mayoría de los casos en la ingeniería petrolera para el caso de líquidos, es decir el flujo de estos en medios porosos, se ha determinado que al considerar los dos primeros términos de la serie, la solución es aproximada: $C(P-P_0)$ menor a 0.01 y $[C(P-P_0)]^2$ menor a 0.0001. De éste modo la serie puede quedar aproximada únicamente por los dos primeros términos:

$$e^{C(P-P_0)} = 1 + \frac{C(P-P_0)}{1!} \dots \dots \dots (F.84)$$

$$e^{C(P-P_0)} = 1 + C(P-P_0) \dots \dots \dots (F.85)$$

se toman en cuenta las consideraciones anteriores y se sustituye en la Ec. F.99, se tiene:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\rho_o e^{C(P-P_0)} \frac{\partial p}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\rho_o e^{C(P-P_0)} \frac{\partial p}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\rho_o e^{C(P-P_0)} \frac{\partial p}{\partial z} \right) = \frac{\phi \mu}{k} \frac{\partial \rho_o e^{C(P-P_0)}}{\partial t} \dots \dots (F.100)$$

$$\rho_0 \left[\frac{\partial}{\partial x} \left(e^{C(P-P_0)} \frac{\partial p}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(e^{C(P-P_0)} \frac{\partial p}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(e^{C(P-P_0)} \frac{\partial p}{\partial z} \right) \right] = \rho_0 \left[\frac{\phi \mu}{k} \frac{\partial (e^{C(P-P_0)})}{\partial t} \right] \dots (F.101)$$

entre ρ_0 , se aplican las consideraciones, se desarrollan términos y da:

$$\left[\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{\partial}{\partial x} + \frac{\partial p}{\partial x} C(P-P_0) \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{\partial p}{\partial y} + \frac{\partial p}{\partial y} C(P-P_0) \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{\partial p}{\partial z} + \frac{\partial p}{\partial z} C(P-P_0) \right) \right] = \dots \dots (F.102)$$

$$\left[\frac{\phi \mu}{k} \frac{\partial ((1 + C(P-P_0)))}{\partial t} \right]$$

El factor $(P - P_0)$ es un incremento de presión, el cual se convierte en una parcial

$\frac{\partial p}{\partial x}, \frac{\partial p}{\partial y}, \frac{\partial p}{\partial z}$, al ser afectado por $\frac{\partial}{\partial x}, \frac{\partial}{\partial y}, \frac{\partial}{\partial z}$, para los casos en las direcciones x, y y z

respectivamente, así como para el tiempo.

$$\left[\left(\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \left[\frac{\partial p}{\partial x} \right]^2 \right) C + \left(\frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + \left[\frac{\partial p}{\partial y} \right]^2 \right) C + \left(\frac{\partial^2 p}{\partial z^2} + \left[\frac{\partial p}{\partial z} \right]^2 \right) C \right] = \left[\frac{\phi \mu C}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \right] \dots \dots \dots (F.103)$$

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} + \left[\frac{\partial p}{\partial x} \right]^2 C + \left[\frac{\partial p}{\partial y} \right]^2 C + \left[\frac{\partial p}{\partial z} \right]^2 C = \frac{\phi \mu C}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \dots \dots \dots (F.104)$$

se reordenan términos:

$$\left(\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} \right) + C \left(\left[\frac{\partial p}{\partial x} \right]^2 + \left[\frac{\partial p}{\partial y} \right]^2 + \left[\frac{\partial p}{\partial z} \right]^2 \right) = \frac{\phi \mu C}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \dots \dots \dots (F.105)$$

Se supone que el factor $\left(\left[\frac{\partial p}{\partial x} \right]^2 + \left[\frac{\partial p}{\partial y} \right]^2 + \left[\frac{\partial p}{\partial z} \right]^2 \right)$ es pequeño y como además está

multiplicado por otro factor pequeño C (fluido ligeramente compresible), entonces el producto correspondiente se desprecia, por lo que:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = \frac{\phi \mu C}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \dots \dots \dots (F.106)$$

o

$$\nabla^2 p = \frac{\phi \mu C}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \dots \dots \dots (F.107)$$

La Ec. F.107 es la ecuación de Difusión, que representa el flujo de fluidos en medios porosos, para un sistema de coordenadas cartesianas.

