



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**EVALUACIÓN DE LA
PRODUCTIVIDAD DE UN POZO
PRODUCTOR DE GAS, MEDIANTE
PRUEBAS DE PRESIÓN**

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERA PETROLERA

PRESENTA

PAMELA JOCELYN CHAVERO RAMÍREZ



**DIRECTOR:
ING. ISRAEL CASTRO HERRERA**

MÉXICO D. F., CIUDAD UNIVERSITARIA, 2012

AGRADECIMIENTOS

A MIS PADRES: JULIO ENRIQUE Y MARIA DEL CARMEN

Papá, mamá, nombres tan sencillos de pronunciar pero que siempre enaltecen de orgullo mi hablar por la fortuna de ser su hija y con su ayuda mi meta alcanzar.

A quienes me han heredado el tesoro más valioso que pueda dársele a una hija.

A quienes sin escatimar esfuerzos me han formado y educado

A quienes la ilusión de su existencia ha sido verme convertido en persona de provecho

Con todo mi amor, cariño y orgullo les doy gracias por su apoyo para mi formación profesional.

A LOS PROFESORES DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA:

A quienes he tenido el agrado de conocer, por su plausible labor, y en forma particular a mi director de Tesis el Ing. Israel Castro Herrera y a los Sinodales por su valioso tiempo dedicado a la revisión de éste trabajo.

A MI QUERIDO NIÑO: LEONARDO

Eres la razón de mi existir, la persona más importante en mi vida. Mil gracias porque muchas cosas de mi cambiaron con tu llegada. Ilusiones trajiste a mi vida y junto con ella la dicha para mí de saber el significado de la palabra "MAMA".

A LA UNAM:

A la máxima casa de Estudios,
mi Alma Mater,
La Universidad Nacional Autónoma de México,
mi segundo hogar,
por quien portaré y enalteceré orgullosamente el
título de Universitario.

"Toda victoria se convierte en
derrota si no es el comienzo de
una nueva lucha"

ÍNDICE

RESUMEN	i
ABSTRACT.....	iii
INTRODUCCIÓN.....	v
OBJETIVO.....	vii
C A P I T U L O 1. DEFINICIONES Y CONCEPTOS FUNDAMENTALES	1
1. CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE GAS EN BASE A LOS HIDROCARBUROS QUE CONTIENEN Y POR DIAGRAMAS DE PRESIÓN-TEMPERATURA	3
1.1. Yacimientos de gas seco.....	4
1.2. Yacimientos de gas húmedo	5
1.3. Yacimientos de gas y condensado.....	6
1.3.1. Zona de condensación retrograda	8
1.3.2. Presión de rocío retrógrada. P_{roc}	8
1.3.3. Condensación y vaporización	9
2. PROPIEDADES Y CORRELACIONES DEL GAS NATURAL Y DEL GAS CONDENSADO.....	10
2.1. Mol y fracción mol.....	10
2.2. Peso molecular aparente de una mezcla de gases.....	10
2.3. Densidad relativa del gas	12
2.4. Factor de desviación de los gases reales.....	14
2.5. Factor de volumen del gas de formación, B_g	15
2.6. Coeficiente de compresibilidad isotérmico del gas,.....	16
2.6.1. Coeficiente de compresibilidad isotérmica, para un gas ideal	16
2.6.2. Coeficiente de compresibilidad isotérmica para un gas real, c_g	17
2.7. Coeficiente de la viscosidad del gas, μ_g	18
2.8. Viscosidad de una mezcla de gases.....	20
3. INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN.	21
3.1. Índice de productividad.....	23
3.2. Curvas IPR.....	23
3.3. Eficiencia de flujo	24
3.4. Causas de la baja productividad de los pozos	25
3.4.1. Capacidad de flujo ($k_g * h$)	25
3.4.2. Baja energía disponible	25
3.4.3. Acumulación de líquido en los pozos (hold up)	25
3.4.4. Alta viscosidad del fluido.....	26
3.4.5. Daño a la formación.....	26
4. DAÑO A LA FORMACIÓN Y LOS MECANISMOS QUE LO GOBIERNAN	27
4.1. Reducción de la permeabilidad	27
4.2. Reducción de la permeabilidad relativa del gas	28
4.3. Alteración de la viscosidad de los fluidos.....	28

5. PSEUDO- DAÑOS.....	29
5.1. Debido a la invasión de fluidos, S_a	29
5.2. Disparos, S_p	30
5.3. Debido a penetración parcial, S_c	31
5.4. Debido a la inclinación del pozo, S_θ	32
5.5. Bloqueo por condensados, S_G	32
5.6. Debido al flujo a alta velocidad, D_q	33

**C A P I T U L O 2. EVALUACIÓN DEL DAÑO Y EL POTENCIAL DE UN POZO PRODUCTOR DE GAS
MEDIANTE, PRUEBAS DE PRESIÓN35**

6. INTRODUCCIÓN A LA EVALUACIÓN AL DAÑO A LA FORMACIÓN.....	37
7. PRUEBAS DE PRESIÓN.....	41
7.1. Tipos de pruebas de presión	43
7.1.1. <i>Pruebas de decremento de presión</i>	44
7.1.2. <i>Pruebas de incremento de presión</i>	45
7.1.3. <i>Pruebas de gasto múltiple</i>	46
7.2. Implicaciones de la pruebas actuales.....	46
7.2.1. <i>Radio de investigación</i>	47
7.2.2. <i>Regiones de tiempo en las gráficas de las pruebas</i>	48
7.2.3. <i>Efecto de almacenamiento</i>	49
8. EVALUACIÓN DEL DAÑO MEDIANTE PRUEBAS DE PRESIÓN	51
8.1. Fundamentos para pruebas de presión en pozos de gas.....	52
8.1.1. <i>Observaciones de la ecuación fundamental de flujo para el caso de explotación de hidrocarburos y explotación de aguas subterráneas.</i>	53
8.2. Ecuación General del flujo.....	53
8.2.1. <i>Periodos de flujo</i>	55
8.2.2. <i>Ecuación de flujo de gas en términos de pseudo-presión, $m(p)$</i>	56
8.2.3. <i>Ecuación de flujo de gas en términos de presión, p</i>	57
8.2.4. <i>Ecuación de flujo de gas en términos de presión cuadrada, p^2</i>	57
8.3. Flujo no-darciano	57
8.4. Análisis de pruebas de decremento a gasto constante.....	59
8.4.1. <i>Comportamiento de la presión</i>	60
8.4.2. <i>Análisis del flujo transitorio en términos de p_{wf}</i>	61
8.4.3. <i>Análisis del flujo transitorio en términos de p^2</i>	62
8.4.4. <i>Análisis del flujo transitorio en términos de $m(p)$</i>	62
8.4.5. <i>Análisis del flujo transitorio en términos de $m(p)$ para gasto múltiples</i>	63
8.5. Análisis de pruebas de incremento de presión	65
8.5.1. <i>Comportamiento de la presión</i>	65
8.5.2. <i>Análisis del flujo transitorio en términos de p_{wf}</i>	67
8.5.3. <i>Análisis del flujo transitorio en términos de p^2</i>	68
8.5.4. <i>Análisis del flujo transitorio en términos de $m(p)$</i>	68
8.5.5. <i>Pseudo-tiempo para pruebas de incremento</i>	69
8.6. Pseudo-funciones normalizadas.....	71
8.6.1. <i>Pseudo-funciones normalizadas de presión y tiempo</i>	71
8.7. Pozos fracturados hidráulicamente	73
8.7.1. <i>Patrones de flujo en pozos hidráulicamente fracturados</i>	73
8.7.2. <i>Métodos especializados en la prueba de presión post-fractura</i>	74

9. PRUEBAS DE POTENCIAL DE FLUJO EN POZOS DE GAS	79
9.1. Teoría del análisis de pruebas de potencial de pozo	79
9.1.1. Ecuación teórica para el análisis de las pruebas de potencial en pozos productores de gas	79
9.1.2. Ecuación empírica para el análisis de las pruebas de potencial en pozos productores de gas	82
9.2. Tiempo de Estabilización	82
9.3. Análisis de las Pruebas de Potencial	84
9.3.1. Prueba de flujo después de flujo.	84
9.3.2 Técnica de análisis de Rawlins-Schellhardt	84
9.3.3 Técnica de Houpeurt	86
9.4. Prueba de un solo punto	86
9.4.1 Técnica de análisis de Rawlins-Schellhardt	87
9.4.2 Técnica de Houpeurt	87
9.5. Prueba Isocronal.....	87
9.5.1 Técnica de análisis de Rawlins-Schellhardt	89
9.5.2 Técnica de Houpeurt	89
9.6. Prueba isocronal modificada	90
9.6.1. Prueba isocronal modificada con punto en flujo estabilizado	90
9.6.2. Prueba isocronal modificada sin punto en flujo estabilizado	92
C A P I T U L O 3. CASO DE ANALISIS	97
10. ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN DISPONIBLE	99
10.1. Ubicación.....	99
10.2. Estado mecánico del pozo.....	100
10.3. Análisis cromatográfico de gas.....	102
10.4. Caracterización estática	103
10.5. Caracterización dinámica	104
11. ANÁLISIS DE LA PRUEBA DE PRESION-PRODUCCION	105
11.1. Objetivo de la prueba de presión	106
11.2 Análisis de la prueba de incremento de presión	108
11.3. Análisis de las pruebas de decremento de presión.....	109
11.4. Análisis del daño por flujo turbulento.....	113
11.5. Análisis de curvas IPR	114
11.6. Análisis de la envolvente de fases.....	116
CONCLUSIONES	118
REFERENCIAS.....	120

RESUMEN

Esta tesis empieza con la presentación de una introducción y objetivo, que es fundamentalmente es analizar la productividad de un pozo a partir de pruebas de presión, con la apoyo de un software para interpretación de pruebas de presión.

En el primer capítulo se presentan los fundamentos y conceptos básicos referentes a la ingeniería de yacimientos de gas, necesarios para este trabajo. Se presenta la clasificación de los yacimientos de gas en base a los hidrocarburos que almacenan y por diagramas de Presión-Temperatura. Conocer el comportamiento pVT y un estudio del proceso de agotamiento de estos yacimientos es necesario para comprender las fases del flujo de fluidos y este análisis ayuda a planear una explotación óptima de los mismos. Dentro del tema de la ingeniería de producción se analizan las caídas de presión más importantes en un sistema de producción, se define el concepto de índice de productividad y de manera gráfica se analiza el comportamiento de este parámetro. Se describen los posibles motivos de una baja productividad en los pozos; una de estas causas es el daño a la formación y se explica ampliamente en el siguiente tema.

Se comenta los mecanismos que originan la presencia del daño en la formación asociados a los diversos trabajos a los que son sometidos los pozos para su explotación (perforación, terminación, reparación, producción y/o estimulación); es preciso abordar el tema de "factores de pseudo-daño", que en esta tesis se define como una discretización cuantitativa de efecto de daño total, esta discretización se utiliza para analizar que factor de pseudo-daño aporta un mayor daño al daño total. Los factores de pseudo-daño pueden ser calculados mediante ecuaciones y/o métodos numéricos.

En el capítulo dos, se hace mención de la importancia que tienen las pruebas de presión tanto en la industria de los hidrocarburos como en la industria de los sistemas de abastecimiento y acuíferos, que en este último caso, se conocen como pruebas de bombeo, este tipo de pruebas poseen los mismos principios teóricos, para obtener información similar en formaciones saturadas con agua subterránea; a si mismo se presentan de forma general los tipos y objetivos de pruebas de presión en pozos productores de gas, haciendo énfasis en la pruebas para un solo pozo; se explican las implicaciones al llevarse a cabo este tipo de pruebas (radio de investigación, regiones de tiempo y efecto de almacenamiento).

Una vez que se han sido identificados, en el capítulo anterior, los mecanismo y tipos de pseudo-daño, se realiza la estimación del daño mediante pruebas de presión en pozos productores de gas con los diferentes tipos de pruebas para un solo pozo (incremento, decremento, etc), proporcionando los modelos matemáticos derivados del método de solución fuente lineal a la ecuación de difusividad para un yacimiento homogéneo con

EVALUACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD DE UN POZO PRODUCTOR DE GAS, A PARTIR DE PRUEBAS DE PRESIÓN

flujo de fluidos en régimen transitorio. Se presentan las técnicas para el análisis de pruebas de presión en pozos fracturados hidráulicamente. En este capítulo también se abarca el tema de pruebas de potencial en pozos de gas por medio de dos métodos: el empírico, el cual ha sido muy utilizado en mucho tiempo en la industria petrolera; y el teórico, que requiere de las propiedades del gas y un algoritmo de programación para su aplicación; por último, se presenta brevemente una serie de particularidades que pueden presentarse al realizar una prueba de presión.

El capítulo tres se realiza un caso de aplicación de una prueba de presión con datos de presión, tiempo y gasto reales para un pozo en específico, y se lleva a cabo un análisis de sensibilidad entre el daño mecánico y el pseudo-daño por flujo turbulento. Por medio del análisis de sensibilidad, se analiza que operación podría resultar mejor estrategia en la tarea de corregir a medida de lo posible, el daño a la formación.

Finalmente, se presentan las conclusiones y recomendaciones que se generaron al desarrollar el presente trabajo, tratando en la medida de lo posible, como aportación adicional, crear conciencia a todas aquellas personas que se desenvuelven en la industria petrolera, que siempre será mejor evitar el daño a la formación, que corregirlo.

Las referencias bibliográficas se presentan al final de de este trabajo.

ABSTRACT

This work of investigation begins with an introduction and an objective, which is mainly to analyze the productivity of a gas well beginning with pressure testing supported by interpretation software.

First chapter introduces basic concepts and foundations concerning to the gas reservoir engineering which are required to this work. Below is shown the classification of the gas reservoirs based on hydrocarbons stored, also they are classified into Pressure-Temperature diagrams. This analysis helps to understand the phases of fluid flow and to plan an optimum exploitation of them, because it explains the pVT behavior and the process of exhaustion of the gas reservoirs.

Within the issue of production engineering are analyzed the most important pressure drops in a production system, also it is shown the concept of productivity index, and it is analyzed graphically the behavior of this parameter. After that it is described the possible reasons for low productivity wells; one of them is formation damage, it is fully explained in next issue.

Later are discussed the mechanisms that cause the presence of formation damage associated with several works applied to the wells for their exploitation (drilling, completion, maintenance, production and/or stimulation). It is necessary address the issue "pseudo-skin" in this thesis they are defined as a quantitative discretization effect of total skin; the discretization is common to analyze which pseudo-skin factor contribute with a major damage to the total skin.

In chapter two, is mentioned the importance of the pressure testing, not only in the hydrocarbon industry but also in the industry supply system and aquifers, in the last case are known as "pumping test"; these kind of tests have the same theoretical principles to obtain similar information in saturated formation with groundwater.

Also generally are shown kinds and objectives of the pressure testing in gas wells, emphasizing testing in a single well. This work explains implications of those kinds of testing (radius of investigation, time regions on test plots and wellbore-storage effect).

Once identified mechanisms and kinds of "pseudo skins" in last chapter, the estimate of skin is performed trough gas pressure wells testing, with different kinds of examinations in a single well (buildup test, flow test, etc.) providing mathematical model which derive from the method of "Line-Source" solution to the diffusivity equation for homogeneous reservoir with transient flow".

Moreover, are shown technics for the analysis of pressure testing in hydraulically fractured well. This chapter also addresses the issue of potential testing on gas wells by two methods: the empirical, which has been long used in the oil industry; and theoretical method which requires gas properties and an algorithm program for its application. Finally are briefly presented particularities which could happen when performing a pressure test.

Chapter three presents an application case of pressure testing with pressure, time and rate real data for a specific well, also is performed a sensitivity analysis between the mechanical skin and pseudo-skin for turbulent flow. Through sensitivity analysis, is inferred what kind of operation could be the best strategy in the task of correcting, as well as possible, the formation skin.

Finally this work presents conclusions and recommendations that were generated developing the investigation, trying as far as possible, as an additional contribution, arise awareness in all people who have a relationship with oil industry, because is always better avoid skin formation, that solve it.

Bibliographical references are presented at the end of this work.

INTRODUCCIÓN

Hoy en día, a pesar de la necesidad de sustituir el uso de combustibles fósiles por energías renovables, los hidrocarburos sigue siendo el combustible con mayor consumo en el mundo; debido a esto, existe una gran necesidad de mantener un abastecimiento a nivel global.

Dentro de este entorno, México no es la excepción, ya que siendo éste un país petrolero, y teniendo como soporte principal de su economía la comercialización de hidrocarburos, se ha visto en la necesidad de mantener una producción que satisfaga los requerimientos de su propio consumo y el de sus demandantes.

En las próximas décadas, el mundo afrontará dos asuntos energéticos cruciales: la necesidad de contar con más electricidad y de disponer de más energía líquida para alimentar los motores de combustión interna. Estas nuevas necesidades surgen a raíz del aumento de la población mundial y de la creciente demanda de energía en los países en desarrollo. El gas natural desempeña un rol importante en lo que respecta a la satisfacción en la generación de energía eléctrica.

Las reservas mundiales estimadas por BP¹⁰ en 2011 ascienden a 187.14 trillones de metros cúbicos, que son aquellas que podrían ser producidas con la tecnología actual; la distribución se muestra en la Fig. i. De acuerdo con esta estadística México posee reservas por 0.5 trillones de metros cúbicos; cabe mencionar que este valor no ha cambiado significativamente desde el 2007.

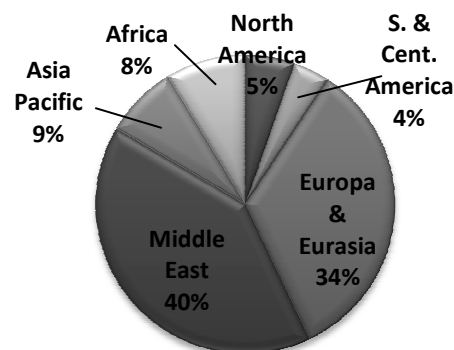


Fig. i Distribución de las reservas mundiales de gas natural en el 2010¹⁰

EVALUACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD DE UN POZO PRODUCTOR DE GAS, A PARTIR DE PRUEBAS DE PRESIÓN

Las reservas en México reportadas por Pemex en 1 Enero del 2011, se estiman en 17.3 billones de pies cúbicos, donde 6.5 billones de pies cúbicos, son de gas no asociado. La distribución de las reservas probadas en México se muestra en la Fig. ii.

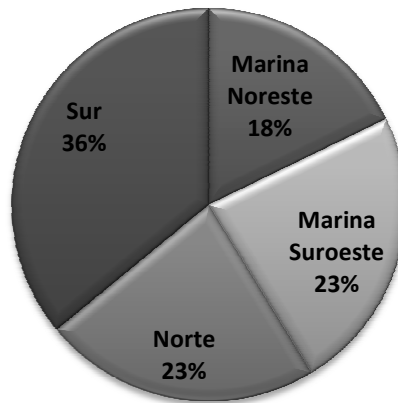


Fig. ii Distribución de las reservas de México de gas natural en el 2010 por regiones²

La necesidad de optimizar la explotación de los yacimientos originó la realización de estudios sobre el comportamiento y las causas que propician que un yacimiento no aporte el volumen de hidrocarburos que se espera; un claro resultado del estudio fue la determinación de la existencia de una reducción de la producción, asociada a una caída de presión adicional durante el flujo de los fluidos, como consecuencia de la interacción de un sin número de factores que limitan su entrada al pozo, y cuya aparición inicia simultáneamente a la perforación del propio pozo.

OBJETIVO

La presente tesis tiene como objetivo general analizar el impacto del daño a la formación en la productividad de un pozo productor de gas, mediante pruebas de presión, así mismo, distinguir qué tipo de daño es el que predomina; con el fin de discutir las medidas pertinentes para tratar ese daño predominante.

CAPITULO 1

DEFINICIONES Y CONCEPTOS FUNDAMENTALES

1. CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE GAS EN BASE A LOS HIDROCARBUROS QUE CONTIENEN Y POR DIAGRAMAS DE PRESIÓN-TEMPERATURA

Los parámetros que se considera de utilidad para esta clasificación son aquellos que se obtienen en el laboratorio, usando muestras representativas y simulando el comportamiento de los fluidos durante el agotamiento de presión.

Para los yacimientos de gas, un análisis cromatográfico es de igual importancia que un análisis pVT; este se debe realizar al momento de descubrir un nuevo yacimiento. Un análisis cromatográfico es una técnica de separación de gases, que se basa en las diferentes velocidades con que se mueve cada uno de los componentes del gas a través de un medio poroso, arrastrado por un disolvente en movimiento. Que tiene como objetivo conocer la composición del gas producido.

En la Fig. 1 se presentan diagramas Presión vs. Temperatura típicos de las cinco clasificaciones generales de hidrocarburos en el yacimiento; son:

- Aceite negro
- Aceite volátil
- Gas y condensado
- Gas húmedo
- Gas seco

Se observa que la temperatura del yacimiento es muy importante en la clasificación de fluidos.

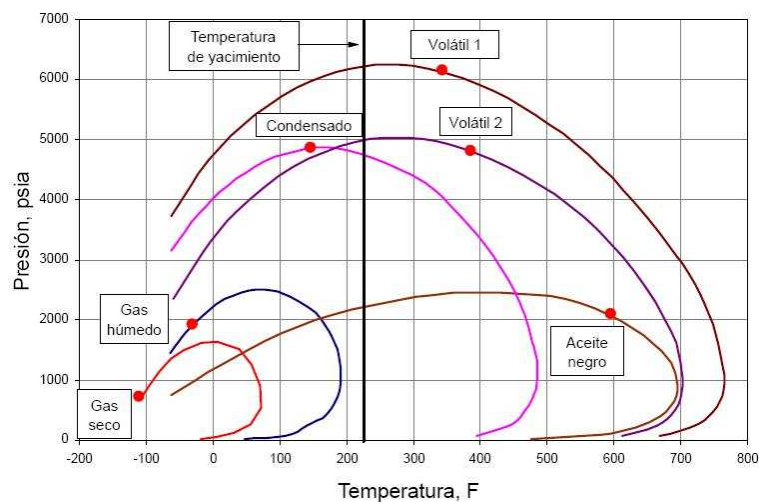


Fig. 1 Diagrama Presión-Temperatura de diferentes hidrocarburos en el yacimiento.

Composiciones típicas del gas.- La composición de gas producido puede estar en varios rangos de composiciones, incluso dos pozos de gas en el mismo yacimiento puede tener diferentes composiciones.

En la Tabla 1, se muestra la composición típica de gas producido en los diferentes tipos de yacimientos de gas no asociado. Este tipo de yacimientos de gas se subdividen en:

- Yacimientos de gas seco
- Yacimientos de gas húmedo
- Yacimientos de gas y condensado

La diferencia entre este tipo de yacimientos no siempre es clara y precisa, por lo tanto, las conclusiones acerca del comportamiento del yacimiento basadas únicamente en el tipo de fluidos presentes, deben considerarse como tentativas. Solamente un estudio detallado de la naturaleza del sistema de hidrocarburos y el proceso de agotamiento del yacimiento, puede producir resultados correctos en relación a clasificar el tipo de hidrocarburos que se están produciendo.