F.6 Soluciones a la ecuación de difusión

En cuanto a la solución para flujo radial de un fluido de compresibilidad constante y pequeña se han obtenido las bases matemáticas para los métodos de análisis de presión, evaluando las leyes físicas que gobiernan el flujo de fluidos en medios porosos y combinándolas para obtener ecuaciones diferenciales que describen los diferentes regímenes de flujo que pueden ocurrir. Las ecuaciones diferenciales obtenidas, tanto para el flujo en coordenadas cilíndricas son no lineales y difíciles de resolver, se han resuelto (para la Simulación Numérica de Yacimientos) utilizando soluciones numéricas, mediante la discretización de la ecuación, pero también pueden ser resueltas analíticamente tomando en cuenta las condiciones de frontera. La aplicación de estas soluciones ha demostrado a través de los años, resultados satisfactorios. La utilidad y simplicidad de estas ecuaciones han llegado a hacer de ellas, las bases fundamentales para las técnicas de análisis de presión. Debido a que el análisis de pruebas se realiza para un pozo en específico, o a varios (pero utilizando el principio de superposición), resulta de mayor utilidad el uso de la ecuación de difusión en coordenadas cilíndricas en medios porosos, que la ecuación de difusión en coordenadas cartesianas. Renombrando la ecuación:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi \mu C}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \dots\dots\dots(F.93)$$

Así como algunas suposiciones hechas para obtenerla: (1) flujo radial hacia el pozo, (2) flujo laminar, (3) medio poroso homogéneo e isótropo, (4) espesores uniformes, (5) porosidad y permeabilidad constantes (independientes de la presión), (6) fluido de compresibilidad constante y pequeña, (7) viscosidad del fluido constante, (8) gradientes de presión pequeños y (9) fuerzas de gravedad especiales. Una solución de la ecuación de difusión para flujo en coordenadas cilíndricas, se considera un gasto de producción constante, lo cual en primera instancia es una suposición fuerte.

Existen tres casos principales (más simples) y comunes para la solución de la ecuación de difusión en coordenadas cilíndricas: (a) yacimiento infinito: En éste caso se supone que el pozo está situado en un medio poroso de extensión radial infinita, (b) yacimiento cilíndrico: En éste caso se supone que el pozo está en el centro del yacimiento cilíndrico, sin flujo a través de la frontera y (c) yacimiento con presión constante en la frontera: El pozo está situado en el centro del área cilíndrica. Para todos los casos también se

requiere de la condición inicial que establece que, al tiempo $t = 0$, el yacimiento tiene una presión p_1 distribuida uniformemente en todos los puntos dentro de él.

Se presenta el desarrollo de soluciones a la ecuación de difusión en forma radial, en la cual, entre otras suposiciones, se considera que se tiene un fluido ligeramente compresible y de compresibilidad constante, son soluciones $p(r,t)$, que corresponden a diferentes condiciones de frontera. Estas condiciones a su vez corresponden a situaciones idealizadas de problemas de flujo en yacimientos.

- a) Yacimiento Infinito, gasto constante en el pozo y presión Inicial uniforme. Esta condición de frontera corresponde al concepto de yacimiento infinito, en la práctica equivale a tener la presión inicial a un tiempo de producción dado, en radios suficientemente grandes. Matemáticamente el problema consiste en resolver la Ec. F. 93 con las siguientes condiciones: (1) $p(r,0) = p_i, r \geq 0$ (condición inicial), (2)

$$\left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right)_{r_w} = -\frac{q\mu}{2\pi kh}, t > 0 \text{ (condición de frontera) y (3) } \lim_{r \rightarrow \infty} p(r,t) = p_i, t \geq 0 \text{ (condición}$$

de frontera externa). La condición se aproxima por:

$$\lim_{r \rightarrow 0} r \frac{\partial p}{\partial r} = -\frac{q\mu}{2\pi kh} \dots\dots\dots(F.108)$$

Con la cual, para fines prácticos, se obtiene la misma solución que con la condición (2). Se utiliza la aproximación anterior, con lo cual se facilita bastante el problema planteado. Si se define la variable:

$$y = \frac{\phi\mu cr^2}{4kt} \dots\dots\dots(F.109)$$

A la cual se le llama transformación de Boltzmann¹⁷², se expresa la presión como función de esta variable únicamente; es decir la ecuación F.93, que es una ecuación diferencial parcial, se transforma en una ecuación diferencial ordinaria. De la ecuación F.109 se obtiene:

$$\frac{\partial y}{\partial r} = \frac{2y}{r} \dots\dots\dots(F.110)$$

$$\frac{\partial y}{\partial t} = -\frac{y}{t} \dots\dots\dots(F.111)$$

se aplica la regla de la cadena:

$$\frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\partial p}{\partial y} \frac{\partial y}{\partial r}, \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{\partial p}{\partial y} \frac{\partial y}{\partial t} \dots\dots\dots(F.112)$$