Tabla 1. Composiciones típicas de mezclas provenientes de yacimientos de gases de hidrocarburos.²

COMPONENT E	GAS SECO	GAS HUMEDO	GAS CONDENSADO
C ₁	96.0	90.0	75.0
C ₂	2.0	3.0	7.0
C ₃	1.0	3.0	4.5
iC ₄ – nC ₄	0.5	3.0	3.0
iC ₅ – nC ₅	0.5	1.0	2.0
C ₆	-	0.5	2.5
C ₇ +	-	1.5	6.0
Mc ₇ +	-	115	125
RGA, PCN/BI	-	26,000	7,000
°API *	-	60	55
Color *	-	Incoloro Amarillo	Amarillo claro

*Líquido del Tanque

Saber la composición del gas también es importante para simular el comportamiento del yacimiento, este tipo de simulación se le conoce como simulación composicional y toma en cuenta el comportamiento de las fases de los fluidos o los cambios en su composición debido a la presión.

1.1 Yacimientos de gas seco

Como se observa en la Tabla 1, los yacimientos de gas seco contienen principalmente metano (%C₁ > 90) con pequeñas cantidades de pentano y componentes más pesados

(%C₅₊ < 1). Debido al alto contenido de componentes volátiles del gas seco, la condensación del líquido sólo se alcanza a temperaturas bajo 0°C.

El diagrama de fases de la Fig. 2 muestra el comportamiento de la presión y temperatura de un gas seco. La temperatura de los yacimientos de gas seco es mucho mayor a la temperatura cricondentérmica y ni a condiciones de yacimiento ni de superficie, durante el agotamiento de presión del yacimiento, se entra a la región de dos fases, por lo que la mezcla de hidrocarburos se encuentra siempre en fase gaseosa.

Teóricamente los yacimientos de gas seco no producen líquidos en superficie, sin embargo, la diferencia entre un gas seco y un gas húmedo es arbitraria y generalmente se considera seco, cuando se producen hidrocarburos con una relación gas-líquido (RGA) mayor de 20,000 m³/m³ y con API mayor de 57.

Cabe mencionar, que del gas seco se puede extraer cierta cantidad de líquidos por medio de procesos criogénicos (enfriamiento).

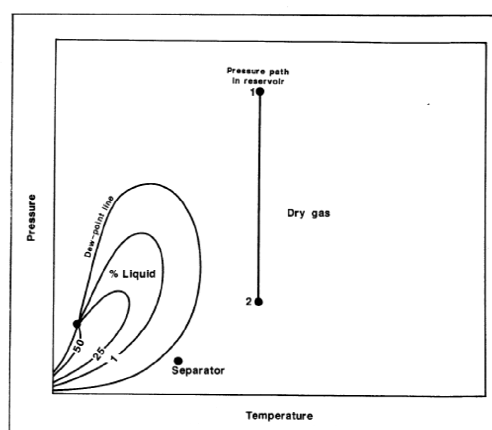


Fig. 2 Diagrama de fases para un gas seco típico con la línea de reducción isotérmica de la presión del yacimiento, y condiciones en separador.¹

1.2 Yacimientos de gas húmedo

Como se observa en la Tabla 1, los gases húmedos se caracterizan por un mayor contenido de componentes intermedios y pesados que los gases secos. El término "Húmedo" proviene de las condiciones de separación en superficie, la mezcla de hidrocarburos cae en la región de dos fases dando como resultado una RGA entre 10,000 a 20,000 m³/m³; el líquido del tanque tiende a ser incoloro (similar a la gasolina natural), con gravedad API de entre 45 y 57.

Los yacimientos de gas húmedos difieren de los yacimientos de gas condensados en lo siguiente:

- No ocurre condensación retrógrada durante el agotamiento de presión durante la vida productiva del yacimiento.
- Tiene menos cantidad de componentes pesados.
- La cantidad de líquido condensado en el separador es menor.

En el ejemplo de la Fig. 3, se considera que las condiciones iniciales del yacimiento de presión y temperatura están representadas en el Punto 1, a estas condiciones, la mezcla se encuentra en fase gaseosa. Mientras la presión declina a lo largo de la (línea, 1 – 2) a una temperatura constante, es evidente que la mezcla permanece en estado gaseoso. Además, durante el agotamiento de presión, la composición del fluido producido no cambia. Esto se cumple porque la temperatura a condiciones de yacimiento es mayor que la cricondentérma. Al producir los gases hasta las condiciones de separación (Punto, Separator) los gases entran en la región de dos fases y un cierto volumen producido es condensado.

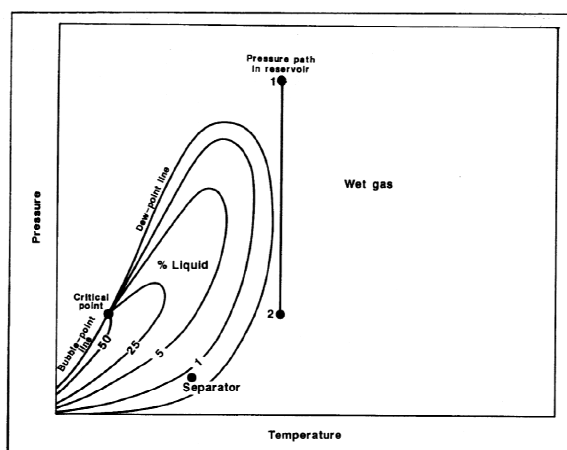


Fig. 3. Diagrama de fases para un gas húmedo típico con la línea de reducción isotérmica de la presión del yacimiento, y condiciones de separador.¹

1.3 Yacimientos de gas y condensado

Como en el caso de los yacimientos de gas seco y húmedo, la composición de un yacimiento con gas y condensado, sigue siendo predominantemente de metano (>60%, Tabla 1), sin embargo, la cantidad de hidrocarburos pesados es considerablemente mayor. Por lo anterior, se considera que un gas condensado es un gas con líquido disuelto.

La mezcla de hidrocarburos a las condiciones iniciales de presión y temperatura (punto 1 en la Fig. 4) se encuentra en fase gaseosa y en algunas ocasiones puede encontrarse en el punto de la presión de rocío.

La temperatura en este tipo de yacimientos, se encuentra entre la temperatura crítica y la cricondentérma, por abatimiento de presión después de un determinado tiempo de

explotación, ocasiona que cuando se alcance la presión de rocío (punto 2), las fracciones más pesadas de la mezcla se condensan en los poros del yacimiento, fenómeno que ocasionará cambios en la composición del gas producido

Los fluidos que fluyen en el pozo, hacia el tanque de almacenamiento, sufren una fuerte reducción de presión y temperatura, provocando, que el fluido entre rápidamente en la región de dos fases para llegar a superficie con las siguientes características:

- La RGA se encuentra entre los 500 y 15,000 m^3/m^3
- Gravedad API del condensado: 42-57°
- El contenido de metano del gas condensado es mayor o igual a 60% y el $\text{C}_{7+} < 12.5\%$

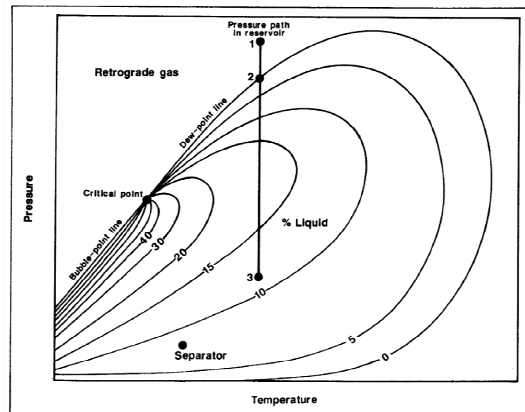


Fig. 4 Diagrama de fases para un gas retrogrado típico con la línea de reducción isotérmica de la presión del yacimiento, y condiciones de separador.¹

Entre más rico en componentes pesados (C_{7+}) sea el gas condensado menor es la RGA y la gravedad API del condensado; además, el color se torna oscuro. Moses⁴ informa que se conocen condensados negros con gravedad API de 29°, aunque son una excepción. Los condensados con una alta gravedad API presentan un color cristalino (como el agua).



Fig. 5 Muestras de condensado del separador y de fondo de pozo.

Los valores bajos de gravedad API y colores más oscuros en los condensados, son indicadores de que contienen alta proporción de componentes pesados en la mezcla.

1.3.1. Zona de condensación retrograda

El área gris de la Fig. 6 es conocida como zona de condensación retrograda. Cuando la presión disminuye isotérmicamente hasta llegar a esta zona, el gas forma una fase líquida. El adjetivo retrogrado hace referencia a una condensación del gas con un comportamiento inverso a lo habitual.

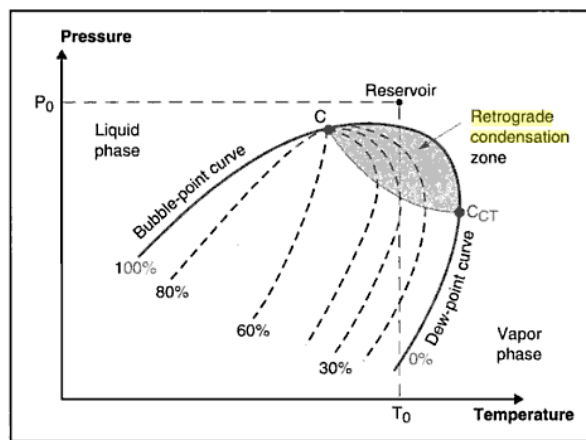


Fig. 6 Diagrama de fases donde se muestra la zona de condensación retrograda⁵

1.3.2. Presión de rocío retrógrada. P_{roc} ⁶

La curva de rocío retrógrada de la Fig. 6 es típica para un gas condensado. La importancia del conocimiento de la presión de rocío retrógrada reside en que a presiones por debajo de ella empieza a ocurrir condensación retrógrada del líquido. En las Fig. 7, 8 y 9 se explica el comportamiento de la presión de rocío al modificar la temperatura del yacimiento, densidad API y la RGA del condensado.

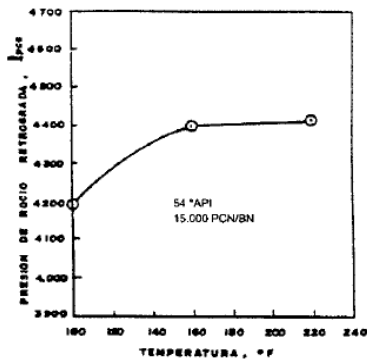
De estas figuras se concluye lo siguiente:

- A medida que incrementa la temperatura, aumenta la P_{roc}

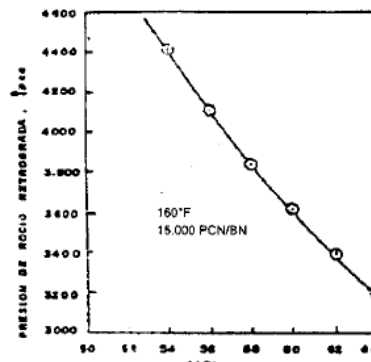
$$T \uparrow \rightarrow P_{roc} \uparrow$$
- A medida que los grados API del condensado aumenta, disminuye la P_{roc} .

$$^{\circ}API \uparrow \rightarrow P_{roc} \downarrow$$
- A medida que incrementa la RGA, disminuye la P_{roc}

$$^{\circ}RGA \uparrow \rightarrow P_{roc} \downarrow$$



temperatura
retrograda.⁶



gravedad °API
rocío retrograda.⁶

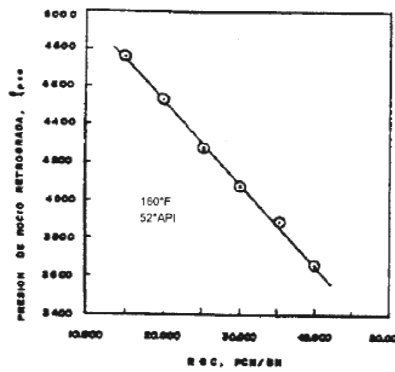


Fig. 9 Efecto de la relación gas-condensado sobre la presión de rocío retrograda.⁶

1.3.3. Condensación y vaporización⁶

Cuando un yacimiento de gas condensado entra en la región de dos fases, ocurriendo la llamada condensación retrógrada de las fracciones pesadas e intermedias, estas fracciones se depositan como liquido en los porosos de la roca; los hidrocarburos así depositados no logran fluir hacia los pozos ya que raramente se alcanza la saturación critica del líquido. El efecto dañino de permitir la condensación retrógrada, es perjudicial ya que se depositan las fracciones más pesadas de la mezcla y por lo tanto, se pierde la parte de mayor valor económico del yacimiento, ya que el fluido que se continúa extrayendo se empobrece en tales fracciones, y por otro lado la permeabilidad relativa al gas disminuye provocando una disminución de la productividad.

Al seguir disminuyendo la presión, se alcanza la condensación retrógrada máxima, y empieza a ocurrir una re-vaporización del condensado. Esta re-vaporización produce un aumento en la RGA y en la °API. Pero el condensado retrógrado no se re-vaporiza totalmente aunque se tengan bajas presiones de agotamiento. Esto se debe a que solo se alcanza la presión de rocío normal a presiones por debajo de la atmosférica (al vacío).

2. PROPIEDADES Y CORRELACIONES DEL GAS NATURAL Y DEL GAS CONDENSADO

Los análisis de laboratorio son la vía más apropiada para determinar las propiedades físicas y químicas de una mezcla particular de hidrocarburos; sin embargo, en ausencia de datos de laboratorio las correlaciones representan una alternativa practicable para estimar propiedades de los fluidos presentes en el yacimiento.⁶

Los métodos sugeridos para estimar propiedades físicas, abarcan desde correlaciones sencillas hasta ecuaciones de estado.

En la Tabla 2 se listan las propiedades físicas de los componentes puros, evaluadas a condiciones estándar de 14.7 lb/pg²abs y 60 °F. Estos componentes, presentan su formula química, peso molecular, temperatura, volumen y presión crítica, densidad del líquido y del gas (para componentes más ligeros que el pentano). Estas propiedades se utilizan en cálculos que se basan en reglas de mezclado para estimar pseudo propiedades de una mezcla de gases, incluyendo el peso molecular aparente y la densidad relativa del gas. Las propiedades físicas requeridas para estudios de ingeniería de yacimientos y de producción, se describen a continuación.

2.1 Mol y fracción mol

Una libra-mol, es una medida de la cantidad de materia, una masa en libras igual al peso molecular (por ejemplo, una lbm-mol de metano pesa 16.043 lbm).

La fracción mol de un componente puro en una mezcla es el número de libras masa-mol, lbm-mol, de ese componente dividido por el número total de moles de todos los componentes de la mezcla. Para un sistema con n-componentes, la fracción mol se define como:

$$y_i = \frac{n_i}{\sum_1^n n_i} \quad (2.1)$$

En donde, y_j es la fracción mol del componente j , n_i es el número de lbm-moles del componente j y n es el número de componentes en el sistema.

2.2 Peso molecular aparente de una mezcla de gases

Una de las principales propiedades del gas es el peso molecular aparente. Estrictamente no se debe hablar del peso molecular de una mezcla de diferentes

hidrocarburos, en este caso es preferible hablar del peso molecular aparente. Si y_i representa la fracción mol del componente n de una mezcla de gases, el peso molecular aparente se define matemáticamente por la siguiente ecuación:

$$M_g = \sum_1^n y_j M_j \quad (2.2)$$

donde:

M_g : peso molecular aparente de la mezcla de gases [lbm/lbm-mol]

M_j : peso molecular del componente j de la mezcla de gas [lbm/lbm-mol]

y_j : fracción mol en la fase de gas del componente j [fracción]

n : número de componentes en cada mezcla

Tabla. 2 Propiedades físicas de componentes del gas natural y del gas condensado¹

Compuesto	Formula	Peso Molecular lbm/lbmol	Temp. Crítica °R	Presión Crítica Psi	Vol. Crítico pie ³ /lbm	Densidad a 60 °F		Temp. Normal Ebull. °F	Factor Acéntrico
						Gas lbm/MPC	Líqu. Lbm/gal		
Metano	CH ₄	16.043	343.37	667.8	0.0991	42.28	2.5	-258.73	0.0104
Etano	C ₂ H ₆	30.070	550.09	707.8	0.0788	79.24	2.962	-127.49	0.0986
Propano	C ₃ H ₈	44.097	666.01	616.3	0.0737	116.20	4.223	-43.75	0.1524
n-Butano	nC ₄ H ₁₀	58.124	765.65	550.7	0.0702	153.16	4.865	31.08	0.2010
i-Butano	iC ₄ H ₁₀	58.124	734.98	529.1	0.0724	153.16	4.686	10.78	0.1848
n-Pentano	nC ₅ H ₁₂	72.151	845.7	488.6	0.0675	190.13	5.251	96.92	0.2539
i-Pentano	iC ₅ H ₁₂	72.151	829.1	490.4	0.0679	190.13	5.199	82.12	0.2223
n-Hexano	nC ₆ H ₁₄	86.178	913.7	436.9	0.0688	227.09	5.526	155.72	0.3007
n-Heptano	nC ₇ H ₁₆	100.205	972.8	396.8	0.0691	264.05	5.728	209.16	0.3498
n-Octano	nC ₈ H ₁₈	114.232	1024.22	360.6	0.0690	301.01	5.883	258.21	0.4018
n-Nonano	nC ₉ H ₂₀	128.259	1070.68	332.0	0.684	337.98	6.008	303.47	0.4455
n-Decano	nC ₁₀ H ₂₂	142.286	1112.10	304.0	0.0679	374.94	6.112	345.48	0.4885
Dióxido de Carbono	CO ₂	44.010	547.90	1071.0	0.0342	115.97	6.886	-106.26	0.335
Nitrógeno	N ₂	28.013	227.60	493.0	0.0514	89.77	6.58	-320.45	0.040
Sulfuro de Hidrogeno	H ₂ S	34.076	672.70	1300.0	0.0459	73.80	6.73	-76.50	0.095

2.3 Densidad relativa del gas⁸

La densidad relativa de un gas, γ_g , se define como la relación entre la densidad del gas y la del aire. Ambas densidades medidas o expresadas a las mismas condiciones de presión y temperatura. Normalmente la presión y temperatura estándar se usan en la definición de densidad relativa del gas:

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{\text{aire}}} \quad (2.3)$$

donde:

γ_g : densidad de la mezcla de gases [lbm/ft³]

γ_{aire} : densidad del aire [lbm/ft³]

A condiciones estándar, el aire y el gas seco se comportan de acuerdo a la ley de los gases ideales (baja presión y temperatura moderada). Bajo estas condiciones, se emplea la definición de número de moles, ($n=m/M$), densidad ($\rho=m/V$), y la ecuación de estado para gases ideales para el aire y el gas, entonces la densidad relativa de una mezcla de gases se puede expresar como:

$$\gamma_g = \frac{\frac{\rho M}{RT}}{\frac{\rho_{\text{aire}} M_{\text{aire}}}{RT}} = \frac{M}{M_{\text{aire}}} \quad (2.4)$$

γ_g = densidad relativa del gas (aire =1.0),

M_{aire} = peso molecular del aire e igual a 28.9625 [lbm/lbm-mol]

La Ec. 2.4 considera un gas ideal, que es razonable a condiciones estándar, su empleo en la definición para gases reales y mezcla de gases reales es muy común en la industria del gas natural.

En los cálculos de las propiedades de los fluidos se utilizan tres tipos de densidades relativas del gas, por lo que es conveniente distinguirlas.

- Densidad del gas producido γ_g
- Densidad del gas disuelto γ_{gd}
- Densidad del gas libre γ_{gf}

En la Fig. 10 se muestra un ejemplo de un sistema de separación, la densidad relativa que generalmente se tiene como dato es la del gas producido (γ_g). Cuando no se tiene como dato se puede calcular de la siguiente manera:

$$\gamma_g = \frac{\sum_1^m \gamma_{gi} q_{gi}}{q_g} \quad (2.5)$$

donde:

- m: número de etapas de separación
 γ_g : densidad relativa del gas en la salida del separador i
 q_{gi} : gasto de gas a la salida del separador i [$\text{ft}_{\text{gas}}^3 @ \text{c.s.} / \text{día}$]

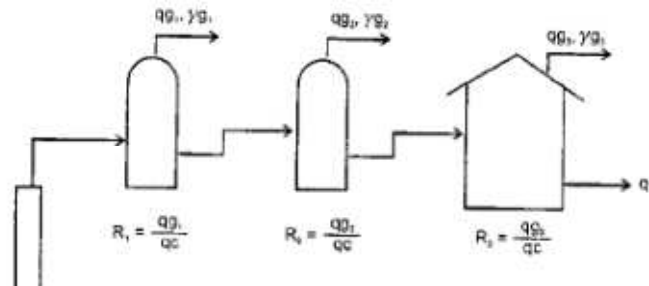


Fig.10 Sistema de separación de gas-condensado en tres etapas⁶

La densidad relativa del gas disuelto puede obtenerse con la correlación de Katz.

$$\gamma_{gd} = 0.25 + 0.02 \text{ } ^\circ\text{API} + R_s \times 10^{-6} 0.6874 - (3.5864)(\text{ } ^\circ\text{API}) \quad (2.6)$$

El gas que primero se libera es principalmente el metano ($\gamma_g=0.55$). Al declinar la presión se vaporizan hidrocarburos con mayor peso molecular, aumentando tanto γ_{gf} como γ_{gd} . Por tanto: $\gamma_{gd} \geq \gamma_{gf} \geq 0.55$ el valor de la densidad relativa del gas libre puede obtenerse de un balance másico:

$$W_g = W_{gd} + W_{gf} \quad (2.7)$$

donde:

W_g : gasto másico total de gas producido [$\text{lbm}/\text{día}$]

W_{gd} : gasto másico del gas disuelto [$\text{lbm}/\text{día}$]

W_{gf} : gasto másico del gas libre [$\text{lbm}/\text{día}$]

R_x : relación de solubilidad [$\text{lbm}/\text{día}$]

R_s : relación de solubilidad gas en aceite [$\text{lbm}/\text{día}$]

$$W_g = R_x \frac{\text{ft}_{\text{g}}^3 @ \text{c.s.}}{\text{bl}_{\text{o.c.s.}}} q \frac{\text{bl}_{\text{o.c.s.}}}{\text{día}} \times 0.0764 \frac{\text{lb}_{\text{aire}}}{\text{ft}_{\text{g}}^3 @ \text{c.s.}} \gamma_g \frac{\frac{\text{lb}_{\text{gd}}}{\text{ft}_{\text{g}}^3 @ \text{c.s.}}}{\frac{\text{lb}_{\text{aire}}}{\text{ft}_{\text{g}}^3 @ \text{c.s.}}} \quad (2.8)$$

$$W_{gd} = R_s \frac{\text{ft}_{\text{g}}^3 @ \text{c.s.}}{\text{bl}_{\text{o.c.s.}}} q \frac{\text{bl}_{\text{o.c.s.}}}{\text{día}} \times 0.0764 \frac{\text{lb}_{\text{aire}}}{\text{ft}_{\text{g}}^3 @ \text{c.s.}} \gamma_{gd} \frac{\frac{\text{lb}_{\text{gd}}}{\text{ft}_{\text{g}}^3 @ \text{c.s.}}}{\frac{\text{lb}_{\text{aire}}}{\text{ft}_{\text{g}}^3 @ \text{c.s.}}} \quad (2.9)$$

$$W_{gf} = (R_x - R_s) \frac{\text{ft}_g^3 @ \text{c.s.}}{\text{bl}_{\text{o.c.s.}}} q_o \frac{\text{bl}_{\text{o.c.s.}}}{\text{día}} \times 0.0764 \frac{\text{lb}_{\text{aire}}}{\text{ft}_g^3 @ \text{c.s.}} \gamma_g \frac{\frac{\text{lb}_{\text{gd}}}{\text{ft}_g^3 @ \text{c.s.}}}{\frac{\text{lb}_{\text{aire}}}{\text{ft}_g^3 @ \text{c.s.}}} \quad (2.10)$$

Sustituyendo las ecuaciones 2.8, 2.9 y 2.10 en la ecuación 2.7, se tiene:

$$0.07464 = Rq\gamma_g = 0.0764R_s q_o \gamma_{gd} + 0.0764(R - R_s) q_o \gamma_{gf} \quad (2.11)$$

Resolviendo para γ_{gf}

$$\gamma_{gf} = \frac{R\gamma_g - R_s\gamma_{gd}}{R - R_s} \quad (2.12)$$

El numerador de esta ecuación debe ser positivo, dando que $R > R_s$, por lo tanto el valor de γ_g que se use como dato, debe ser mayor o igual que el de γ_{gd} obtenido con la Ec. 2.6, es necesario calcular primero γ_{gd} y comparar su valor con el de γ_g y sustituir γ_{gd} por γ_g si $\gamma_g < \gamma_{gd}$.