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} = \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{\partial p}{\partial y} \frac{\partial y}{\partial r} \right) = \frac{\partial p}{\partial y} \frac{\partial^2 y}{\partial r^2} + \frac{\partial y}{\partial r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{\partial p}{\partial y} \right) \dots\dots\dots(F.113)$$

pero,

$$\frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{\partial p}{\partial y} \right) \left[\frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{\partial p}{\partial y} \right) \right] \frac{\partial y}{\partial r} = \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} \frac{\partial y}{\partial r} \dots\dots\dots(F.114)$$

por lo tanto:

$$\frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{\partial p}{\partial y} \right) \left[\frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{\partial p}{\partial y} \right) \right] \frac{\partial y}{\partial r} = \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} \frac{\partial y}{\partial r} \dots\dots\dots(F.115)$$

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} = \frac{\partial p}{\partial y} \frac{\partial^2 y}{\partial r^2} + \frac{\partial y}{\partial r} \left[\frac{\partial^2 p}{\partial y^2} \frac{\partial y}{\partial r} \right] \dots\dots\dots(F.116)$$

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} = \frac{\partial p}{\partial y} \frac{2y}{r^2} + \frac{4y^2}{r^2} \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} \dots\dots\dots(F.117)$$

se sustituye el término $\frac{\partial p}{\partial r}, \frac{\partial^2 p}{\partial r^2}, \frac{\partial p}{\partial t}$, en la ecuación F.93, se simplifica y se usa el signo de derivadas ordinarias puesto que p queda únicamente en función de y :

$$y \frac{d^2 p}{dy^2} + (1+y) \frac{dp}{dy} = 0 \dots\dots\dots(F.118)$$

por otra parte, de las condiciones (3) y (2), y considerando la ecuación F.109 se tiene, respectivamente:

$$\lim_{y \rightarrow \infty} p(y) = p_i \dots\dots\dots(F.119)$$

$$\lim_{y \rightarrow 0} 2y \frac{\partial p}{\partial y} = -\frac{q\mu}{2\pi kh} \dots\dots\dots(F.120)$$

se hace $\frac{dp}{dy} = p'$, la ecuación F.118 se escribe como:

$$y \frac{dp'}{dy} + (1+y)p' = 0. \dots\dots\dots(F.121)$$

de donde,

$$\frac{dp'}{p'} + \frac{dy}{y} = -dy \dots\dots\dots(F.122)$$

se integra:

$$\ln p' + \ln y = -y + C_1 \dots\dots\dots(F.123)$$

o bien:

$$\ln \left(\frac{p' y}{C_2} \right) = -y \dots\dots\dots C_1 = \ln C_2. \dots\dots\dots(F.124)$$

$$\frac{p' y}{C_2} = e^{-y}$$

por lo tanto:

$$p' = \frac{dp}{dy} = C_2 \frac{e^{-y}}{y}. \dots\dots\dots(F.125)$$

de las ecuaciones F.120 y F.125:

$$\lim_{y \rightarrow 0} 2C_2 e^{-y} = -\frac{q\mu}{2\pi kh} \dots\dots\dots(F.126)$$

por tanto:

$$C_2 = -\frac{q\mu}{2\pi kh} \dots\dots\dots(F.127)$$

se substituye esta expresión en la ecuación F.125:

$$\frac{dp}{dy} = -\frac{q\mu}{2\pi kh} \frac{e^{-y}}{y} \dots\dots\dots(F.128)$$

se integra esta ecuación con el uso de la condición F.119, se obtiene:

$$p = p_i - \frac{q\mu}{4\pi kh} \int_{\infty}^y \frac{e^{-\alpha}}{\alpha} d\alpha = p_i - \frac{q\mu}{4\pi kh} Ei(-y) \dots\dots\dots(F.129)$$

(α : variable muda). Por lo tanto:

$$p = p_i - \frac{q\mu}{4\pi kh} Ei\left(-\frac{\phi\mu cr^2}{4kt}\right), \dots\dots\dots(F.130)$$

donde por definición:

$$Ei(-y) = \int_{\infty}^y \frac{e^{-\alpha}}{\alpha} d\alpha \dots\dots\dots(F.131)$$