2.4 Factor de desviación de los gases reales⁸

La ley de los gases ideales establece que la presión, temperatura, volumen y cantidad de un gas ideal se relaciona con:

$$pV = nRT \quad (2.13)$$

donde:

p: presión [lb/pg²abs]

V: volumen [ft³]

n: número de moles [lbm-mol del gas]

T: temperatura [°R]

R: constante universal de los gases e igual a 10.732 [(lb/pg²abs-ft³)/(lbm-mol-°R)]

El gas natural y el gas condensado a condiciones de flujo a través de tuberías y medios porosos a alta presión y moderada temperatura, tienen un comportamiento real y no ideal. En el comportamiento real es necesario tener en cuenta el volumen ocupado por las moléculas, las fuerzas de atracción y repulsión entre ellas. Para obtener una corrección a la ecuación general de los gases ideales, el método más popular en la industria del petróleo es el que usa el factor de compresibilidad z, también existe el método basado en ecuaciones de estado.

Para gases reales, el factor de desviación z se define como:

$$z = \frac{V_{\text{real}}}{V_{\text{ideal}}} \quad (2.14)$$

En donde, V_{real} es el volumen real de gas que corresponde a una presión y temperatura dadas específicamente, y V_{ideal} es el volumen de gas calculado con la ecuación para gases ideales (Ec. 2.13). Para gases reales, el factor de desviación z se calcula como:

$$z = \frac{pV}{nRT} \quad (2.15)$$

El factor de compresibilidad z es adimensional. Comúnmente, z es muy próxima a la unidad. Para gases cercanos al punto crítico, z se encuentra entre 0.3 y 0.4; si la temperatura y la presión aumentan el factor de compresibilidad z incrementa hasta un valor de 2 o mayor. A partir de la Ec. 2.15 se desarrollan expresiones para definir el factor de volumen de gas de formación, B_g , la densidad del gas, ρ_g , y la compresibilidad del gas, C_g .

2.5 Factor de volumen del gas de formación, B_g

El factor de volumen del gas de formación se define como la relación del volumen de una cantidad de gas a las condiciones del yacimiento, al volumen de la misma cantidad del gas a las condiciones estándar:

$$B_g = \frac{V_g @ c.y.}{V_g @ c.s.} = \frac{z_y T_y}{p_y z @ c.e. T @ c.e.} \frac{p @ c.e.}{T @ c.e.} \cong \frac{z_y T_y}{p_y} \frac{p @ c.e.}{T @ c.e.} \quad (2.16)$$

Para una $p @ cs = 14.65 \text{ lb/pg}^2 \text{ abs}$ y una $T @ cs = 60^\circ \text{F}$ (519.59°R), se tiene:

$$B_g = 0.0282 \frac{z_y T_y}{p_y} \quad (2.17)$$

En donde B_g presenta unidades de $\text{ft}^3 @ cy / \text{ft}^3 @ cs$. La Fig. 11 presenta el comportamiento isotérmico común del factor de volumen del gas de formación respecto a la presión del yacimiento.

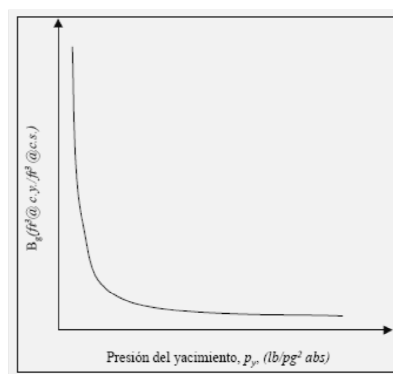


Fig. 11 Comportamiento común de B_g en función de la presión de yacimiento a temperatura constante

2.6 Coeficiente de compresibilidad isotérmica del gas, c_g

El coeficiente de compresibilidad isotérmico del gas c_g , se define como el cambio fraccional del volumen en función del cambio de presión a una temperatura constante; por ejemplo, la c_g es el decremento en fracción de volumen que ocurre debido a un incremento de una unidad en la presión:

$$c_g = \left(-\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial p} \right)_T \quad (2.18)$$

En la Ec. 2.18 se emplean las derivadas parciales en lugar de la derivada ordinaria debido a que sólo se permite cambiar una variable independiente, es decir la presión. El subíndice T indica temperatura constante. Las unidades del c_g son $1/\text{lb/pg}^2\text{abs}$ ó $1/p$. La relación de c_g respecto a la presión del yacimiento para un gas seco a temperatura constante se presenta la Fig. 12.

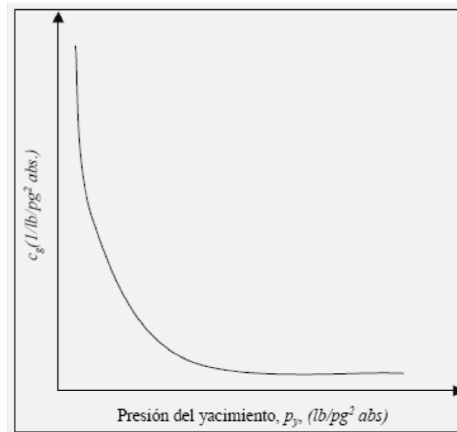


Fig. 12 Comportamiento común de c_g , como función de la presión del yacimiento y a temperatura constante

2.6.1 Coeficiente de compresibilidad Isotérmico, c_g para un gas ideal

La Ec. 2.18 se puede combinar con una ecuación que relacione el volumen y la presión con la finalidad de eliminar una de estas dos variables (p, T). Recordando la ecuación de estado para gases ideales representada por:

$$pV = nRT \quad \text{ó,} \quad (2.19)$$

$$V = \frac{nRT}{p} \quad (2.20)$$

Derivando la Ec. 2.20 respecto a, p se tiene:

$$\left(\frac{\partial V}{\partial p}\right)_T = -\frac{nRT}{p^2} \quad (2.21)$$

Combinando las Ecs. 2.18 y 2.20 se tiene,

$$c_g = -\frac{1}{V} - \frac{nRT}{p^2} \quad (2.22)$$

o para un gas ideal donde se considera $z=1$, se sustituye la Ec. 2.20 en la Ec. 2.22 y se tiene:

$$c_g = -\frac{1}{V} - \frac{nRT}{p^2} = \frac{1}{p} \quad (2.23)$$

Para un gas ideal el c_g es aproximadamente igual a $1/p$ (independiente de la temperatura). Esta expresión ($1/p$) proporciona una estimación aproximada muy útil para el cálculo de c_g , especialmente a presiones bajas. Se debe de entender que el término compresibilidad del gas, c_g , se utiliza para designar el coeficiente de compresibilidad isotérmica.

2.6.2 Coeficiente de compresibilidad isotérmico para un gas real, c_g

La siguiente ecuación de compresibilidad es la ecuación es la que comúnmente se empleada en la industria petrolera. Debido a que el factor de desviación z varía en función de la presión, entonces se considera como una variable. Para obtener una ecuación de estado, se combinan las ecuaciones del factor de desviación z con la del c_g :

$$pV = znRT \quad (2.24)$$

derivando la Ec. 2.24 respecto a p , para una temperatura constante:

$$\left(\frac{\partial V}{\partial p}\right)_T = nRT \frac{p \left(\frac{\partial z}{\partial p}\right)_T - z}{p^2} \quad (2.25)$$

y se sabe que,

$$c_g = \left(-\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial p}\right)_T \quad (2.26)$$

Sustituyendo la Ec 2.25 y 2.26 dentro de la ecuación 2.24, se tiene:

$$c_g = \left(-\frac{p}{znRT} \frac{nRT}{p^2} p \left(\frac{\partial V}{\partial p}\right)_T\right) - z \quad (2.27)$$

o

$$c_g = \left(\frac{1}{p} - \frac{1}{z} \frac{\partial z}{\partial p}\right)_T \quad (2.28)$$

Para el caso especial de un gas ideal, donde el factor de desviación z es una constante igual a la unidad, la derivada parcial del factor de desviación z con respecto a p es igual a cero, y la Ec. 2.28 se convierte en la Ec. 2.23. La derivada parcial, $(\delta z/\delta p)_T$, es la pendiente del factor de desviación z cuando se grafica contra la presión a temperatura constante.

La Fig. 13 muestra que presiones bajas, el factor z decrece conforme la presión se incrementa. Por lo tanto, la derivada parcial del factor z con respecto a la presión p es negativa, y la c_g es alta; sin embargo, el factor z se incrementa con el aumento de la presión, y la derivada parcial del factor de desviación z con respecto a la presión p es positiva originando que la c_g sea menor. Por ejemplo, si se tiene una presión de 14.7 lb/pg₂abs (condiciones estándar) se tiene que la $c_g = 3 \times 10^{-6} \text{ (lb/pg}^2\text{abs)}^{-1}$.

Para un gas a presiones bajas, la expresión $(\delta z/\delta p)_T$ presenta un valor negativo, y la Ec. 2.28 se transforma en:

$$c_g = \left(\frac{1}{p} + \frac{1}{z} \frac{\partial z}{\partial p} \right)_T \quad (2.29)$$

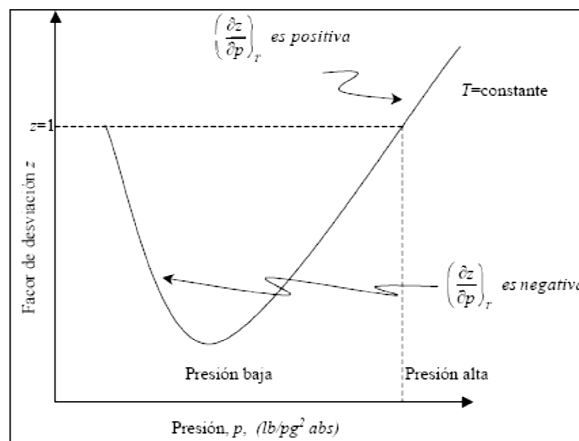


Fig. 13 Comportamiento del factor de compresibilidad z a diferentes presiones.

2.7 Coeficiente de la viscosidad del gas, μ_g

El coeficiente de viscosidad es una medida de la resistencia al flujo ejercida por un fluido. Si se mide el esfuerzo cortante, cuando un fluido se encuentra en movimiento entre dos placas paralelas, en donde una placa se mueve con respecto a la otra placa para un gasto cualquiera, se puede encontrar que el esfuerzo cortante es directamente proporcional al gasto, es decir.

$$\tau_{xy} \propto \frac{\partial v}{\partial y} \quad (2.30)$$

en donde τ_{xy} es el esfuerzo constante que se ejerce en alguna dirección y sobre la superficie del fluido, a una distancia constante y con una velocidad v . En donde la constante de proporcionalidad se define como la viscosidad del fluido, μ , es decir:

$$\tau_{xy} = \mu_g \frac{\partial v}{\partial y} \quad (2.31)$$

Por lo tanto, la viscosidad es una medida de la resistencia que opone un fluido a fluir. Al recíproco de la viscosidad se le llama fluidez. En unidades de campo, la viscosidad se expresa en centipoises, cp , y se le denomina viscosidad dinámica. La viscosidad dinámica se determina con:

$$\mu = \rho_g \eta \quad (2.32)$$

donde:

- μ : viscosidad dinámica [cp]
- ρ_g : densidad del gas [gr/cm³]
- η : viscosidad cinemática [centistokes]

Un centistoke se define como un centipoise dividido entre la densidad; un centistoke es igual a 1 cm²/100 seg y un centipoise es igual a 1 gr/100 seg-cm.

La Fig. 14 muestra el comportamiento de la viscosidad del gas como una función de la presión del yacimiento para tres temperaturas diferentes en el yacimiento.

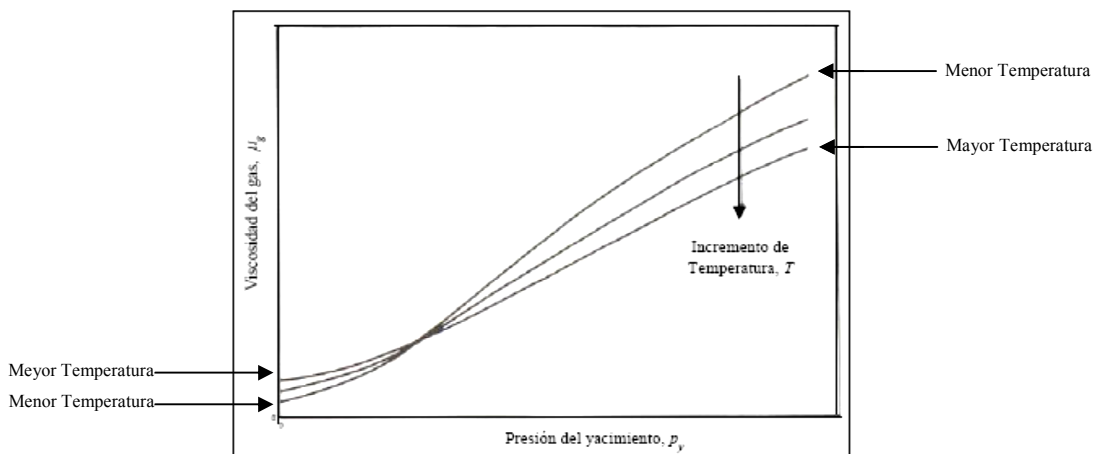


Fig. 14 Comportamiento de la viscosidad del gas en función de la presión a tres temperaturas diferentes.

La viscosidad del gas, μ_g , decrece conforme la presión del yacimiento decrece. A baja presión las moléculas de los gases están separadas y se mueven fácilmente una sobre otra. Además, a presiones bajas, la viscosidad disminuye conforme la temperatura decrece.

Por el contrario, se observa que a presiones altas la viscosidad del gas decrece conforme la temperatura aumenta.

2.8 Viscosidad de una mezcla de gases

En general, la viscosidad de un gas es mucho menor que la de un líquido, ya que las distancias intermoleculares de un gas son mayores que las de un líquido. Todos los gases o condensados tienen comportamiento reológico Newtoniano y se rigen por la ley de la viscosidad de Newton.⁶

Cuando la composición de una mezcla de gases se conoce y cuando las viscosidades de cada componente se conocen a una presión y temperatura de interés, entonces la viscosidad de la mezcla se puede calcular con:

$$\mu_g = \frac{\sum_1^n \mu_{gi} y_j M_j^{1/2}}{\sum_1^n y_j M_j^{1/2}} \quad (2.33)$$

La Fig. 15 muestra los valores de viscosidad que se suman a la viscosidad del gas calculada y toman en cuenta el efecto causado por la presencia de ácido sulfhídrico, nitrógeno o bióxido de carbono. El efecto de cada uno de los gases no hidrocarburos es incrementar la viscosidad de la mezcla de gases.

3. INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN

Todos los componentes del sistema integral de producción se pueden agrupar en un solo término: Índice de Productividad⁸, "J" y siendo el objetivo de la ingeniería de producción de hidrocarburos, el maximizar la producción de los mismos a un mínimo costo, es prioritario tener una comprensión real de las variables que controlan el índice de productividad, que se representada como:

$$J = \frac{q}{(p_{ws} - p_{wf})} \quad (3.1)$$

Para yacimientos de gas, J, se puede definir como la medida indicativa de la cantidad de gas que es capaz de producir un pozo cuando se presenta una caída unitaria de presión, en unidades de MMPCD/psi, para producción de gas.

Para llevar a cabo la extracción y el transporte de dicho fluido a la superficie, se requiere vencer las caídas de presión que se presentan a lo largo del sistema de producción, el cual puede ser relativamente simple o complicado, dicha complejidad es función del número de componentes que contenga el sistema, un ejemplo se muestra en la Fig. 15.

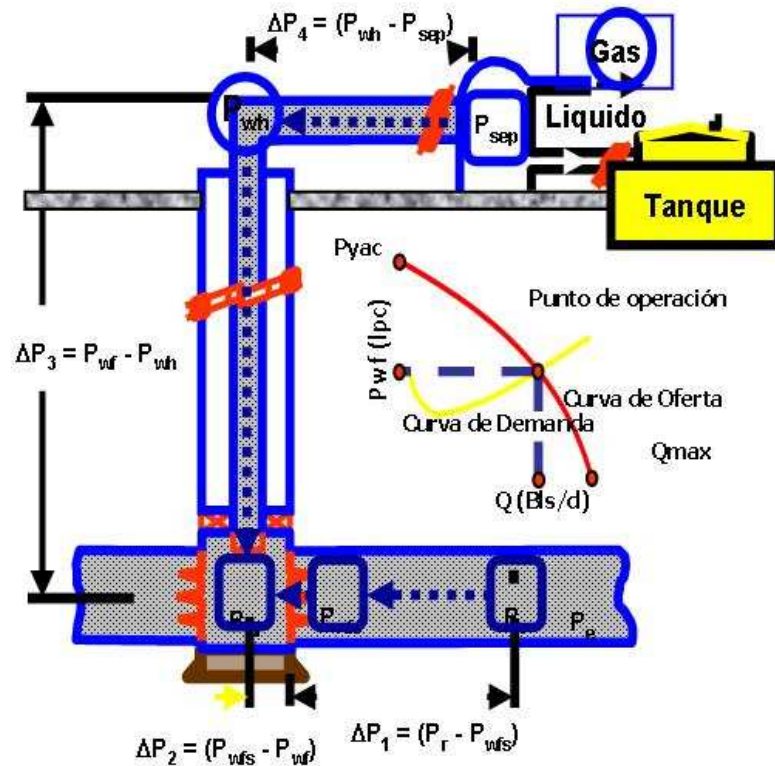


Fig. 15 Pérdidas de presión en un sistema integral de producción.

$\Delta p_1 = p_R - p_{wfs}$:	pérdida de presión en el medio poroso
$\Delta p_2 = p_{wfs} - p_{wf}$:	pérdida de presión a través de la terminación
$\Delta p_3 = p_{uR} - p_{DR}$:	pérdida de presión a través de restricciones
$\Delta p_4 = p_{usv} - p_{Dsv}$:	pérdida de presión a través de válvulas de seguridad
$\Delta p_5 = p_{wh} - p_{Dsv}$:	pérdida de presión a través de válvula superficial
$\Delta p_6 = p_{Dsc} - p_{sep}$:	pérdida de presión a través de la línea de flujo
$\Delta p_7 = p_{wf} - p_{sep}$:	pérdida de presión total a través de la línea de flujo

Analizando la figura anterior, podemos decir que la caída de presión total, Δp_T , del sistema está dada por la ecuación siguiente:

$$\Delta p_T = \Delta p_R - \Delta p_{sep} \quad (3.2)$$

donde:

q:	Volumen del producido.
p_{ws} :	Presión estática del pozo, máxima presión que se presenta en el fondo del pozo después que fue cerrado (medido de preferencia al nivel medio de disparos).
p_{wf} :	Presión de fondo fluyendo, presión que se registro en el fondo de un pozo cuando éste se encuentra produciendo a gasto constante.
Δp_t :	Caída de presión total en el sistema.
p_R :	Presión promedio del yacimiento.
p_{sep} :	Presión de separación.

Por lo que, Δp_T es la suma de todas las caídas de presión que se tienen en cada uno de los elementos del sistema. La selección de dichos elementos debe de tomar en cuenta la interacción que existe entre ellos, pues una alteración en la caída de presión en cualquiera de ellos, puede cambiar el comportamiento de la caída de presión en todos los demás.

En la Fig. 16, podemos observar que la capacidad del yacimiento en producir gas a una serie de condiciones, depende directamente de la p_{wf} . La capacidad de estos yacimientos para entregar una cierta cantidad del gas depende de p_{wf} y el comportamiento de la curva IPR. Simultáneamente la p_{wf} depende de la presión del separador y la configuración del sistema de tubería. Para determinar el potencial total de todo el sistema, es necesario calcular todas las caídas de presión mostradas en la Fig. 15.

Un método para analizar el comportamiento de un pozo, el cual tiene como objetivo evaluar la capacidad que tiene una formación productora de aportar fluidos junto con la habilidad del sistema de tuberías y equipos superficiales para manejar dichos fluidos, con cualquier combinación de componentes, es llamado "análisis nodal".

El análisis nodal divide al Sistema Integral de producción en partes, y tiene la finalidad de predecir el gasto y la presión en las uniones de las partes (llamadas nodos). Además de predecir el comportamiento de flujo en condiciones actuales, también predice el comportamiento al variar ciertos parámetros en algún nodo. El análisis nodal es un herramienta que ayuda a tomar decisiones que optimizaren la producción y recuperación del yacimiento.

Para calcular la pérdida de presión asociada con cada uno de los componentes del sistema, el método de análisis nodal utiliza correlaciones de flujo monofásico o multifásico y modelos teóricos desarrollados para varios componentes del yacimiento, terminación del pozo y equipo superficial.

3.1 Índice de productividad⁶

La mejor manera de observar como es afectado el índice de productividad es a través del análisis de la ecuación de Darcy, ya que esta explica el flujo de fluidos monofásicos en una sección de tubería o en un medio poroso y la productividad es proporcional al gasto de flujo que tiene el pozo.

$$J = \frac{703(10^{-6})k_g h \Delta p}{B_g \mu_g Z T \ln\left(\frac{0.472 r_e + s}{r_w}\right)} \quad (3.3)$$

Este Índice puede ser constante o variable esto dependerá si la p_{wf} se encuentra por arriba o por debajo de la Presión de Burbuja, por lo que el valor de J a lo largo de la vida productiva del pozo cambiará dependiendo del tiempo y la producción acumulada.

3.2 Curvas IPR

La curva IPR es una relación del comportamiento del gasto de gas respecto a la presión de fondo fluyendo (q vs. p_{wf}), otro parámetro muy importante que relaciona el gasto y las caídas de presión (Δp).

Para una mejor explotación de los yacimientos, se requiere de información temprana de pruebas de producción, donde se estima la capacidad de flujo del pozo; esta información es procesada e interpretada con base a conceptos como capacidad de afluencia del pozo (Inflow Performance Relationship, IPR).

En la Fig. 16, se muestra una curva que se puede dividir en dos partes. La primera curva indicada con el número 1, representa los índices de productividad (PI) constantes que normalmente ocurren en flujo de líquido en una sola fase por arriba de la presión del punto de burbuja. La segunda curva representada con el número 2, indica el índice de

productividad por debajo de la presión de burbujeo, debido a que en el yacimiento existe aceite y gas.

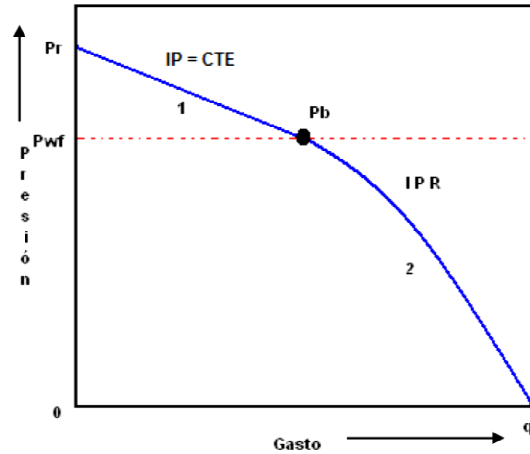


Fig. 16 Curva IPR

Las primeras pruebas de producción son esenciales para calibrar las curvas IPR de un pozo, las cuales son base principal para el dimensionamiento de las instalaciones superficiales de producción, en la literatura existen diversos métodos para predecir el comportamiento de las curvas IPR a tiempos futuros.

3.3 Eficiencia de flujo¹⁰

La eficiencia de flujo de un sistema pozo-yacimiento, puede definirse como la relación de caídas de presión debido por el daño a la formación, entre caídas de presión sin daño, haciendo que Δp_s , sea la caída de presión total debida al factor de daño "s", por lo tanto se tiene:

$$EF = \frac{P_R - P_{wf} - \Delta p_s}{P_R - P_{wf}} \quad (3.4)$$

En términos de índice de productividad:

$$EF = \frac{J_{actual}}{J_{ideal}} \quad (3.5)$$

La eficiencia de flujo depende de las condiciones de la formación; por lo que cualquier cambio en ellas alterará la distribución de presiones y consecuentemente el gasto. Cuando dichas condiciones se consideran ideales, la $EF = 1.0$; pero en general esto no es común.

3.4 Causas de la baja productividad de los pozos⁹

A partir de la Ec. 3.3 se observa que el gasto de flujo de gas es proporcional a la permeabilidad, espesor neto y la energía del yacimiento, e inversamente proporcional a la viscosidad y el daño.

Las causas de baja productividad mediante el análisis la ecuación de Darcy pueden ser:

3.4.1 Capacidad de flujo ($k_g \cdot h$)

Este factor disminuye la productividad cuando existe baja capacidad de flujo y ocurre cuando existe:

- El espesor neto del yacimiento es muy pequeño
- Baja permeabilidad al fluido
- Intervalo disparado es una sección pequeña en comparación al espesor total

Cuando la capacidad de flujo es causada por baja permeabilidad, se puede corregir con un fracturamiento hidráulico. Por otro lado, cuando el intervalo disparado es muy pequeño, a comparación del espesor del yacimiento; se puede corregir, disparando nuevos intervalos.

3.4.2 Baja energía disponible

Una baja energía disponible ocurre cuando la presión del yacimiento es muy baja y el Δp que se genera no es suficiente para la producción de fluidos. La solución a ese fenómeno podría ser mediante el mantenimiento de presión por inyección de gas al yacimiento o estimulación al pozo.

3.4.3 Acumulación de líquido en los pozos (*hold up*)

La presencia de líquidos en pozos de gas afecta negativamente el flujo de fluidos. Los líquidos pueden provenir de la condensación de hidrocarburos en el pozo (condensado) o de agua producida conjuntamente con el gas. En ambos casos, lo ideal es que el gas transporte a la fase líquida en su totalidad hacia la superficie; pero, si el gas no suministrar suficiente energía de transporte para levantar los líquidos, estos se acumulan en el fondo del pozo produciendo una contrapresión adicional sobre la formación que afecta negativamente la productividad. Este fenómeno se considera como problema en la tubería y teóricamente al realizar una limpieza al pozo, este debe producir normalmente.

En la Fig. 17 se muestra la acumulación de líquido en los pozos productores de gas, llegando hasta el escenario donde el peso de la columna de este fluido logra anular la producción.

El agua siempre aparece en los yacimientos de hidrocarburos. Por lo tanto, un conocimiento de las propiedades del agua connata o de formación es importante para el ingeniero petrolero. A nivel mundial, los pozos de petróleo producen unos 220 millones de BWPD (barriles de agua por día), aproximadamente tres barriles de agua por cada barril de petróleo.¹⁰

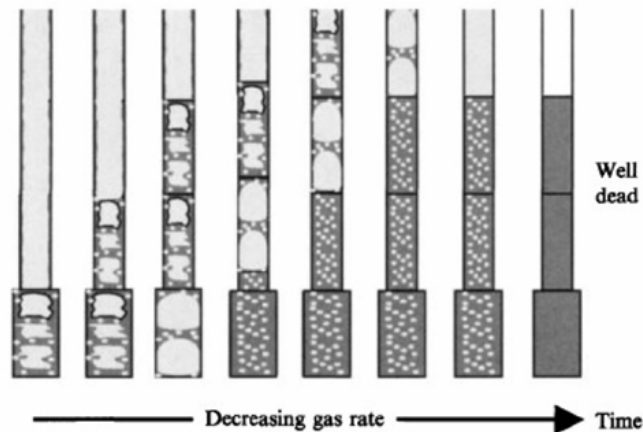


Fig. 17 Acumulación progresiva de líquido en el pozo, en un pozo productor de gas

3.4.4 Alta viscosidad del fluido

Esto se debe al tipo de fluido que está presente en el espacio poroso. Por definición, la viscosidad es una resistencia a fluir, un fluido muy viscoso, necesita una Δp mayor para mover una cantidad de fluido a cierto gasto; por otro lado, un fluido con poca viscosidad, con un mismo Δp moverá mayor cantidad de fluido con un gasto mayor.

3.4.5 Daño a la formación

Este factor es generado durante los procesos de perforación, terminación, estimulación y/o producción. En los yacimientos, se observa que una mala planificación de un proyecto de explotación, provoca un aumento del factor del daño en la formación. En la industria petrolera el daño es estimado con ayuda de análisis de pruebas de presión; en el capítulo 2 de esta tesis se aborda ampliamente la estimación del daño.

4. DAÑO A LA FORMACIÓN Y LOS MECANISMOS QUE LO GOBIERNAN ^{12,13}

El daño a la formación es una restricción al flujo que ocasiona una caída de presión¹⁵. El factor de daño total depende de una serie de factores de flujo no ideal próximo a la pared del pozo, es la razón por la que su cuantificación es una composición de estos efectos individuales.

El daño a la formación, se origina principalmente por dos fuentes:

- Debido a la invasión y el contacto de materiales extraños con el yacimiento; generalmente provenientes de las operaciones realizadas en un pozo, desde su etapa inicial de perforación hasta su etapa de recuperación secundaria, pasando por la terminación y reparación e inclusive los propios tratamientos de limpieza, ocasionando una alteración a la zona próxima del mismo, presentándose con esto una permeabilidad diferente a la original.
- Debido al proceso natural de producción de los pozos al alterarse las características originales de los fluidos producidos, o por la interacción de éstos con materiales sólidos que constituyen la roca.

Los mecanismos de daño que se presenta en la formación, se clasifican de acuerdo a la alteración que originan a las características de flujo de la formación, así como a los propios fluidos contenidos en ella.

4.1. Reducción de la permeabilidad de la formación

Cuando los conductos porosos o las fracturas naturales o inducidas pierden su capacidad de flujo, debido a la reducción del espacio vacío libre al flujo (como por ejemplo por invasión de sólidos o por hinchamiento de arcillas), se ve reducida la permeabilidad original de la formación; pues las formaciones consisten en miles de poros, que se encuentran interconectados, con diámetros que varían desde 10 y hasta 100 micrones.

Los sólidos del fluido de perforación, particularmente la barita, contienen partículas con diámetros entre los 43 y 75 micrones. Las partículas del cemento alcanzan los 80 micrones; las arcillas son partículas muy finas, que están en el rango de los 3 a 5 micrones, y muchos de los sólidos dispersos en el lodo tienen partículas del rango de los 60 micrones. Al iniciarse el proceso de formación del enjarre, estas partículas finas son transportadas por los fluidos a través del complejo sistema de conductos, que cuando la velocidad del flujo es alta, se taponan rápidamente debido a dos mecanismos:

- Si las partículas mencionadas tienen un diámetro mayor a la tercera parte del diámetro del poro, presentan la tendencia a puentearse, debido a los cambios de velocidad y dirección, forzando el flujo de los fluidos a otros poros.
- Por otra parte, el hinchamiento de las arcillas contenidas en la formación también produce taponamientos. La floculación (aglutinación de las sustancias coloidales presentes en el agua) de las mismas incrementa su movilidad. Independientemente de cómo se causa la reducción del espacio vacío, ésta afectará considerablemente la permeabilidad absoluta de la roca.

4.2. Reducción de la permeabilidad relativa al gas

La reducción de la permeabilidad relativa al gas, se origina por el incremento de la saturación de líquido cercana a la pared del pozo, como el resultado de una alta invasión de filtrado o simplemente por la conificación del agua de formación; y en el caso de yacimientos de gas y condensado, por condensación de las fracciones pesadas del gas. La geometría de los poros, asociada con el área superficial, afecta a los cambios de la permeabilidad relativa; al disminuir el volumen de poros con las partículas transportadas se aumenta su área superficial, por lo tanto las posibilidades de aumentar la permeabilidad relativa al agua aumenta con el incremento de saturación de líquido, dejando menor espacio disponible para el flujo de gas.

La disminución en la permeabilidad del gas en presencia de líquido se relaciona con una combinación de la presión capilar y los efectos adversos de permeabilidad relativa.

4.3 Alteración de la viscosidad de los fluidos.

La capacidad de flujo de la formación disminuye debido a la presencia de emulsiones en el medio poroso del yacimiento; esta alteración, ocurre como resultado de grandes cantidades de filtrado de fluidos que invaden la roca, y que además son incompatibles como los propios fluidos de la formación, propiciándose la creación de emulsiones (mezcla de fluidos inmiscibles) estables. Estas emulsiones, se forman cuando el filtrado o fluidos extraños son inyectados a la formación y se mezclan con los fluidos contenidos en ésta. Los surfactantes (sustancias que alteran la tensión superficial), en unión con sólidos finos, tienen la tendencia a estabilizar emulsiones de agua y aceite, estas emulsiones resultan ser tener una viscosidad alta; la mojabilidad del yacimiento y de las partículas transportadas son factores importantes que influyen en la estabilidad de dichas emulsiones.

5. PSEUDO-DAÑOS¹⁴

Es importante estimar los valores de los pseudo-daños presentes en los yacimientos de gas, para así conocer su aporte al factor de daño total, y por ende determinar el impacto individual que generan en la productividad del pozo, tomando en cuenta, que estos provocan caídas de presión adicionales a las de producción.

El factor de daño total, no es precisamente la suma de cada uno de estos efectos de daños individuales, pues, es además el reflejo de la existencia de algún grado de interacción entre las diferentes restricciones de flujo que puede agrandar o moderar la composición de efecto, y es precisamente la cuantificación de la interferencia entre dos o más restricciones al flujo.

A continuación se mencionaran los tipos de psuedo-daño, como se mencionó, cabe mencionar que se puede tener una forma matemática para determinar un valor del pseudo-daño presente en la formación.

Dentro de este capítulo, dado por la importancia que se tiene en los yacimientos productores de gas, se procura mayormente la estimación para el daño a alta velocidad.

5.1. Debido a la invasión de fluidos, S_a

El mantener un control de la presión durante la perforación, terminación y puesta en operación del pozo, nos conduce generalmente a realizar las operaciones en condiciones de sobre balance. Esto implica que la presión hidrostática del fluido en la pared del pozo es ligeramente mayor que la presión de la formación, el resultado de una condición de sobre balance origina una invasión de fluidos y sólidos de la pared del pozo hacia la formación. En la Fig. 18 se esquematiza la zona invadida y la zona virgen en los pozos.



Fig. 18 Modelo de una formación dañada, con dos zonas de permeabilidad diferente.

Usualmente, la distancia de invasión de fluidos se limita a distancias cortas, generalmente algunas pulgadas. Los fluidos y sólidos que invaden la formación interactúan con esta, creando un sin número de efectos que reducen la productividad del pozo.

Para calcular S_{ar} , se utiliza una modelo que relaciona la permeabilidad original, la permeabilidad alterada que se extiende desde el radio del pozo hasta el radio alterado.

5.2 Disparos, S_p ¹⁸

Los disparos establecen la comunicación de los fluidos entre la formación productora y la tubería, un disparo bien diseñado permitirá el flujo de los fluidos en forma eficiente.

Los disparos siempre ocasionan daños adicionales en la formación, puesto que cualquiera que sea el método de disparos que se utilice, éste compacta la roca alrededor de la zona atravesada por el proyectil aumentando la dureza de la superficie y reduciendo la porosidad local.

Durante la operación de disparar la tubería de revestimiento, la lechada de cemento y la propia formación, produce una zona con un espesor de 0.5 pulgada en promedio, en donde se presenta una reducción de la permeabilidad (de hasta aproximadamente un 80%), como se muestra en la Fig. 19, dando origen al efecto de daño causado por los disparos.

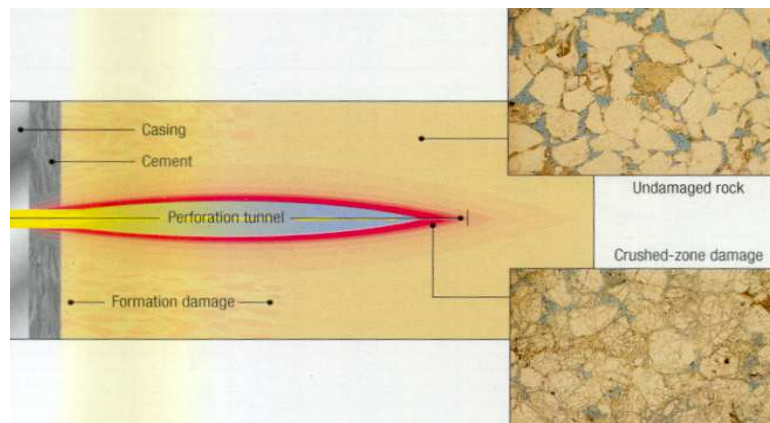


Fig. 19 Efecto de la profundidad de perforación y densidad de disparos.²²

El factor de daño ocasionado durante la penetración por disparos, S_p , depende básicamente de la geometría y de la calidad de las perforaciones. Sin embargo, otros elementos importantes se consideran, como la profundidad de penetración de los

disparos, el diámetro de la perforación, la densidad de los disparos y la distribución angular de los disparos. Existen monogramas para estimar el valor de S_p .

5.3 Debido por penetración parcial, S_c

Se dice que existe penetración parcial cuando sólo una porción del intervalo productor se dispara o está produciendo, como medida para evitar o retrasar el contacto de la zona de agua con la de hidrocarburos, para evitar la conificación de agua.

En muchos pozos el problema de la conificación de agua es un factor que restringe el intervalo productor. Sin embargo, otras razones por las que se hace necesario reducir el intervalo son:

- Cuando el pozo no puede ser perforado en todo el intervalo de producción, como medida de seguridad para el estado mecánico de pozo.
- Para evitar la producción de arena o de otras partículas.
- Durante una mala interpretación de los registros geofísicos, lo que origina un error al determinar la magnitud real de la zona productora.
- Cerrar perforaciones que no contribuyen a la producción.

Muchas de las anteriores razones son realizadas intencionalmente, diseñadas para mejorar el funcionamiento total del pozo-yacimiento, aunque no necesariamente para incrementar la productividad.

La Fig. 20 muestra la convergencia de las líneas de flujo hacia el intervalo disparado crea una caída extra de presión que es equivalente a un factor de pseudo-daño "sp".

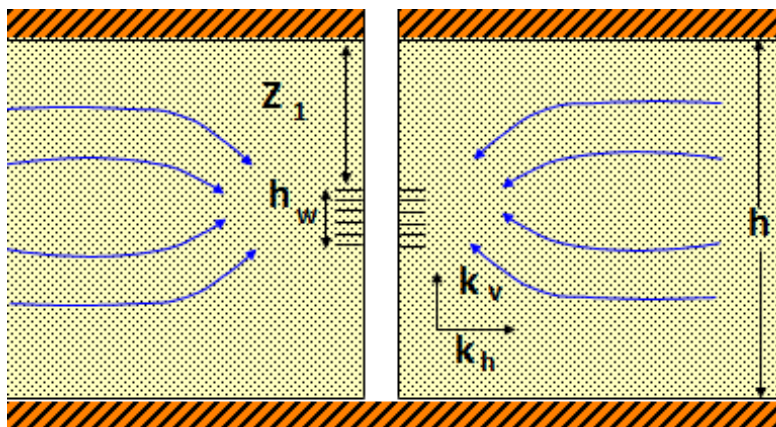


Fig. 20 Comportamiento del flujo en un pozo con entrada limitada.

Para el cálculo de S_c , se utiliza un modelo que relaciona las permeabilidades horizontales y verticales; el espesor total de la formación y el intervalo abierto al flujo.

5.4 Debido a la inclinación del pozo, S_θ ¹⁷

Al considerar un pozo inclinado totalmente penetrado, en condiciones de flujo estacionario, la desviación de un pozo, tiene un efecto directo sobre la productividad del pozo, como consecuencia de un decremento en la resistencia al flujo alrededor del pozo, al incrementarse el área de flujo; creándose un efecto de daño negativo; además de un incremento de la productividad conforme aumenta el ángulo de desviación del pozo.

Para calcular este factor de daño, se relaciona el ángulo de inclinación del pozo con el espesor efectivo de la formación y el radio del pozo. En la Fig. 21 se muestra como se incrementa el área en contacto con la formación.

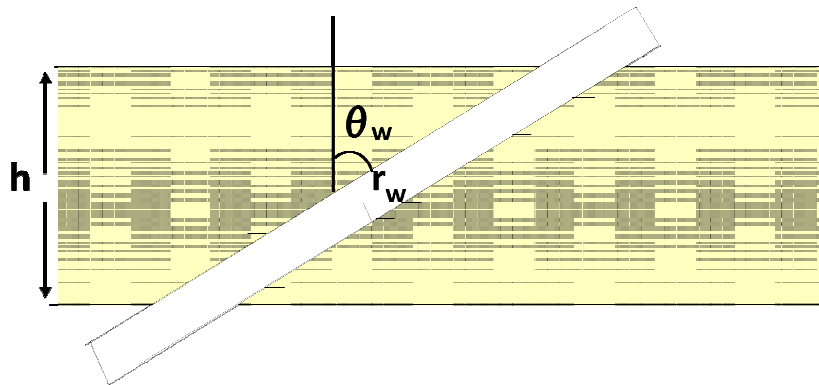


Fig. 21 Configuración de un pozo inclinado totalmente penetrado.

Cuando el pozo no está completamente penetrado se combina el modelo de pozo desviado con el de penetración parcial.

5.5 Bloqueo por condensados, S_G ¹⁹

La formación de condensado líquido cerca de la pared del pozo es consecuencia de la disminución de la presión por debajo de la presión de rocío durante la producción de un yacimiento de gas y condensado. El crecimiento progresivo del banco de condensado impide el flujo de gas hacia el pozo y causa pérdidas de componentes pesados en la superficie. Whitson y Fevang²⁰ definieron el comportamiento de flujo cercano a la pared del pozo como un bloqueo por condensado. El bloqueo por condensado puede reducir significativamente la productividad del pozo en algunos yacimientos.

La Fig. 22 muestra de forma esquematiza la zona donde existe un bloqueo por condensados, ya que el mayor efecto de un bloqueo de condensado es una disminución en la permeabilidad similar a la invasión de fluidos, el modelo es similar y relaciona la permeabilidad relativa al gas a la saturación crítica de condensado, el radio de bloqueo que se alcanza debido a la saturación crítica de condensado y el radio del pozo.

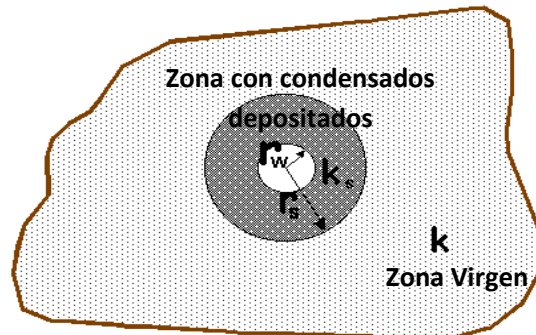


Fig. 22 Esquema de la zona con bloqueada con condensados.

5.6 Debido al flujo de alta velocidad, Dq

La ecuación de flujo de Darcy, relaciona la caída de presión necesaria para mantener el flujo a través de un medio poroso a un gasto determinado. Se ha demostrado que para altos ritmos de flujo, el comportamiento de la proporcionalidad entre flujo y caída de presión ya no se satisface. Es bien conocido que a medida que el Número de Reynolds se incrementa, la Ley de Darcy gradualmente pierde su exactitud predictiva y finalmente llega a ser completamente inválida. Froozabadi y Katz (1979) llama el flujo en estas condiciones "el flujo de alta velocidad".¹⁶

La física del efecto de alta velocidad está relacionada con las fuerzas inerciales (fuerza ficticia que explica una aceleración aparente) en el fluido, que debido a las aceleraciones y desaceleraciones convectivas (cambios de velocidad) que sufren las partículas del fluido al pasar a través de los espacios porosos, originan una pérdida de energía adicional, volviéndose gradualmente dominantes con respecto a las fuerzas viscosas. Lo anterior lleva a establecer que la caída de presión por flujo a alta velocidad se debe a dos causas; una debido a los efectos viscosos y la otra a los efectos inerciales.

Este tipo de flujo se observa típicamente en los pozos de gas cuando el flujo que va hacia el pozo alcanza velocidades que exceden el número de Reynolds para flujo laminar o Darcy, y resulta en un flujo turbulento, la Fig. 23 esquematiza las líneas de flujo turbulento y laminar. Dado que la mayoría del flujo turbulento tiene lugar en la formación cerca del pozo, el efecto de alta velocidad se considera un daño dependiente del ritmo de producción.¹⁷

El daño por flujo turbulento o de alta velocidad se calcula con pruebas de presión relacionando los distintos valores de daño que se ocasionan al cambiar el gasto en el pozo.