La cual es la función integral exponencial. Para valores del argumento menores de 0.0025 la función anterior se aproxima por:

$$Ei(-y) = \ln y + 0.5772. \dots\dots\dots(F.132)$$

La ecuación F.130 es la solución de la ecuación F.93, con las condiciones indicadas. A la ecuación F.130 se le conoce como “*Solución fuente lineal continua*”. Finalmente queda:

$$p(r,t) = p_i - \frac{q\mu}{4\pi kh} \left[\ln\left(\frac{\phi\mu cr^2}{4kt}\right) + 0.5772 \right]. \dots\dots\dots(F.133)$$

Las unidades de las ecuaciones anteriores se conocen como unidades de Darcy, las cuales son las siguientes: $p[atm]$, $q\left[\frac{cm^3}{s}\right]$, $\mu[cp]$, $k[darcys]$, $h[cm]$, $c[atm^{-1}]$, $t[s]$

- b) Yacimiento cilíndrico volumétrico, gasto constante en el pozo, el cual se encuentra en el centro del yacimiento, gasto cero en la frontera externa y presión Inicial uniforme. Se resuelve la Ec. F.93 con las condiciones (1) y (2):

$$P_D = \frac{k_i(r_{eD}\sqrt{S})I_0(r_D\sqrt{S}) + I_1(r_{eD}\sqrt{S})k_o(r_D\sqrt{S})}{S^{3/2} [I_1(r_{eD}\sqrt{S})k_1(\sqrt{S}) - I_1(\sqrt{S})k_1(r_{eD}\sqrt{S})]} \dots\dots\dots(F.134)$$

cuya anti transformada de Laplace es la solución del problema original.

- c) Yacimiento cilíndrico, gasto constante en el pozo y presión constante en la frontera externa, la solución es :

$$q = \frac{2\pi kh(p_e - p)}{\mu L \ln\left(\frac{r_e}{r}\right)} \dots\dots\dots(F.135)$$

que es la ecuación conocida de flujo radial, lo que significa que, para el problema planteado, se llega a presentar el régimen permanente a partir de un determinado tiempo de explotación.

F.7 Resumen

Los principios físicos que permiten describir matemáticamente el flujo de fluidos en un medio poroso son en importancia: (a) Ley de la conservación de la masa, (b) Ley de Darcy o cualquier otra ecuación de movimiento y (c) una ecuación de estado. Algunas de las consideraciones que se toman para el desarrollo de esta ecuación son: (1) fluido ligeramente compresible, (2) gradiente de presión pequeño, (3) flujo cilíndrico, (4) no hay variación vertical de la presión, (5) son despreciados los efectos gravitacionales cuando se utiliza la Ley de movimiento (flujo Isotérmico, régimen laminar), (6) la permeabilidad es constante, (7) temperatura constante en el yacimiento, (8) la compresibilidad es constante y pequeña, (9) viscosidad constante, (10) la porosidad del yacimiento cambia con la presión, pero permanece constante con respecto a la posición, medio poroso incompresible (espesores uniformes), (11) fluido en una sola fase y (12) la Ley de Darcy es válida (flujo laminar). Esta ecuación se obtiene al combinar una ley de movimiento y una ecuación de estado, con la ecuación de la continuidad.

En éste **Apéndice F** se presenta la ecuación de continuidad en coordenadas cilíndricas y coordenadas cartesianas, la Ley de movimiento de Darcy, una ecuación de estado, así como también, la ecuación de difusión en coordenadas cilíndricas, en forma vectorial y en coordenadas cartesianas, mas aún, se presentan algunas soluciones a la ecuación de difusión.

DETALLES DE ESTA TESIS

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

CUALQUIER DETALLE SOBRE ESTA TESIS POR FAVOR ENVIARLO AL CORREO ELECTRÓNICO DE JOSÉ DAVID GUZMÁN ARÉVALO:

arevalos2002@hotmail.com

O A LOS CORREOS ELECTRÓNICOS DE LOS DOCTORES: JORGE ALBERTO ARÉVALO VILLAGRÁN Y/O VÍCTOR HUGO ARANA ORTIZ, jarevalov@pep.pemex.com , vharana@pep.pemex.com, RESPECTIVAMENTE.