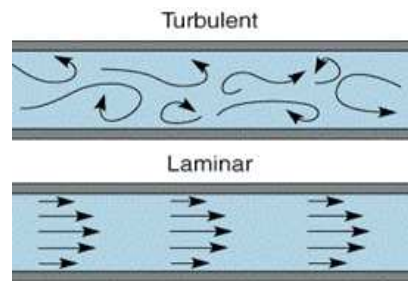


Fig. 23 Esquema de flujo turbulento y flujo laminar.

CAPITULO 2

EVALUACIÓN DEL DAÑO Y EL POTENCIAL DE UN POZO PRODUCTOR DE GAS MEDIANTE PRUEBAS DE PRESIÓN

6. EVALUACIÓN AL DAÑO A LA FORMACIÓN

Van Everdingen²³ introdujo el concepto de factor de daño, observando que las presiones medidas en los pozos frecuentemente no eran iguales a las calculadas, por lo que concluyó que se debía a restricciones al flujo alrededor del pozo, en donde ocurre una caída de presión adicional que se debe precisamente a dicho fenómeno.

La Fig. 24, se muestra el caso donde no existe ninguna alteración en la permeabilidad virgen de la formación y no hay restricción a los fluidos para entrar al pozo a través del intervalo en producción; en la Ec. 6.1 se tiene un comportamiento de la presión para la suposición antes mencionada:

$$q = \frac{703 (10^{-6}) k_g h (p_s^2 - p_w^2)}{\mu_g Z T \ln\left(\frac{0.472 r_e}{r_w}\right)} \quad (6.1)$$

Donde:

q = Mscf/day

k = permeabilidad, md

h = espesor de la formación, pies

p_s = presión estática en re, psia

p_w = presión de fondo fluyendo, psia

μ_g = viscosidad del gas, cp

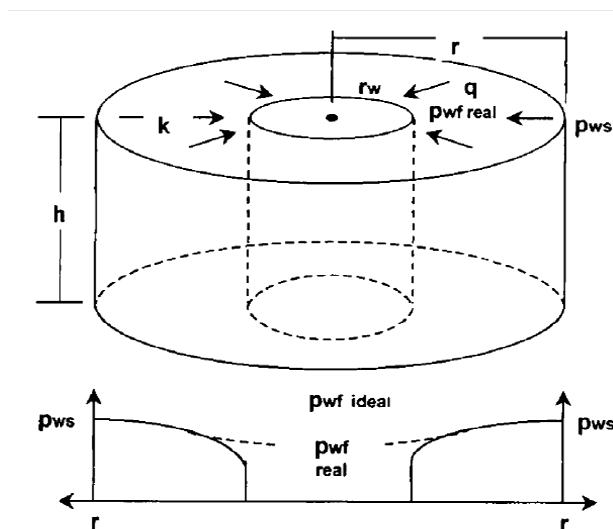


Fig. 24 Condiciones de flujo Darcy en un yacimiento radial circular²

Sin embargo, en condiciones reales, es común que exista una caída de presión adicional; ésta diferencia de presión (entre la ideal y la real o actual, con la que fluye el pozo) es debido al daño que presenta la formación. Generalmente nos referimos a éste efecto como una caída de presión (Δp_s) debido al efecto "SKIN" (s) o daño, dada por la ecuación:

$$\Delta p_s = p_{ws \text{ ideal}} - p_{wf \text{ real}} \quad (6.2)$$

La caída de presión adicional es directamente proporcional al daño e inversamente proporcional a la permeabilidad, por lo que:

$$\Delta p_{ws \text{ ideal}} = \frac{\mu_g Z T}{703(10^{-6})k_g h} s + p_{wf \text{ real}} \quad (6.3)$$

Considerando que para un pozo productor, la ecuación de Darcy en su forma más simple puede utilizarse para conocer la respuesta del pozo. Para flujo permanente, en un yacimiento cilíndrico y sustituyendo $p_{w \text{ ideal}}$ en la Ec. 6.1 se tiene:

$$q = \frac{703(10^{-6})k_g h (p_s^2 - p_w^2)}{\mu_g Z T \ln\left(\frac{0.472 r_e}{r_w}\right) + s} \quad (6.4)$$

Esta ecuación representa las condiciones reales de flujo del yacimiento al pozo, donde "s" es adimensional.

En la Ec. 6.4 se observa que para un valor grande de "s", como ya se ha indicado, es en general consecuencia de una alteración causada en la zona cercana al pozo y un valor negativo (yacimiento fracturado, pozos estimulados, etc.), causará condiciones de flujo favorables, con un consecuente incremento en la productividad del pozo.

Cada uno de los términos de la Ec. 6.4 afectara la productividad del pozo; un valor bajo de permeabilidad o un valor grande del efecto "skin" propicia una baja productividad del pozo. Es importante señalar que en condiciones normales de los pozos, sobre todo a su terminación, como se muestra en la Fig. 25, la zona de la formación cercana a la pared del pozo se encuentra dañada.

Finalmente, el efecto "SKIN" o daño a la formación productora de hidrocarburos, se define como la pérdida de productividad o inyectabilidad, parcial o total de un pozo, como resultado de un contacto de la roca con fluidos o materiales extraños, o de un tapamiento de los canales permeables asociado con el proceso natural de producción.

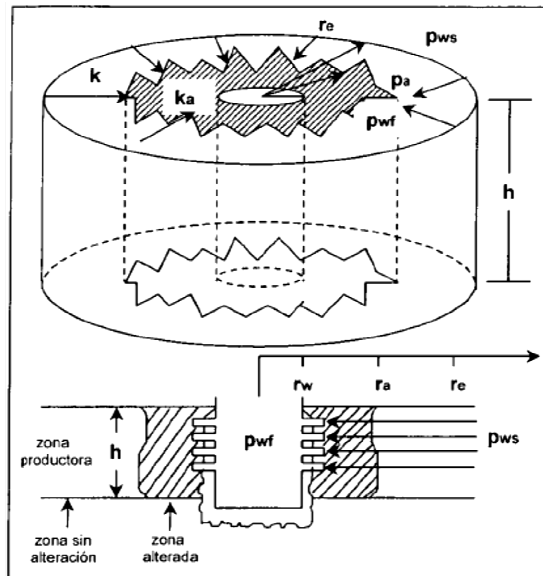


Fig. 25 Sistema típico del flujo de fluidos de un yacimiento hacia un pozo.

Por otra parte, en una gráfica de gasto contra caída de presión, como el que se muestra en la Fig. 26, se indica que dado un gasto fijo, el efecto del daño recae en mayores caídas de presión conforme $s > 0$, y se reducen substancialmente cuando $s < 0$.

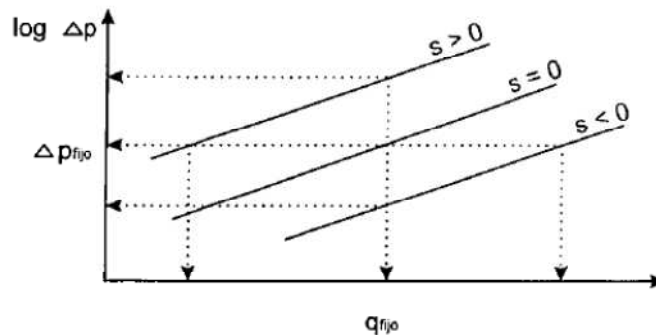


Fig.26 Variaciones del gasto con respecto al LogΔp

Para conocer el efecto que ocasiona en la presión el daño a la formación, la Fig. 27, muestra el comportamiento de la presión contra el tiempo, para diferentes condiciones de daño.

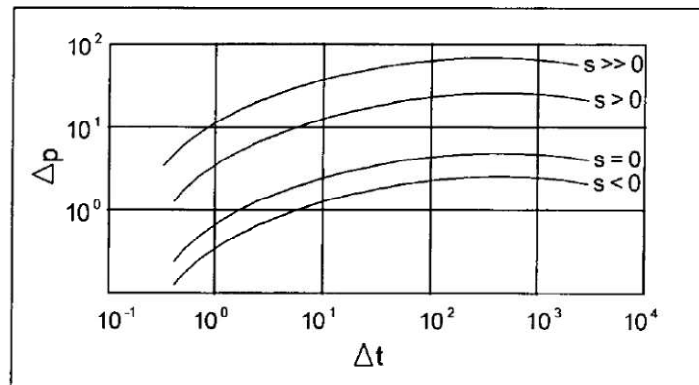


Fig. 27 Comportamiento de presión con respecto al tiempo en presencia del factor del daño.

La importancia de analizar las causas de la caída de presión que se tienen, al llevar los fluidos desde un punto en el yacimiento hacia al fondo del pozo, ya que en estas caídas de presión son las que controlan el gasto de fluidos al pozo. Para ello, se debe considerar el flujo de los fluidos desde el radio de drene del pozo hasta el intervalo perforado a través de los disparos, pasando previamente a través de la zona virgen de la formación y de la zona vecina al pozo (generalmente alterada).

Para conocer el valor del daño a la formación es necesario llevar a cabo una prueba de presión en el pozo. En el siguiente tema se explica ampliamente este tema.

7. PRUEBAS DE PRESIÓN

Las pruebas de presión consisten básicamente en generar y medir variaciones de presión en el fondo de los pozos, y su objetivo es obtener información del sistema roca-fluido. Durante la prueba se conoce la señal de entrada aplicada al yacimiento y se mide la señal de respuesta del sistema durante un período de tiempo; después los datos se aplican a un modelo matemático. En la Fig. 28 se esquematiza lo anterior.

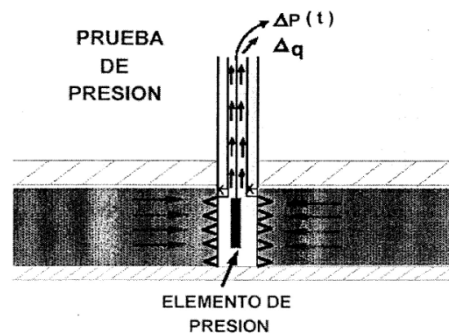


Fig. 28 Concepto de prueba de variación de presión²⁴

Se debe enfatizar que la información aportada por las pruebas de presión toma como base la información obtenida en la caracterización estática del yacimiento.

Las pruebas de presión son una excelente herramienta para obtener información valiosa del yacimiento, es importante que la prueba genere información confiable, sumado a esto, es necesaria que esta información sea procesada adecuadamente. Cuando los datos arrojados por la prueba son adecuadamente registrados e interpretados ofrecen información de gran importancia, por ejemplo:

- Estimar los parámetros de yacimiento: permeabilidad, el producto ϕC_t , y S .
- Confirmación de la interpretación geológica
- Limite del yacimiento
- Calculo de la presión promedio del área de drene
- Detecta heterogeneidades del yacimiento:
 - Presencia y/o confirmación de fallas (impermeables, semi-impermeables, conductivas)
 - Presencia y/o confirmación de cambios de facies
- Halla el grado de comunicación entre zonas del yacimiento
- Determinar el estado de un pozo (dañado)
- Estimar el volumen poroso del yacimiento V_p
- Estimar las características de una falla que interseca un pozo

- Estimar los parámetros de doble porosidad de una formación
- Determinar las condiciones de entrada de agua
- Confirmar la presencia de un casquete de gas
- Establecer el grado de comunicación de varios yacimientos a través de un acuífero común
- Estimar el coeficiente de alta velocidad en un pozo de gas
- Estimar los factores de pseudo-daño
- Estimar el avance del frente de desplazamiento en procesos de inyección.

Debido a la importancia de estas pruebas, este tipo de técnicas no solo se utilizan en la industria petrolera. En la industria de los sistemas de abastecimiento y acuíferos, estas pruebas llamadas “pruebas de bombeo”.

Una prueba de bombeo se realiza para evaluar un acuífero, estimulándolo por medio de bombeo, y observando su respuesta (descenso de nivel) en pozo(s) de observación. Una prueba de bombeo es una herramienta común utilizada en hidrogeología para caracterizar un sistema de acuíferos.

La ejecución de una prueba de bombeo responde en general a uno de los dos objetivos siguientes:

- a) Estimar la cantidad de agua que puede extraerse de un pozo bajo condiciones previamente establecidas, o sea, con propósitos de aforo. En este tipo de pruebas, basta generalmente obtener información del pozo de bombeo y de dos pozos de observación o satélites. La información que ofrece un análisis de prueba de bombeo es similar a la información de una prueba de presión, en la siguiente lista se nombran los más importantes,
 - Conductividad hidráulica
 - Transmisibilidad
 - Coeficiente de almacenamiento
 - Hallar fronteras
- b) Determinar las propiedades hidráulicas de un acuífero, para poder predecir posteriormente su comportamiento bajo situaciones diversas, evaluar la disponibilidad de recursos de agua subterránea, etcétera. En general, en este caso, es necesario obtener información de varios puntos seleccionados del acuífero, para lo cual se utilizarán varios pozos de bombeo con dos o más satélites cada uno.

Existen consideraciones importantes entre las pruebas de bombeo en acuíferos y las pruebas de presión en yacimientos de hidrocarburos, ya que los yacimientos de hidrocarburos son estructuras geológicas que están generalmente a más de 2 Km de profundidad y a presiones generalmente altas, generalmente el flujo en los yacimientos de hidrocarburos es multifásico; por otro lado, en acuíferos la profundidad es menor y las presiones no son tan altas, además de manejar casi exclusivamente una fase en el flujo.³²

7.1 Tipos de pruebas de presión

Existen diferentes tipos de pruebas, en la Tabla 3, se muestra el comportamiento del gasto y la presión con respecto al tiempo, para cada una de las pruebas:

Tabla 3 Comportamiento del gas y la presión contra tiempo en las pruebas de presión²⁴

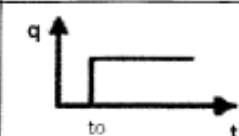
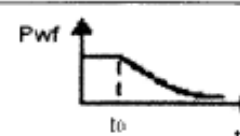
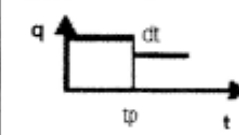
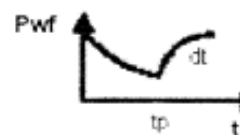
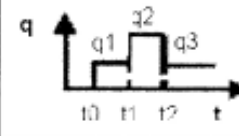

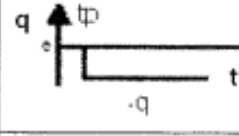
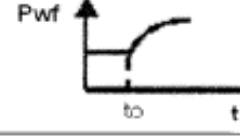
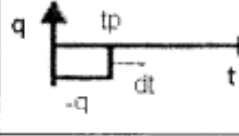
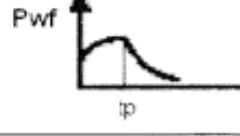
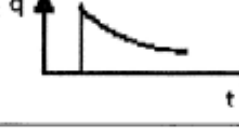
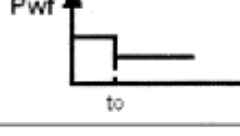

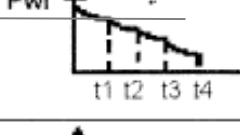
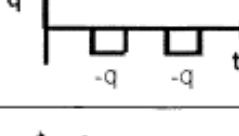
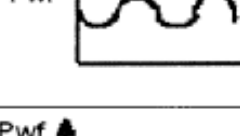
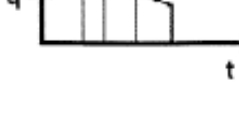
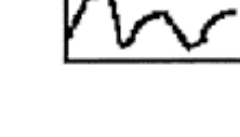
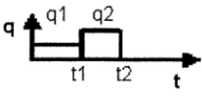
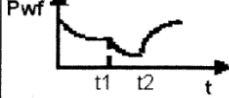
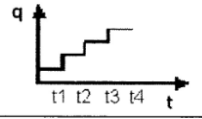
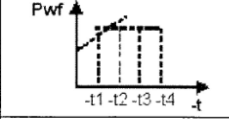
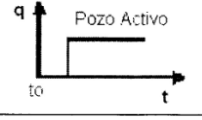
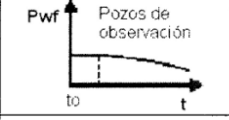


TIPO	GASTO	PRESION
DECREMENTO		
INCREMENTO		
GASTO VARIABLE		
INYECCIÓN		
ABATIMIENTO		
PRESIÓN CONSTANTE		
POTENCIAL		
INTERFERENCIA VERTICAL		
PRUEBA DE FORMACIÓN		

Tabla 3 Continuación...Comportamiento del gas y la presión contra tiempo en las pruebas de variación²⁴

TIPO	GASTO	PRESIÓN
MULTIPRUEBA DE FORMACIÓN		
PRUEBAS DE ESCALERA		
INTERFERENCIA		
PULSOS		

Las pruebas mencionadas se pueden clasificar en dos grandes grupos.

- 1) **Pruebas de un solo pozo.**- Las pruebas de un solo pozo (decremento, Incremento, inyección y gasto variable) permiten evaluar las condiciones del yacimiento alrededor del pozo y dan como resultados los patrones de flujo y valores promedios de las propiedades en las vecindades del pozo, así como las condiciones de la eficiencia de la terminación del pozo (factor de daño). A continuación se mencionara las características de este tipo de pruebas.
- 2) **Pruebas multipozos.** Las pruebas multipozos (interferencia, pulsos) proporcionan información sobre el grado de conectividad entre diversas partes del yacimiento, además se puede determinar la compresibilidad total y la permeabilidad.

7.1.1. Pruebas de decremento de presión

La etapa ideal para efectuar una prueba de decremento de presión es al principio de la explotación, ya que es útil para determinar la permeabilidad, el factor de daño y el volumen drenado. La principal ventaja en este tipo de pruebas es de tipo económico (no hay cierre) y la mayor desventaja es la dificultad de tener un gasto constante. Una curva de decremento es simplemente una serie de mediciones de presión de fondo fluyendo hechas durante un periodo de flujo a ritmo de producción constante, como se muestra en la Fig. 29.

El objetivo de este tipo de pruebas usualmente es obtener la permeabilidad, factor de daño, y en ocasiones, el volumen del yacimiento (limite del yacimiento).

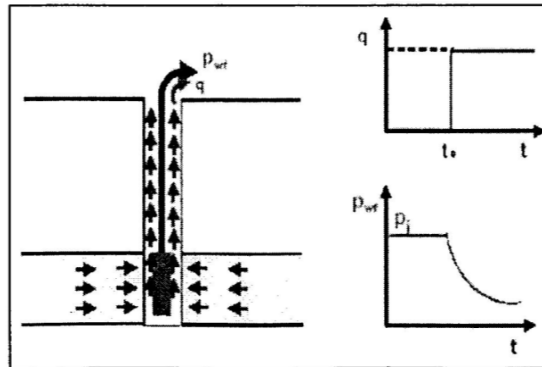


Fig. 29 Prueba de decremento de presión²⁴

7.1.2 Pruebas de incremento de presión

Una prueba de incremento de presión se realiza con el fin de conocer las propiedades del yacimiento, durante esta prueba se tiene que cerrar el pozo y mantener el gasto constante antes del cierre, por lo que se observara un incremento en la presión, como se muestra en la Fig. 30

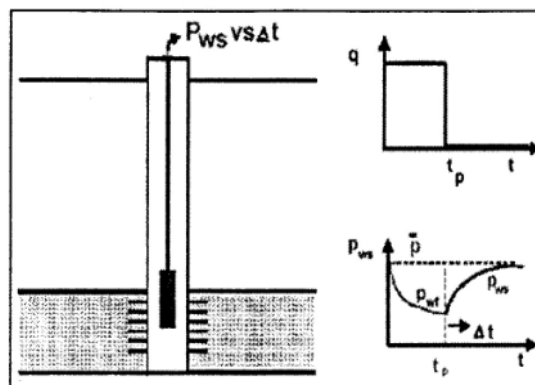


Fig. 30 Prueba de incremento de presión²⁴

El procedimiento sistemático para una prueba de incremento de presión incluye:

- 1) Efectos y duración del flujo después del cierre
- 2) Determinación de la permeabilidad
- 3) Cuantificación del daño a la formación

- 4) Determinación de presión en la formación
- 5) Fronteras del yacimiento

7.1.3 Pruebas con gasto múltiple.

En la Fig. 31 se muestra el comportamiento de una prueba con gasto variable, la cual se puede realizar disminuyendo o aumentando el gasto; como consecuencia, cuando el gasto disminuye la presión aumentará y si el gasto aumenta la presión tiende a disminuir.

Las respuestas de la presión y del gasto de producción pueden ser analizadas para estimar la permeabilidad de la formación, el factor de daño y la presión promedio del yacimiento.

Una prueba de gasto variable, tiene diferentes rangos de aplicación, desde un gasto no controlado, hasta una serie de gastos constantes, para probar una presión de fondo fluyendo constante con un cambio de gasto continuo.

Sin embargo, es necesario tener buenos datos de los cambios en el gasto, ya que de no ser así, no sería posible tener un buen análisis de la prueba.

La prueba de gasto variable, tiene la ventaja de proveer datos mientras la producción continúa. Esto lleva a minimizar los cambios en el factor de almacenamiento y los efectos de segregación de fase, proporcionando buenos resultados cuando una prueba de incremento o decremento no lo harían.

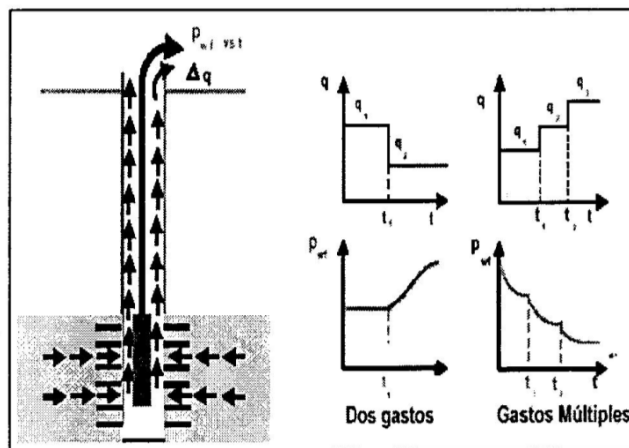


Fig. 31 Prueba de gasto variable a un pozo²⁴

7.2. Implicaciones de las pruebas actuales²⁵

La respuesta de la presión durante las pruebas de presión se desvían de un comportamiento ideal (la línea recta en la grafica simi-logaritmica predicha teóricamente

puede no estar presente). Esta desviación usualmente es causada por condiciones en la vecindad del pozo y el radio de drene, que no se consideran en los modelos simples de los yacimientos. A continuación se mencionan y describen estos efectos.

7.2.1 Radio de investigación

Considerando la gráfica de la Fig. 32 donde se muestra el comportamiento de la presión al variar el radio de investigación, para un flujo a gasto constante a diferentes tiempos desde el comienzo del flujo. La presión en la pared del pozo continúa disminuyendo mientras que el tiempo va aumentando. Simultáneamente el área de drene de los fluidos se incrementa, y la onda de presión se aleja hacia dentro del yacimiento. El radio de investigación, se definió como el punto en la formación mas allá donde la caída de presión es despreciable, es una medida de la distancia horizontal que la onda de presión se ha movido en la formación seguido de algún cambio de gasto en el pozo y físicamente representa la distancia donde las propiedades de la formación has sido investigadas a cualquier tiempo y se estima de la siguiente manera:

$$r_i = \left(\frac{kt}{984\phi\mu c_t} \right)^{1/2} \tag{7.1}$$

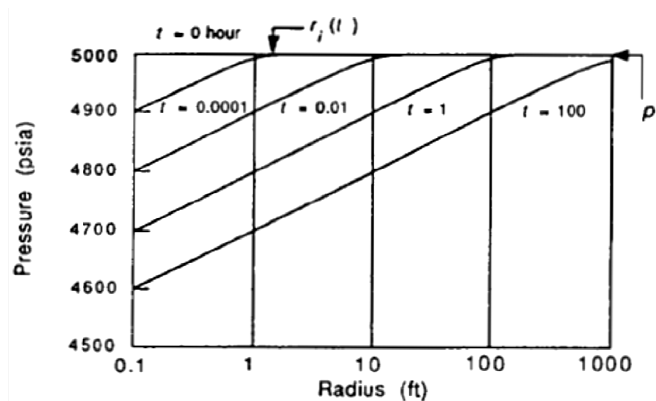


Fig. 32 Radio de investigación como función del tiempo de flujo durante una prueba de decremento de presión²

De forma similar, para pruebas de incremento, la distribución de la presión después del cierre tiene un comportamiento que se ilustra en la Fig. 33. El radio en donde el gasto por un cambio de presión se hace despreciable para un tiempo particular, por lo que el radio que se alcanza a esta presión está dada por:

$$r_i = \left(\frac{k\Delta t}{984\phi\mu c_t} \right)^{1/2} \tag{7.2}$$

Como ejemplo, si la permeabilidad estimada en el radio de investigación cerca de la vecindad del pozo en la prueba de presión, es diferente que el encontrado después (lejos del pozo), es frecuente que la pendiente de la curva de presión vs. función del tiempo en una grafica semi-logaritmico, es diferente a tiempos cortos y largos. De forma similar, porque la función E_i asume un comportamiento infinito en el yacimiento, debemos esperar que la pendiente para una grafica de prueba de decremento o incremento, cambie de forma a tiempos largos cuando el radio de investigación alcanza las fronteras del yacimiento.

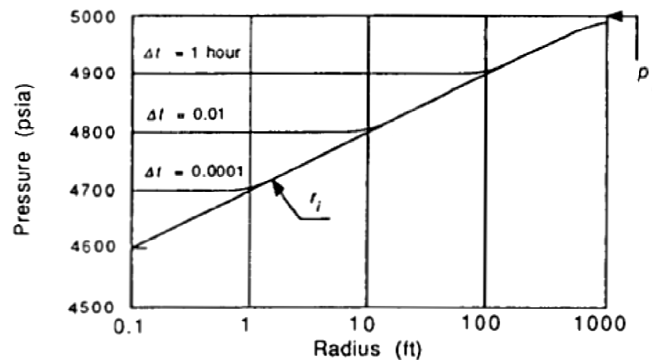


Fig. 33 Radio de investigación como función del tiempo durante una prueba de incremento de presión²⁵

7.2.2 Regiones de tiempo en las gráficas de las pruebas

En las graficas que se utilizan para analizar las pruebas de incremento y decremento, la línea recta predicha por la teoría ideal, raramente ocurre dentro de todo el rango de tiempo de la prueba. En su lugar, la curva tiene una forma parecida a la que se muestra en la Fig. 34 o Fig. 35. Para ayudar a comprender las causas de no-linealidad de la porción de curva, basado en el concepto de radio de investigación, se subdivide la prueba de presión en tres regiones de tiempo: corto, intermedio y tiempos largos.

1. Tiempos cortos. La onda de presión llega a la vecindad del pozo en una zona dañada o estimulada. Durante este periodo los datos están distorsionados por el efecto de almacenamiento.
2. Tiempos intermedios. La onda de presión se ha movido dentro de la zona dañada. Usualmente dentro de este periodo, acontece una línea recta, con una pendiente que relaciona la permeabilidad de la fase fluyente. Este periodo, es llamado periodo de transición, es la base de la técnica convencional del análisis de las pruebas de presión.
3. Tiempos largos. La onda de presión encuentra los límites del yacimiento, los efectos de los otros pozos produciendo, o cambios de facies en el yacimiento. La

curva de la prueba de decremento se desvía de la forma de la línea recta establecida durante la región de tiempos medios.

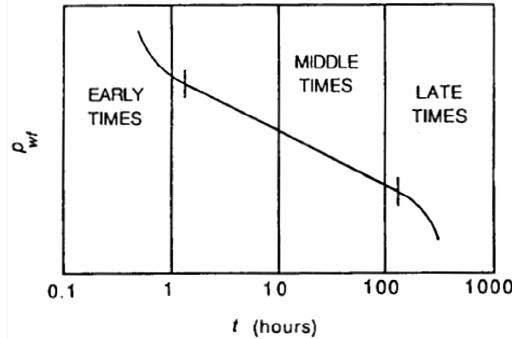


Fig. 34 Forma característica de la curva creada durante una prueba de decremento.²⁵

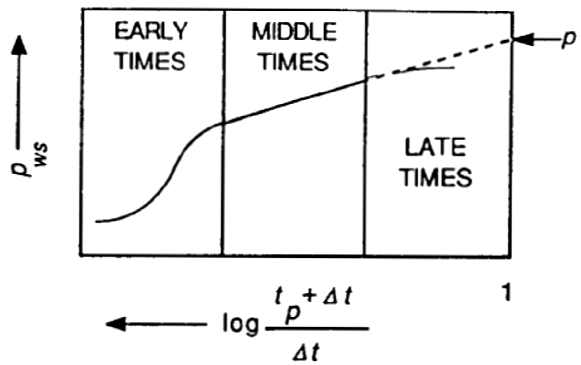


Fig. 35 Forma característica de la curva creada durante una prueba de incremento²⁵

7.2.3 Efecto de almacenamiento

Para realizar una prueba de presión, se analiza la respuesta de presión debida al cambio del gasto de producción; desafortunadamente, el gasto de producción es controlado en la superficie y no en el fondo del pozo, que es donde suceden varios de los principales fenómenos de flujo de fluidos que son aportados por la formación.

En una prueba de presión, no se asegura que toda la cantidad de fluido producido en superficie sea la misma cantidad que aporta la formación; ya que existe la acumulación de los fluidos en el fondo del pozo, la cual afecta el comportamiento de la presión; dicho fenómeno es llamado “efecto de almacenamiento en el fondo del pozo”.

En una prueba de decremento de presión, después de un tiempo de cierre, el pozo es abierto a producción; teniendo como consecuencia, una disminución en la p_{wf} , dicha caída de presión es ocasionada por dos efectos de almacenamiento:

- debido a la expansión de los fluidos existentes en el pozo y
- por la disminución del nivel de fluidos en el espacio anular.

Debido a la pérdida de presión en el fondo del pozo, los fluidos que están almacenados en el pozo sufren una expansión; por lo tanto, la producción que primero se produce en la superficie, es principalmente de los fluidos que están estancados en el fondo del pozo y no del aporte de los fluidos de la formación.

El segundo tipo de almacenamiento en el fondo del pozo, es debido al cambio de nivel de fluidos existentes en el espacio anular; durante una prueba de decremento de presión, el nivel de los fluidos estancados disminuye y para una prueba de incremento de presión, el nivel de fluidos estancados incrementa con respecto al tiempo.

Para el caso de una prueba de decremento de presión, el nivel de fluido en el espacio anular disminuirá después de que se abra el pozo a producción y al principio se tendrá en superficie, la producción del fluido que estaba almacenado; también se producirá líquido que aporta la formación, pero en menor proporción; conforme pasa el tiempo el aporte de fluidos de la formación será en mayor proporción.

La definición del fenómeno de almacenamiento en el fondo del pozo sugiere que una parte del fluido producido en superficie es proveniente del pozo y no de la formación:

$$q_{\text{superficie}} = q_{\text{formación}} + q_{\text{almacenado en pozo}} \quad (7.3)$$

Para el periodo de tiempo en el cual el gasto es afectado por el almacenamiento, la gráfica p_{wf} vs. $\log(t)$ no tendrá un comportamiento lineal; conforme pasa el tiempo de producción, el efecto de almacenamiento disminuye y el gasto que aporta la formación irá incrementando hasta que termine el efecto de almacenamiento, y el gasto que aporta la formación será igual al gasto de producción en superficie $q_{\text{formación}} = q_{\text{superficie}}$, indicando que el efecto de almacenamiento ha terminado.

8. EVALUACIÓN DEL DAÑO MEDIANTE PRUEBAS DE PRESIÓN

En una prueba de presión se conoce la señal de entrada (gasto), aplicada al sistema (yacimiento), y se mide la señal de salida (presión); el propósito de las pruebas de presión es el de identificar al sistema (pozo-yacimiento).

La interpretación de las pruebas de presión recaer en el uso de modelos, cuyas características son supuestas para representar al yacimiento real; se pueden definir varios modelos de interpretación para representar el comportamiento de los yacimientos:

- Modelo Geológico
- Modelo de Registros
- Modelo de Pruebas en Pozos

El comportamiento principal de un modelo de interpretación es el “modelo básico”, el cual caracteriza el comportamiento del yacimiento y puede ser:

- Homogéneo
- Doble Porosidad
- Doble Permeabilidad

Para que un modelo básico tenga aplicación práctica, debe asociarse con “condiciones de frontera interna”, tales como:

- Almacenamiento
- Daño
- Fracturas
- Penetración Parcial
- Pozo horizontal

Y con “condiciones de frontera externa”:

- Cerrada (No Flujo)
- Presión Constante

Considerando estas condiciones, es posible obtener modelos para el análisis de pruebas de variación de presión.²⁶

8.1 Fundamentos para pruebas de presión en pozos de gas^{25,27}

Una descripción matemática del problema de flujo de fluidos en un medio poroso, puede ser obtenida basándonos en los siguientes principios físicos, leyes o ecuaciones:

1. Ley de Conservación de Masa
2. Ecuación de Cantidad de Movimiento o de Flujo
3. Ecuación de Estado

La primera ley se refiere esencialmente al proceso físico,

$$m_{in} - m_{out} + m_{ext} = m_a \quad (8.1)$$

m_{in} = Cantidad de masa que entra del volumen de control

m_{out} = Cantidad de masa que sale del volumen de control

m_{ext} = Cantidad de masa que entra en el volumen de control por medios externos

m_a = Cantidad de masa acumulada en el volumen de control

De la ecuación de cantidad de movimiento, la Ecuación de Darcy expresa que el gasto volumétrico de flujo por unidad de área en algún punto de un medio poroso uniforme es proporcional al gradiente de potencia en la dirección de flujo a ese punto.

$$q = -\frac{k\rho}{\mu} \Delta\Phi \quad (8.2)$$

El signo negativo denota que el flujo ocurre en la dirección en que el potencial decrece ($\Delta\Phi$).

$$\Delta\Phi = \int_{pr}^p \frac{dp}{\rho_g} - z(\text{altura}) \quad (8.3)$$

Además, para el contexto de flujo de gas en medios porosos se requiere de una ecuación de estado, para los términos de velocidad y densidad, se emplea la ecuación de estado para gas real

$$pv = zRt$$

se llega a la ecuación para flujo de gas en términos de, p.

Combinando las ecuaciones de continuidad, de movimiento y la ecuación de estado, para condiciones isotérmicas (T=cte) obtenemos la ecuación general de flujo.

8.1.1 Observaciones de la ecuación fundamental de flujo para el caso de explotación de hidrocarburos y explotación de aguas subterráneas³²

A pesar de que ambas ecuaciones poseen los mismos principios teóricos, para obtener información similar en formaciones saturadas con agua subterránea, por ejemplo:

- En ambos casos, para obtener la ecuación de difusividad se considera que el medio poroso es isótropo y homogéneo (permeabilidad y porosidad constante para un periodo de tiempo).
- La viscosidad se considera constante en ambos casos
- Se implica la Ley de Darcy de movimiento, se considera que el flujo es laminar para ambos casos
- En cuanto a la densidad, en aguas subterráneas ésta se considera constante; sin embargo, para explotación de hidrocarburos, es función de la presión, considerando un proceso isotérmico.
- En aguas subterráneas se utiliza la variable de carga hidráulica (volumen de agua aplicado por unidad de superficie en un determinado período de tiempo) como variable dependiente de la ecuación de difusividad y en la explotación de hidrocarburos, la variable dependiente es la presión. Estas dos variables describen el valor de la carga o la presión para un punto en el espacio y el tiempo.

8.2 Ecuación general del flujo

Las ecuaciones para la presión, presión cuadrada y pseudo-presión pueden ser representadas en una ecuación general de la forma

$$\frac{1}{r} \frac{\partial \psi}{\partial r} \left(r \frac{\partial \psi}{\partial r} \right) = \frac{1}{\eta} \frac{\partial \psi}{\partial t} \quad (8.4)$$

Donde ψ y η tienen las siguientes interpretaciones para los diferentes casos:

	Ψ	η
Presión	P	$k/\phi\bar{\mu}\bar{C}$
Presión Cuadrada	p^2	$k/\phi\bar{\mu}\bar{C}$
Pseudopresión	$m(p)$	$k/\phi\mu_i C_i$

Los casos de presión y presión cuadrada usan propiedades del gas evaluadas a una presión promedio aritmética, o una presión promedio igual a la raíz cuadrada del promedio de la suma de las presiones cuadradas mientras que el caso de la pseudo-presión utiliza propiedades evaluadas a las condiciones iniciales de producción o inyección.

La Ec. 8.4 puede ser expresada en términos de de coordenadas rectangulares, cilíndricas o esféricas. Para éste caso, se considera flujo en una dimensión en la dirección r en coordenadas cilíndricas.

Flujo lineal

Comúnmente existen fracturas en al yacimiento, ya sean naturales o causadas por un fracturamiento hidráulico en la vecindad del pozo; en tales casos, el flujo hacia la fractura es lineal, esto es, las líneas de flujo son paralelas y el área transversal de flujo es constante. El flujo lineal, ilustrado en la Fig. 36a es representado por la siguiente ecuación en coordenadas cilíndricas:

$$\frac{\partial^2 \psi}{\partial x^2} = \frac{1}{\eta} \frac{\partial \psi}{\partial t} \quad (8.5)$$

Flujo radial

En Ingeniería Petrolera, el yacimiento es comúnmente idealizado, considerando que este es circular y de espesor constante h , con un pozo abierto completamente en el intervalo productor. El flujo es considerado en dirección radial, es decir, las líneas de flujo convergen hacia un punto central en cada plano, y el área transversal de flujo decrece a medida que el punto central es alcanzado, esto es ilustrado por la Fig 36b y representado por la siguiente ecuación en coordenadas cilíndricas:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial \psi}{\partial r} \left(r \frac{\partial \psi}{\partial r} \right) = \frac{1}{\eta} \frac{\partial \psi}{\partial t} \quad (8.6)$$

Flujo esférico

Para yacimientos con un espesor h muy grande, donde el pozo no penetró completamente la formación productora, ocurre flujo esférico, representado por la ecuación:

$$\frac{1}{r^2} \frac{\partial \psi}{\partial r} \left(r \frac{\partial \psi}{\partial r} \right) = \frac{1}{\eta} \frac{\partial \psi}{\partial t} \quad (8.7)$$

El flujo esférico implica flujo en todas direcciones hacia un punto común, Fig. 36c.

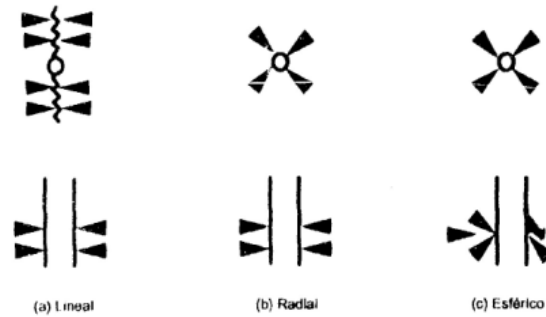


Fig. 36 Geometrías de flujo²⁷

8.2.1. Periodos de Flujo

Un número infinito de soluciones de la ecuación de difusión pueden ser obtenidas dependiendo de las condiciones iniciales y de frontera impuestas. Estas condiciones deben corresponder a los periodos de flujo, los cuales aplican a diferentes tiempos, después de iniciada la producción y para diferentes condiciones de frontera:

- Transitorio
- Pseudo Estacionario
- Estacionario

Flujo Transitorio

Es aplicable para un periodo de tiempo corto después de que algún disturbio ha sido creado en el yacimiento. Para este tiempo la respuesta de presión en el yacimiento no es afectada por la presencia de una frontera externa, lo cual es semejante a una frontera infinita.

Flujo Pseudo Estacionario, esta condición es aplicable a yacimientos que han sido producidos por un periodo de tiempo suficientemente extenso, para que se reconozca el efecto de la frontera:

$$\frac{\partial P}{\partial r} \Big|_{r=r_E} = 0 \quad (8.8)$$

Si el pozo es producido a gasto constante, entonces la presión declinará en forma tal que,

$$\frac{\partial P(r,t)}{\partial r} = cte \quad (8.9)$$

Flujo Estacionario, esta condición aplica después del periodo de flujo transitorio de un pozo drenado de una celda, la cual tiene una frontera externa completamente abierta. Se supone que para el caso de producción a gasto constante, los fluidos de la celda estarán balanceados por la entrada de fluidos a través de la frontera, y por lo tanto:

$$P = P_e = \text{cte}, r = r_e$$

$$\frac{\partial P(r,t)}{\partial r} = 0 \quad (8.10)$$

Sumado a las condiciones de frontera, es necesario tomar en cuenta algunas suposiciones, para darle solución a las ecuaciones antes descritas:

- a) Condiciones isotérmicas
- b) Efectos gravitacionales despreciables
- c) Flujo en una sola fase
- d) Medio es homogéneo, isotrópico e incompresible (porosidad constante)
- e) Flujo laminar, $\delta=1$
- f) La permeabilidad es independiente de la presión
- g) Yacimiento horizontal uniforme

8.2.2 Ecuación de flujo de gas en términos de pseudo-presión, $m(p)$

Las ecuaciones desarrolladas para fluidos ligeramente compresibles (es decir, líquidos) puede ser modificadas mediante la sustitución de la presión y el tiempo real con variables para gases reales de pseudopresión $m(p)^{24,26}$:

$$m(p) = 2 \int_0^p \frac{p}{\mu_g z} dp \quad (8.11)$$

El uso del concepto de pseudopresión del gas real tiene ventajas muy importantes sobre la utilización de la presión o presión cuadrada:

- Primero, los gradientes de presión que habían sido ignorados bajo la suposición de que estos debían ser pequeños en cualquier sistema de flujo. La omisión de lo anterior, genera serios errores en la estimación de las distribuciones de presión.
- Segundo, las ecuaciones de flujo en términos de la pseudopresión del gas real evitan la necesidad de seleccionar una presión promedio para evaluar μ y Z .
- Tercero, la pseudopresión del gas real puede ser determinada numéricamente en términos de la presión y temperatura pseudoreducidas a partir de correlaciones de propiedades físicas.

$$m(p_i) - m(p_{wf}) = \frac{1637q_g T}{kh} \left[\log \left(\frac{kt}{\phi \mu_i c_i r_w^2} \right) - 3.23 + .0869s' \right] \quad (8.12)$$

8.2.3. Ecuación de flujo de gas en términos de presión, p

Para algunos gases a alta presión (por encima de 3,000 psia), una aproximación adecuada es $p/\mu_g z = \text{constante}$. Cuando esta aproximación es válida, podemos usar:

$$p_a = \frac{\bar{\mu}_g \bar{z}}{\bar{p}} \int_0^p \frac{p \, dp}{\mu_g z} = p \quad (8.13)$$

La ecuación para flujo en estado transitorio en términos de la presión, p , es:

$$p_i - p_{wf} = \frac{162.6q_g B_g \bar{\mu}_g}{kh} \left[\log \left(\frac{kt}{\phi \bar{\mu}_g c_t r_w^2} \right) - 3.23 + .0869s' \right] \quad (8.14)$$

Donde B_g y viscosidad, μ_g , están evaluadas a la presión promedio en el área de drene. s' es el factor de daño total que resulta de el daño o estimulación a la formación.

8.2.4. Ecuación de flujo de gas en términos de presión, p^2

Una aproximación adecuada para algunos gases a baja presión (por debajo de 2,000 psia), $\mu z = \text{constante}$. Cuando esta aproximación es válida, la Ec. 8.10 se convierte en:

$$p_a = \frac{\bar{\mu}_g \bar{z}}{\bar{p}} \int_0^p \frac{p \, dp}{\mu_g z} = \frac{p^2}{\bar{p}} \quad (8.15)$$

y la ecuación para flujo en régimen transitorio puede ser escrita en términos de presión cuadrada; para $p_{sc} = 14.7$ psia y $T_{sc} = 520^\circ R$, la ecuación es:

$$p_i^2 - p_{wf}^2 = \frac{1,637q_g T \bar{z} \bar{\mu}_g}{kh} \left[\log \left(\frac{kt}{\phi \bar{\mu}_g c_t r_w^2} \right) - 3.23 + .0869s' \right] \quad (8.16)$$

8.3. Flujo no-darciano^{25,27}

Para flujo horizontal a través de medios porosos a bajos gastos de producción, la caída de presión en la dirección de flujo es proporcional a la velocidad del fluido. El establecimiento matemático de esta relación es la ley de Darcy, la cual para flujo radial es³⁵:

$$\frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\mu}{k} v \quad (8.17)$$

Cuando se tienen gastos altos, además del componente fuerza viscosa representada por la ecuación de Darcy, hay además una fuerza inercial actuando debido a las aceleraciones de las partículas de fluido a través de los espacios porosos. Bajo estas circunstancias, la ecuación de flujo apropiada es la propuesta por Forchheimer⁶, la cual está expresada como:

$$\frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\mu}{k} + \beta \rho v^2 \quad (8.18)$$

En la ecuación anterior, el primer término del lado derecho de la ecuación es el componente Darciano o viscoso, mientras que el segundo, es el componente no-darciano o inercial. En éste último término, β es el coeficiente de resistencia inercial y como se muestra en el siguiente análisis dimensional, tiene unidades L^{-1} :

$$\frac{\partial p}{\partial r} \left[\frac{ML}{T^2 L^2} \right] = [\beta] \rho \left[\frac{M}{L^3} \right] v^2 \left[\frac{L^2}{T^2} \right]$$

$$\beta = L^{-1}$$

El componente no-darciano en la Ec. 8.16 es despreciable a bajas velocidades de flujo y es generalmente omitido para las ecuaciones de flujo líquido, aunque en la vecindad del pozo, el efecto de alta velocidad puede ser significativo. Sin embargo, para un decremento en la presión, la velocidad del gas es de mayor orden de magnitud que para aceite, debido a la baja viscosidad del gas, y el componente de flujo no-darciano, por lo tanto es incluido siempre en las ecuaciones que describen el flujo de gas real a través de medios porosos.

Debido a esto, es necesario utilizar la ecuación de Forchheimer, en lugar de la ecuación de darcy en la derivación de la ecuación de difusión para flujo de gas real. Afortunadamente, incluso para gas, el componente de flujo no-darciano en la Ec. 8.16 es significativo únicamente en la región de gastos de producción altos cerca del pozo.

Por lo tanto, el flujo no-darciano es normalmente incluido en las ecuaciones de flujo como un factor de daño adicional (daño dependiente del gasto), esto es, como una perturbación independiente del tiempo que afecta las soluciones de la ecuación de difusión, de la misma manera que el daño s .

La ecuación de Forchheimer fue derivada originalmente para flujo de fluidos en tuberías, donde a gastos altos de flujo, hay una transición del flujo laminar al flujo turbulento. En flujo en medios porosos, sin embargo, para casos prácticos en Ingeniería de Yacimientos, el flujo macroscópico es siempre laminar de acuerdo con las ideas clásicas de dinámica de fluidos. El comportamiento no-laminar se debe a las aceleraciones y desaceleraciones de las partículas que fluyen a través de medios porosos.

Algunos investigadores se refieren a este movimiento adicional como un efecto cinético y concluyen que el movimiento extra de fluido es causado principalmente por los efectos inerciales, este fenómeno ha sido referido por algunos autores como flujo no-Darciano. Si se asigna un movimiento extra del fluido como la causa de pérdida extra de presión, entonces el término flujo “turbulento” es justificado, ya que en el flujo turbulento real en tuberías, existe un consumo extra de energía, lo cual es significativo para el ingeniero. De aquí, muchos investigadores usan el término “flujo turbulento” simplemente para designar una condición de alta velocidad.

Debido a que la velocidad del flujo de gas se incrementa en un sistema de flujo radial a medida que los fluidos llegan al pozo (incluso por gastos de producción constantes), el flujo turbulento (IT) es más pronunciado cerca del pozo y resulta en una caída de presión adicional, similar al daño, excepto que este no es constante, ya que varía directamente con el gasto, por lo tanto, el flujo IT puede ser tratado como un daño adicional dependiente del gasto.

El coeficiente de flujo IT puede ser determinado realizando una prueba de incremento o decremento de presión con un mínimo de dos gastos de flujo separados; resolviendo simultáneamente un sistema de ecuaciones, es posible calcular el factor de daño s y el coeficiente de flujo IT, D :

$$s'_1 = s + Dq_1$$

$$s'_2 = s + Dq_2$$

donde D es el coeficiente de flujo no-laminar ($1/\text{MSCF}\cdot D$). Si solo está disponible una prueba, entonces D puede ser estimada por:

$$D = \frac{2.715 \times 10^{-5} \beta k M p_{sc}}{h r_w T_{sc} \mu_{g,wf}} \quad (8.19)$$

Donde M , es el peso molecular y $\mu_{g,wf}$ es la viscosidad del gas evaluada a p_{wf} . β , es el parámetro de turbulencia inversamente proporcional a la permeabilidad, puede ser determinado experimentalmente por²⁸:

$$\beta = 1.88 \times 10^{10} k^{-1.47} \phi^{-.53} \quad (8.20)$$

8.4. Análisis de Pruebas de Decremento de Presión a Gasto Constante^{25,27}

Este tipo de pruebas consiste en medir p_{wf} continuamente, durante un periodo de flujo a gasto constante.

En una grafica de p_{wf} vs. $\log t$ se exhibe una línea recta con pendiente, m , que permite estimar k y s . La Fig. 37 es un ejemplo de una grafica semi-logaritmica, de los datos de una

prueba de flujo a gasto constante. La pendiente de la línea, m , es la diferencia entre dos presiones p_{wf1} y p_{wf2} , entre un ciclo logarítmico, o $m = p_{wf2} - p_{wf1}$.

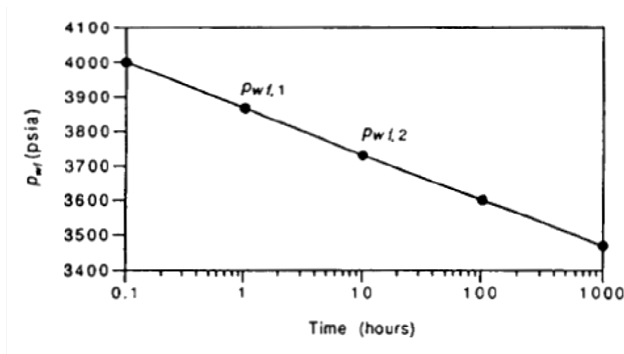


Fig. 37 Técnica de análisis para datos de una prueba de presión de flujo a gasto constante.²⁵

8.4.1 Comportamiento de la presión

El comportamiento de la presión de fondo fluyendo, p_{wf} , es esquematizado en la Fig. 38 tomando en cuenta la suposición de condiciones isotérmicas y flujo laminar.

Se puede observar que inicialmente, durante el flujo a tiempos cortos, el efecto que domina el flujo, es el almacenamiento del pozo. La porción de la curva bajo flujo transitorio representa la duración del flujo durante el cual los datos de tiempo y presión graficados exhiben una línea recta en coordenadas semi-logarítmicas. Durante éste periodo, el yacimiento se comporta como infinito y los efectos de frontera aun no se han sentido. La última porción de la curva representa la duración de los efectos de frontera sobre el flujo (pseudoestacionario).

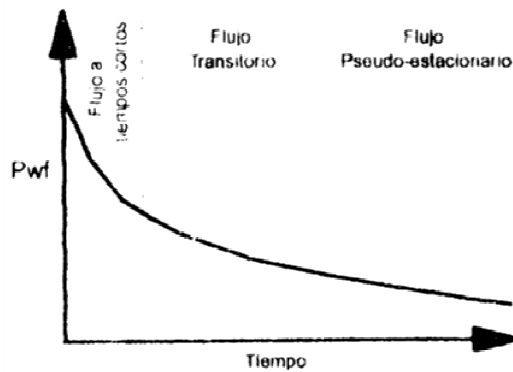


Fig. 38 Comportamiento del decremento de presión²⁵

Los datos de producción a tiempos cortos, en particular, están afectados por el almacenamiento del pozo, daño y por el flujo lineal a través de las fracturas (para pozos fracturados). Comúnmente, en el análisis de pruebas, los datos de este periodo de flujo son ignorados y el análisis se concentra en los periodos de flujo transitorio y pseudo estacionario.

8.4.2 Análisis del flujo transitorio en términos de p_{wf}

Los datos obtenidos de una prueba de decremento a gasto constante, deben ser obtenidos, siempre que sea posible, dentro del periodo de flujo transitorio ya que los parámetros obtenidos en ésta etapa son más confiables que aquellos obtenidos a tiempos cortos.

$$p_i - p_{wf} = 162.6 \frac{q_g \overline{B_g \mu_g}}{kh} \left[\log t + \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 3.2275 + 0.869s' \right] \quad (8.21)$$

A la gráfica de Δp_{wf} vs. $\log t$ se le ajusta una línea recta de pendiente m , por lo que:

$$kh = 162.6 \frac{q_g \overline{B_g \mu_g}}{m} \quad (8.22)$$

Obteniendo el valor de p_{wf} a $t = 1hr$, con el ajuste de una línea recta extrapolada, y sustituyendo estos valores en la Ec. 8.21, se obtiene la expresión para calcular el factor de daño aparente, s' :

$$s' = 1.151 \left[\frac{\bar{p} - p_{wf \ 1hr}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.2275 \right] \quad (8.23)$$

La caída de presión debida al flujo no-laminar se obtiene mediante:

$$\Delta p_{IT} = 0.869ms'$$

por otra parte, la caída de presión total estará dada por la ecuación:

$$\Delta p_s = 0.869m(s + Dq_{CS}) = 0.869ms' \quad (8.24)$$

Finalmente, la eficiencia de flujo (EF) puede ser determinada mediante la ecuación:

$$EF = \frac{p_{(t=0)} - p_{wf} - \Delta p_{st}}{p_{(t=0)} - p_{wf}} \quad (8.25)$$

8.4.3 Análisis del flujo transitorio en términos de p^2

Este caso es semejante al anterior; partiendo de la Ec. 8.21 y sustituyendo los valores correspondientes a p^2 (en unidades de campo), se obtiene la ecuación para el análisis en términos de presión cuadrada:

$$p_i^2 - p_{wf}^2 = 1637 \frac{q_g T \mu z}{kh T_{sc}} \left[\log t + \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 3.2275 + 0.869s' \right] \quad (8.26)$$

En este caso, a la gráfica p_{mf}^2 vs $\log t$, se le ajusta una línea recta de pendiente m , y el producto kh podrá ser calculado de la ecuación:

$$kh = 1637 \frac{q_g \mu_g z T}{m} \quad (8.27)$$

El factor de daño aparente puede ser calculado mediante la ecuación:

$$s' = s + Dq_{cs} = 1.151 \left[\frac{\overline{p^2} - p_{wf}^2}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.2275 \right] \quad (8.28)$$

Así mismo, la caída de presión por daño se obtiene de la ecuación:

$$\Delta p_s^2 = 0.869ms \quad (8.29)$$

y la eficiencia de flujo mediante:

$$EF = \frac{p_{t=0}^2 - p_{wf}^2 - \Delta p_s^2}{p_{t=0}^2 - p_{wf}^2} \quad (8.30)$$

8.4.4 Análisis del flujo transitorio en términos de $m(p)$

Los datos obtenidos de la prueba pueden ser analizados de manera análoga a los casos anteriores, de éste modo, la ecuación para el análisis de pruebas de decremento de presión en pozos de gas en términos de la pseudopresión del gas real, p_p , está dada por:

$$m(p)_{(pi)} - m(p)_{(p_{wf})} = 1637 \frac{q_{qc} T}{kh} \left[\log t + \log \left(\frac{k}{\phi \mu_i c_i r_w^2} \right) - 3.2275 + 0.869s' \right] \quad (8.31)$$

Se puede observar que en la ecuación anterior no aparecen las variables μ y z , como en los casos anteriores, las variables μ_1 , y C_{t1} , están evaluadas a condiciones iniciales de producción, lo que hace el análisis de la prueba más fácil y eficiente mediante la utilización de la función $m(p)$.

La grafica de $m(p)_{p_{wf}}$ vs $\log t$, se le ajusta una línea recta de pendiente m , por lo tanto:

$$kh = 1637 \frac{q_g T}{m} \tag{8.32}$$

El factor de daño aparente puede ser calculado con la ecuación:

$$s' = s + Dq_{cs} = 1.151 \left[\frac{m(p) - m(p)_{ihr}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu_i c_i r_w^2} \right) + 3.2275 \right] \tag{8.33}$$

La caída de presión por daño se obtiene de la ecuación:

$$\Delta p (p_s) = 0.869ms' \tag{8.34}$$

La eficiencia de flujo, EF, puede ser determinada mediante la expresión:

$$EF = \frac{m(p) - m(p)_{(pwf)} - \Delta m(p)_{ps}}{m(p)_{(t=0)} - m(p)_{(pwf)}} \tag{8.35}$$

8.4.5 *Análisis del flujo transitorio en términos de $m(p)$ para gasto múltiples*

Una prueba de gasto múltiple consiste de una secuencia de diferentes gastos de flujo constantes, sin ningún periodo de cierre intermedio. Una prueba de dos gastos es la forma más simple de una prueba de gasto múltiple, esta consiste en un pozo fluyendo a gasto constante q_1 , por un periodo de tiempo t_1 , después se cambia a un gasto q_2 . Es importante hacer notar que la duración del primer tiempo de flujo, t_1 , debe ser lo suficientemente largo para asegurar un flujo en régimen transitorio.

En la Fig. 39 se muestra la historia de producción con gastos variables, la presión en el decremento resulta de los n gastos y para el tiempo $t > t_{n-1}$.

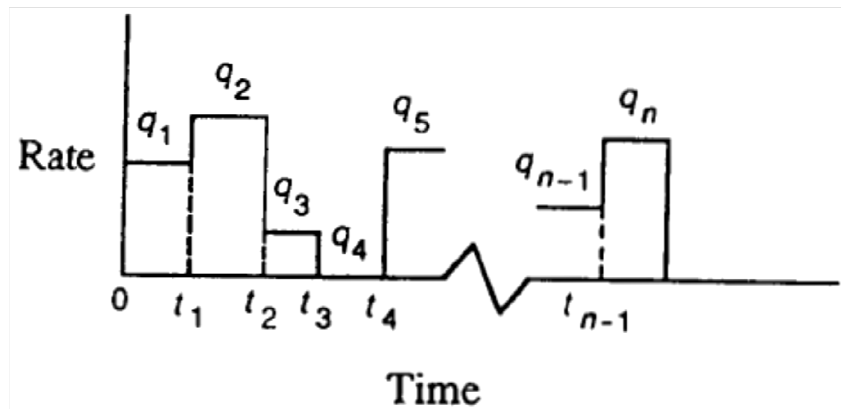


Fig. 39 Historia de producción con gastos multiples²⁶

Durante el primer periodo de flujo, el decremento de pseudopresión un el pozo está dado por la Ec. 8.31, en donde. q_{cs} y s' son sustituidos por q_i y s_i respectivamente. Por otra

parte, durante el segundo periodo de flujo, el decremento de pseudopresión en el pozo está dado por la suma del decremento debido al efecto continuo del primer gasto y del decremento debido al efecto del cambio en el gasto. El principio de superposición en tiempo, puede ser aplicado para dar, a cualquier tiempo durante el segundo periodo de flujo, la siguiente expresión:

$$m(p)_{(pi)} - m(p)_{(pwf)} = \frac{1637(q_1 T)}{kh} \left[\log(t_1 + t_2) + \log\left(\frac{k}{\phi \mu_1 c t_1 r_w^2}\right) - 3.2275 \right] + 1637 \frac{(q_2 + q_1) T}{kh} \left[\log(t_2) + \log\left(\frac{k}{\phi \mu_1 c t_1 r_w^2}\right) - 3.2275 \right] + 1637 \frac{q_2 T}{kh} [0.869 s'_2] \quad (8.36)$$

Para finalmente obtener la ecuación en términos de pseudopresión para una prueba de dos gastos:

$$m(p)_{(pi)} - m(p)_{(pwf)} = \frac{1637(q_1 T)}{kh} \left[\log\left(\frac{t_1 + t_2}{t_2}\right) + \frac{q_2}{q_1} \log t_2 \right] + 1637 \frac{q_2 T}{kh} \left[\log\left(\frac{k}{\phi \mu_1 c t_1 r_w^2}\right) - 3.2275 + 0.869 s'_2 \right] \quad (8.37)$$

Una gráfica $m(p)_{(pws)}$ vs. $\log(t_1 + t_2 / t_2) + q_2/q_1 \log t_2$, se ajusta una línea recta de pendiente m , por lo tanto:

$$kh = 1637 \frac{q_1 T}{m} \quad (8.38)$$

El factor de daño aparente asociado al primer gasto de la prueba q_1 puede ser calculado mediante la ecuación:

$$s' = 1.151 \left[\frac{m(p)_{(pwf t=0)} - m(p)_{(pi t=0hr)}}{m} + \log\left(\frac{k}{\phi \mu_1 c t_1 r_w^2}\right) - 3.2275 \right] \quad (8.39)$$

El factor de daño aparente asociado al segundo gasto de la prueba, q_2 , se obtiene de la ecuación:

$$s' = \frac{q_1}{q_2} s' - \frac{m(p)_{(pwf t=0)} - m(p)_{(pwf 1hr)} q_1}{.869 m q_2} + \frac{(q_1 - q_2)}{.869 m q_2} \left[\log\left(\frac{k}{\phi \mu_1 c t_1 r_w^2}\right) + 3.2275 \right] \quad (8.40)$$

Donde:

$m(p)_{(pwf t=0)}$: Pseudopresión inicial al tiempo de cierre; la cual en general es igual a la presión inicial del yacimiento, p_i , [psi^2/cp]

$m(p)_{(pwf t)}$: Pseudopresión de fondo fluyendo al tiempo de cambio del gasto q_1 al gasto q_2 , [psi^2/cp]

$m(p)_{(pwf t=1hr)}$: Pseudopresión de fondo fluyendo a 1hr, [psi^2/cp]

8.5 Análisis de pruebas de incremento de presión^{25,27}

Operacionalmente las pruebas de incremento de presión son las más simples de todas las pruebas, ya que solo consisten en cerrar el pozo que está siendo probado y monitorear el incremento de la presión en la cabeza o en el fondo del pozo.

Para analizar pruebas de incremento de presión en pozos de aceite se gráfica p_{wf} vs $\log(t_p + \Delta t / \Delta t)$ usando la gráfica de Horner. Para analizar pruebas de incremento de presión en pozos de gas, las ordenadas de las gráficas anteriormente mencionadas pueden ser convertidas a p_{ws} , p_{ws}^2 o $m(p)$.

Una prueba de incremento de presión siempre está precedida por una de decremento, y por lo tanto, los datos de la prueba de incremento de presión está afectada directamente por éste decremento. Idealmente, el decremento empieza a partir de una estabilización de la presión en el fondo del pozo, representada generalmente por la presión inicial del yacimiento, p_i . Al tiempo t , el pozo está cerrado y el incremento de presión continúa por un tiempo Δt .

8.5.1. Comportamiento de la presión

El comportamiento de la presión en una prueba de incremento de presión está representado por la Fig. 40.

La porción de la gráfica que corresponde a tiempos cortos, refleja el almacenamiento del pozo y los efectos del daño aparente, como se menciona en la sección anterior, estos datos son comúnmente ignorados para el análisis.

Los datos que caen sobre la región media, constituyen la parte más importante de las pruebas de incremento. Las grafica de Horner utiliza estos datos para ajustar una la línea recta semi-logaritmica, de donde el producto kh y el daño se estima.

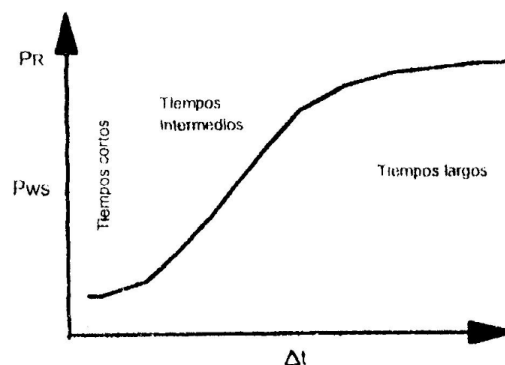


Fig. 40 Comportamiento del incremento de presión²⁵

Aproximación de Horner²⁶

Horner reportó una aproximación que puede ser usada en muchos casos para evitar usar la superposición en el modelado del historial de producción de un pozo con gastos variables. Él definió un tiempo de producción, t_p , para la producción de un pozo de gas:

$$t_p = \frac{G_p}{q_{last}} \tag{8.41}$$

Donde G_p es igual a la producción acumulada del pozo en Msfc, y q_{last} es el gasto mas reciente del pozo en Mscf/D. Para t_p en horas la Ec. 2.41 se convierte en:

$$t_p = \frac{24 G_p}{q_{last}} \tag{8.42}$$

Para modelar del efecto de todos los gastos de producción, Horner propone:

$$p_{(pi)} - p_{(pwf)} = 1637 \frac{q_{last} \bar{B}_g \mu_g}{kh} \left[\log t_p + \log \left(\frac{k}{\phi \mu_g c_t r_w^2} \right) - 3.2275 + 0.869s' \right] \tag{8.43}$$

Asumiendo que la aproximación de Horner modela adecuadamente el historial de producción antes del cierre, todo el historial de producción puede ser modelada como el producto de q_{last} por t_p . Si Δt_a indica tiempos transcurridos desde el cierre, entonces la superposición en el tiempo con la Ec 8.31, que describe p_{ws} :

$$p_{(pi)} - p_{(pwf)} = 1637 \frac{q_{last} \bar{B}_g \mu_g}{kh} \left[\log \left(\frac{k(t_a + \Delta t_a)}{\phi \mu_g c_t r_w^2} \right) - 3.2275 + 0.869s' \right] - 162.6 \frac{q_{last} \bar{B}_g \mu_g}{kh} \left[\log \left(\frac{k(\Delta t_a)}{\phi \mu_g c_t r_w^2} \right) - 3.2275 + 0.869s' \right] \tag{8.44}$$

Combinando términos y simplificando:

$$p_{(pi)} - p_{(pwf)} = 162.6 \frac{q_{last} \bar{B}_g \mu_g}{kh} \left[\log \left(\frac{(t_a + \Delta t_a)}{\Delta t_a} \right) \right] \tag{8.45}$$

En la Fig. 41 ilustra el cálculo de la pendiente y la presión original del yacimiento.

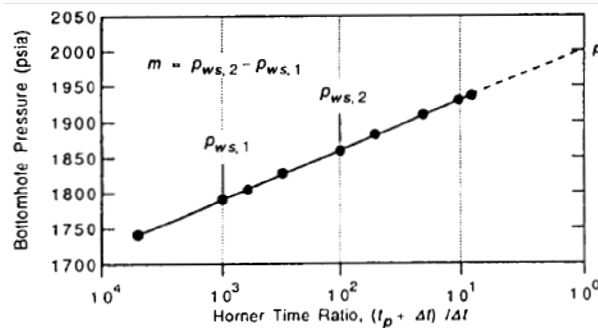


Fig. 41 Técnica grafica para el análisis de los datos de pruebas de incremento de presión.

8.5.2 Análisis del flujo transitorio en términos de p

Durante el periodo de decremento, la presión de fondo fluyendo, p_{wf} está dada por la Ec. 8.21; si el pozo es cerrado al tiempo t_p y se permite un incremento de presión por un tiempo Δt , el efecto de cierre puede ser obtenido por la superposición de dos efectos. Durante el periodo de cierre, la presión estática del yacimiento está dada por la suma del efecto del gasto del decremento de presión, q_{sc} , y el efecto del cambio en el gasto ($0 - q_{cs}$), y está representado por:

$$p_i - p_{ws} = 1637 \frac{q_{sc} \bar{\mu} Z T}{2 \bar{p} k h} \left[\log(t_p + \Delta t) + \log\left(\frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2}\right) - 3.2275 \right] \\ + 1637 \frac{(0 - q_{cs}) \bar{\mu} Z T}{2 \bar{p} k h} \left[\log \Delta t + \log\left(\frac{k}{\phi \mu_1 C_t r_w^2}\right) - 3.2275 \right] \quad (8.46)$$

El primer término del segundo miembro de la ecuación anterior representa el efecto debido al decremento a un gasto, q_{sc} , para un tiempo ($t_p + \Delta p$). El segundo término es el efecto del cambio en el gasto de q_{sc} a 0 para un tiempo Δp . Combinando estos términos y simplificando la ecuación se obtiene.

$$p_i - p_{ws} = 162.6 \frac{q_g \bar{B}_g \bar{\mu}_g}{k h} \log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right) \quad (8.47)$$

De lo anterior, la gráfica de p_{ws} vs $\log(t_p + \Delta p / \Delta p)$ en coordenadas semi-logarítmicas (gráfica de Horner), se ajusta una línea recta de pendiente m , de donde:

$$k h = 162.6 \frac{q_g \bar{B}_g \bar{\mu}_g}{m} \quad (8.48)$$

Definiendo $p_{wf t=0}$ como la presión justo antes del cierre, la ecuación 8.21 (sección 8.3.2) puede escribirse como:

$$p_i - p_{wf0} = 1637 \frac{q_{sc} \bar{\mu} Z T}{2 \bar{p} k h} \left[\log t + \log\left(\frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2}\right) - 3.2275 + 0.869s' \right] \quad (8.49)$$

restando la Ec. 8.47 de la ecuación anterior se obtiene:

$$p_{ws} - p_{wf0} = m \left[\log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} + \log\left(\frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2}\right) - 3.2275 + 0.869s' \right] \quad (8.50)$$

Definiendo $p_{ws t=1hr}$ como la presión al tiempo $\Delta t = 1$ hora, y suponiendo que $(t_p + \Delta p / \Delta p) \approx 1$, la se puede estimar el daño a la formación con:

$$s' = 1.151 \left[\frac{p_{1hr} - p_{wf}}{m} - \log\left(\frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2}\right) + 3.2275 \right] \quad (8.51)$$

El valor de $P_{ws t=1hr}$ debe ser obtenido de la línea recta extrapolada de la gráfica de Horner. De la ecuación anterior se puede obtener el factor de daño aparente. No hay manera de separar s en sus componentes s y Dq_{sc} en una prueba de incremento a un solo gasto; para determinar estos parámetros es necesario otra prueba de incremento de

presión a un gasto diferente y posteriormente resolver simultáneamente un sistema de ecuaciones.

8.5.3 Análisis del flujo transitorio en términos de p^2

La ecuación de incremento para el análisis de pruebas, en unidades de campo está dada por:

$$p_i^2 - p_{ws}^2 = 1637 \frac{q_g T \bar{z} \bar{\mu}_g}{kh} \log \left(\frac{tp + \Delta t}{\Delta t} \right) \quad (8.52)$$

A una gráfica de p_{ws}^2 vs. $\log(tp + \Delta p/\Delta t)$ se ajusta una línea recta de pendiente m , por lo tanto, las siguientes ecuaciones pueden ser utilizadas para calcular las propiedades del yacimiento:

La capacidad de flujo del pozo:

$$kh = 1637 \frac{q_g T \bar{z} \bar{\mu}_g}{m} \quad (8.53)$$

Por otra parte, el factor de daño aparente se estima mediante la ecuación;

$$s' = 1.151 \left[\frac{p_{ihr}^2 - p_{wf}^2}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \bar{\mu} c_t r_w^2} \right) + 3.2275 \right] \quad (8.54)$$

La caída de presión debida al daño, se obtiene mediante:

$$\Delta p_{s'}^2 = 0.869 m s' \quad (8.55)$$

Finalmente, la eficiencia de flujo se obtiene de:

$$EF = \frac{J_{real}}{J_{ideal}} = \frac{p^{*2} - p_{wf}^2 - \Delta p_{s'}^2}{p^{*2} - p_{wf}^2} \quad (8.56)$$

donde P^{*2} es la presión falsa o estrella, obtenida de la porción de línea recta de la gráfica de Horner cuando $(tp + \Delta t)/\Delta t = 1$.

8.5.4 Análisis del flujo transitorio en términos de $m(p)$

La ecuación de incremento para el análisis de pruebas de presión en pozos de gas en yacimientos infinitos en términos de $m(p)$ es:

$$m(p) - m(p)_{pws} = 1637 \frac{q_{sc} T}{kh} \left[\log \frac{tp + \Delta t}{\Delta t} \right] \quad (8.57)$$

En una gráfica $m(p)_{pws}$ vs $\log (tp+\Delta p/\Delta p)$ al ajustarse una línea recta de pendiente m , se puede estimar las siguientes propiedades:

La capacidad de flujo del pozo:

$$kh = 1637 \frac{q_g T}{m} \quad (8.58)$$

El factor de daño aparente se obtiene mediante la ecuación:

$$s' = 1.151 \left[\frac{m(p)_{1hr} - m(p)_{wf}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu_1 c_{t1} r_w^2} \right) + 3.2275 \right] \quad (8.59)$$

La caída de presión debida al daño:

$$\Delta m(p)_{s'} = 0.869 m s' \quad (8.60)$$

Finalmente, la eficiencia de flujo se obtiene de:

$$EF = \frac{m(p)_{p*} - m(p)_{wf} - \Delta m(p)_s}{m(p)_{p*} - m(p)_{wf}} \quad (8.61)$$

8.5.5 Pseudo-tiempo para pruebas de incremento^{25,27}

La ecuación de flujo para gases reales, puede ser parcialmente linealizada mediante el uso de la pseudopresión del gas real:

$$m(p) = 2 \int_0^p \frac{p}{\mu_g z} dp$$

por lo tanto, la ecuación de difusión para flujo radial de gas en términos de $m(p)$, está dada por la ecuación:

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

De la ecuación anterior, si el producto $\phi \mu c_t$, es constante con la presión, la linealización por la introducción de $m(p)$ es exacta.

Para decrementos de presión largos, el producto $\phi \mu c_t$, puede variar en una magnitud mayor. Por lo tanto, la ecuación de difusión para gases reales debe ser linealizada. Esto puede ser realizado mediante la introducción del pseudo-tiempo del gas real, definido por Agarwal.¹⁶

$$t_a = 2 \int_0^p \frac{1}{\mu(t) c_t(t)} dt \quad (8.62)$$

donde μ y c_t , están en función del tiempo en lugar de que estén en función de la presión. Si t_a es redefinida como función de la presión, se tiene:

$$t_a(p) = 2 \int_0^p \frac{dt/dp}{\mu(p)c_t(p)} dp \quad (8.63)$$

donde las variables μ y c_t , son funciones de la presión. Esta nueva función es referida como el pseudo-tiempo del gas real.

Si se supone que el tiempo y la presión varían linealmente entre sí, es decir, $dt/dp \approx \Delta t/\Delta p$, para pequeños incrementos de tiempo, la Ec. 2.61 puede ser aproximada como:

$$t_a(p) = \sum_{i=1}^n \frac{(t_i - t_{i-1})}{(p_i - p_{i-1})} \int_{p_{i-1}}^p \frac{dp}{\mu(p)c_t(p)} \quad (8.64)$$

por lo tanto, la ecuación anterior puede ser escrita como:

$$t_a(p) = \sum_{i=1}^n \frac{(t_i - t_{i-1})}{(p_i - p_{i-1})} [t(p_i) - t(p_{i-1})] \quad (8.65)$$

en donde la integral $t_a(p)$ es expresada por:

$$t_a(p) = \int_p^{p_i} \frac{dp}{\mu(p)c_t(p)} \quad (8.66)$$

la cual puede ser evaluada previamente utilizando μ y c_t , como función de la presión. En la ecuación anterior, p_i , es una presión base y p es la máxima presión de interés. La integral anterior expresada en forma gráfica o tabular, puede ser utilizada junto con la Ec. 8.66 para calcular el pseudo-tiempo del gas real, $t_a(p)$. Comúnmente es más fácil que se tenga el valor de c_g como una función de la presión en lugar de c_t , por lo tanto, las siguientes relaciones podrán ser utilizadas:

$$c_t = s_g c_g + s_o c_o + s_w c_w + c_f \quad (8.67)$$

Donde:

s_g = saturación de gas

c_g = compresibilidad del gas

s_o = saturación del aceite

c_o = compresibilidad del aceite

s_w = saturación del agua

c_w = compresibilidad del agua

c_f = compresibilidad de la formación

c_t = compresibilidad total

Para un pozo de gas c_t , es normalmente aproximado por:

$$c_t = s_g c_g$$

8.6 Pseudo-funciones normalizadas²⁷

El análisis de pruebas en pozos de gas presenta dos problemas adicionales comparados con un sistema líquido. Estos están caracterizados por la no-linealidad de la ecuación de difusión y el efecto de daño dependiente del gasto.

La no-linealidad de la ecuación ha sido reconocida como uno de los principales problemas en el análisis de pruebas de presión en pozos de gas la introducción de la pseudo-presión del gas real, linealiza parcialmente la ecuación de difusión, y la ecuación resultante parece tener suficiente exactitud en muchos casos.

Si se supone que la linealización es aceptable para muchos casos prácticos, entonces se puede convertir la ecuación de flujo resultante en forma idéntica a la ecuación para flujo de líquido, tratando el efecto de flujo no-darciano, como un daño. Esto se logra "normalizando" la pseudo-presión y el pseudo-tiempo, e introduciendo estas variables en la ecuación de difusión. Como consecuencia, las soluciones para flujo de líquido pueden ser directamente aplicadas a muchos problemas de flujo de gas.

8.6.1. Pseudo-funciones normalizadas de presión y tiempo

Recordando que la pseudopresión del gas real definida por:

$$m(p) = 2 \int_0^p \frac{p}{\mu_g z} dp$$

La ecuación anterior puede ser normalizada seleccionando las variables a condiciones iniciales del yacimiento esto es:

$$m(p)_n = \frac{\mu_1 z_1}{2p} m(p) \quad (8.68)$$

si sustituimos en la ecuación de $m(p)$ en la Ec. 8.68 tenemos:

$$m(p)p_n = m(p)_i + \frac{\mu_1 z_1}{p_i} m(p) \int_{p_1}^p \frac{p}{\mu_g z} dp \quad (8.69)$$

donde $m(p)_n$, es definida como la pseudopresión normalizada del gas real en unidades de presión (psi).

Además, $m(p)_n$, puede ser expresada en función de la densidad, es decir:

$$m(p)_n = \frac{\mu_1}{\rho_i} \int_{p_1}^p \frac{\rho}{\mu_g(\rho)} dp \quad (8.70)$$

por lo tanto, la Ec. 8.66 puede ser escrita como:

$$m(p)_n = p_i + \frac{\mu_1}{\rho_i} \int_{p_1}^p \frac{\rho}{\mu_g(\rho)} dp \tag{8.71}$$

Esta ecuación es la definición para la transformación de $m(p)$ a $m(p)_n$, la ventaja de esta ecuación es que los datos de presión de la prueba y los valores de la pseudopresión normalizada, calculada para cada presión, tienen aproximadamente el mismo valor numérico.

Fácilmente puede observarse la ventaja de ésta normalización, notando que las unidades de presión (psi) son conservadas, dando una idea más objetiva del problema. Esto es ilustrado en el siguiente análisis dimensional de la Ec. 8.69.

P	lb _f /pg ²	expresado en términos dimensionales	F/L ₂
μ	Lb _m /pie.seg	“ “	M/L-T
ρ	Lb _m /pie ³	“ “	ML ⁻³

por lo tanto:

$$m(p)_n = \frac{F}{L^2} + \frac{\frac{M}{L-T}}{\frac{M}{L^3}} \left[\frac{\frac{M}{L^3}}{\frac{M}{L-T}} \right] \frac{F}{L^2} = \frac{F}{L^2} (\text{unidades de presión})$$

El pseudotempo del gas real, está dado como:

$$t_a = 2 \int_0^p \frac{1}{\mu(t)c_t(t)} dt$$

Escogiendo las variables a condiciones iniciales del yacimiento, la ecuación anterior puede ser normalizada.

El beneficio de esta normalización es que la unidad de tiempo es conservada y por lo tanto evita el manejo de las unidades abstractas del pseudotiempo. Esto es ilustrado en el siguiente análisis dimensional, considerando las variables citadas anteriormente así como la compresibilidad total del sistema, dada por c_t , psi⁻¹, expresada en términos dimensionales, se tiene:

$$t_{pn} = \frac{M}{L-T} \frac{1}{\frac{F}{L^2}} \left[\frac{1}{\frac{M}{L-T} \frac{1}{\frac{F}{L^2}}} \right] T = T (\text{unidades de tiempo})$$

8.7 Pozos fracturados hidráulicamente²⁶

Muchos pozos de gas, particularmente los que se encuentran en formaciones de baja permeabilidad, requiere un fracturamiento hidráulico para que su explotación sea económicamente factible. La interpretación de los datos de presión en régimen transitorio en pozos fracturados hidráulicamente, es importante para evaluar el éxito y predecir el comportamiento del pozo fracturado. Esta sección describe las técnicas graficas, incluyendo las semilogaritmica, log-log, y coordenadas cartesianas, para analizar las pruebas de presión postfractura. Antes de empezar la discusión de estas técnicas de análisis, se ha identificado distintos patrones de flujo característicos de los pozos hidráulicamente fracturados.

8.7.1. Patrones de flujo en pozos hidráulicamente fracturados.

La Fig. 42 muestra diferentes patrones que ocurren en la fractura y alrededor de la formación en los pozos fracturados hidráulicamente. Patrones sucesivos de flujo, a menudo separados por periodos de transición, incluye flujo lineal en la fractura, flujo bilineal, flujo lineal en la formación, flujo elíptico y flujo pseudoradial.

La Fig. 42a muestra el flujo lineal en la fractura, este tipo de flujo es de corta duración y puede ser enmascarado por el efecto de almacenamiento del pozo. Durante este periodo de flujo, la mayoría de los fluidos que entran al pozo proviene de la expansión del fluido en la fractura, y el patrón de flujo es lineal. Ya que este tipo de flujo es de tan corta duración, este periodo de flujo lineal en la fractura a menudo no se usa en el análisis de la prueba de presión.

El flujo bilineal Fig. 42b supone una conductividad finita de la fractura, para lograr una linealidad del flujo del fluido circundante en la formación hacia la fractura y antes de que el efecto de cierre de la fractura empiece a tener influencia en el comportamiento.

La mayoría de los fluidos que entran al pozo durante este periodo de flujo proviene de la formación. Durante el periodo de flujo bilineal, p_{wf} es una función lineal de $t^{1/4}$ en un grafica cartesiana. Una grafica logarítmica de $(p_i - p_{wf})$ es una función del tiempo con una pendiente de un cuarto, en la derivada de la presión también tiene una pendiente de un cuarto durante este periodo de tiempo. El periodo de flujo bilineal tiene una mayor duración que el flujo lineal.

El flujo lineal en la formación, Fig. 42c ocurre solamente cuando se tiene una conductividad alta en la fractura. En una grafica cartesiana p_{wf} es función lineal de $t^{1/2}$, y en una gráfica logarítmica $(p_i - p_{wf})$ y en la derivada de la presión, la función tendrá una pendiente de un medio.

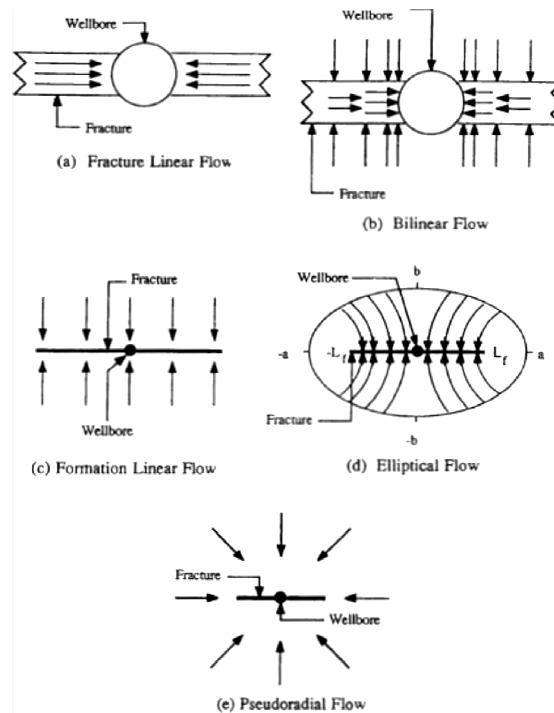


Fig. 42 Periodos de flujo en pozos verticales fracturados³²

El flujo elíptico, Fig. 42d, es un periodo de flujo transicional, ocurre entre el patrón de flujo lineal o cerca del flujo lineal en tiempos cortos y del patrón de flujo radial en tiempos largos.

El flujo pseudo-radial ocurre en las fracturas de conductividades altas y bajas.. Antes de un periodo suficientemente largo en el yacimiento, la fractura parece como un pozo expandido. En este tiempo, el patrón de drene, puede ser considerado como un círculo. Cuanto mayor sea la conductividad de la fractura, más tiempo tardara en desarrollarse un patrón de drene de forma radial. Si la longitud de la fractura es relativamente más larga que el área de drene, entonces los efectos de la frontera puede ser enmascarada por un régimen de flujo pseudo-radial.

8.7.2 Métodos especializados en la prueba de presión post-fractura

En general, el objetivo del análisis de de las pruebas de presión post-fractura es estimar la longitud de la fractura, conductividad de la fractura, y la permeabilidad de la formación. En esta sección, discutiremos tres métodos especializados para analizar pruebas de presión post-fractura, por los métodos de flujo pseudo-radial, análisis de flujo bilineal y análisis de flujo lineal.

Método de flujo pseudo-radial

El método de flujo pseudoradial²⁵ se aplica en cuando una fractura pequeña con alta conductividad es creada en una formación de alta permeabilidad y el flujo pseudo-radial se desarrolla en tiempos cortos.

El comienzo de flujo pseudo-radial es caracterizado por el comienzo de una línea recta en una grafica semi-logaritmica. Por lo tanto, cuando se localiza el régimen de flujo pseudo-radial, un análisis convencional semi-logaritmico puede ser usado para calcular k y s.

La Tabla 4 muestra el resumen de las ecuaciones que se desarrollaron para el análisis en flujo radial para pozos de gas. El procedimiento para analizar los datos de las pruebas en régimen de flujo pseudo-radial es presentado en términos de presión y en función del tiempo.

1. Para una prueba de decremento de presión, realizar una grafica semilogaritmica para p_{wf} vs. $\log t$. Para una prueba de decremento de presión, hacer una grafica semilogaritmica para p_{ws} vs. tiempo de Horner.
2. Determinar la posición y la pendiente m de una línea recta.
3. Usando m, calcular los valores de k y s con una ecuación apropiada de la Tabla 2.1.
4. Calcular L_f usando la Ec. 8.72

$$t_{L_f} \cong 2r_w e^{-s} \quad (8.72)$$

donde el daño, s es relativo a la mitad de la fractura, L_f , para una fractura altamente conductiva.

El método de flujo pseudo-radial tiene limitaciones que hacen que en la práctica este método sea raramente aplicable²⁵:

- a) Para que ocurra un flujo pseudoradial en una fractura pequeña y altamente conductiva en una formación altamente permeable raramente ocurre. La aplicación más común en fracturas hidráulicas (pozos con fracturas largas en formaciones de baja permeabilidad) requiere pruebas de presión imprácticamente largas de tiempo para encontrar un flujo pseudoradial.
- b) En pozos penetrados parcialmente causa una distorsión en los resultados del análisis de la prueba.
- c) Para pozos productores de gas, el valor de s' , se estima con datos de este tipo de pruebas esta distorsionada por el efecto de flujo no-Darciano.
- d) El método solo se aplica para fracturas con altas conductividades. Para fracturas con baja conductividad, la longitud de la fractura estimada con la Ec. 8.72 puede ser muy corta.

Método de Flujo Bilineal

El método de flujo bilineal²⁵ se aplica para los datos obtenidos en la prueba durante el régimen de flujo bilineal en fracturas con conductividad finita. Para una prueba con flujo a gasto constante en pozos productores de gas, el flujo bilineal se localiza con una línea con pendiente de un cuarto en una grafica logarítmica con $(p_i - p_{wf})$ vs. t o, en una prueba de decremento, $(p_{ws} - p_{wf})$ vs. Δt . Un procedimiento recomendado para analizar los datos obtenidos en la prueba de presión en el régimen de flujo bilineal, es el siguiente:

1. Para una prueba a gasto constante, se grafica p_{wf} vs. $t^{1/4}$ en coordenadas cartesianas. Para una prueba de decremento, graficar p_{wf} vs. $\Delta t^{1/4}$.
2. Determinar la pendiente de la tendencia de la línea, m_B .
3. De conocimientos anteriores de k (de alguna prueba anterior a la fractura), estimar la conductividad de la fractura, $w_f k_f$, usando m_B y la relación:

$$w_f k_f = \left(\frac{44.1 q_g B_g \mu_g}{h m_B} \right)^2 \left(\frac{1}{\phi \mu_g c_t k} \right)^{0.5} \quad (8.73)$$

El análisis del método de flujo bilineal tiene las siguientes limitaciones:

- a) El método no proporciona de un valor estimado de L_f .
- b) En pozos con fractura de baja conductividad, el efecto de almacenamiento del pozo frecuentemente distorsiona los datos en tiempos cortos, enmascarando completamente la pendiente de un cuarto del flujo bilineal.
- c) La gran limitante es que se requiere una estimación previa de k .

Método de Flujo Lineal

El método de flujo lineal²⁵ aplica para los datos obtenidos en la prueba durante el régimen de flujo lineal en la formación, en pozos con alta conductividad en la fractura. El flujo lineal en la formación ocurre después de que el efecto de almacenamiento allá terminado de distorsionar los datos de presión.

La Tabla 5 muestra las ecuaciones para el análisis de los datos de flujo lineal para pruebas de presión en pozos productores de gas, para los siguientes casos: presión y tiempo, presión cuadrada, pseudopresión.

Tabla 4 Resumen de las ecuaciones para el análisis de pruebas de presión.²

	Gas, Using Pseudopressure and Time	Gas, Using Pressure and Time	Gas, Using Pressure-Squared and Time
Flow Test			
Semilog graph variables	p_p vs. t	p_{wf} vs. t	p_{wf}^2 vs. t
Permeability from m of semilog straight line	$k = \frac{1637q_g T}{mh}$	$k = \frac{162.6q_g \bar{B}_g \bar{\mu}_g}{mh}$	$k = \frac{1637q_g T \bar{z} \bar{\mu}_g}{mh}$
Skin factor calculation	$s = 1.151 \left[\frac{\bar{p}_p - p_{p,1hr}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \bar{\mu}_g \bar{c}_i r_w^2} \right) + 3.23 \right]$	$s = 1.151 \left[\frac{\bar{p} - p_{1hr}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \bar{\mu}_g \bar{c}_i r_w^2} \right) + 3.23 \right]$	$s = 1.151 \left[\frac{\bar{p}^2 - p_{1hr}^2}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \bar{\mu}_g \bar{c}_i r_w^2} \right) + 3.23 \right]$
Buildup Test			
Semilog graph variables	p_p vs. $(t_p + \Delta t)/\Delta t$	p_{ws} vs. $(t_p + \Delta t)/\Delta t$	p_{ws}^2 vs. $(t_p + \Delta t)/\Delta t$
Permeability from m of semilog straight line	$k = \frac{1637q_g T}{mh}$	$k = \frac{162.6q_g \bar{B}_g \bar{\mu}_g}{mh}$	$k = \frac{1637q_g T \bar{z} \bar{\mu}_g}{mh}$
Skin factor calculation	$s = 1.151 \left[\frac{p_{p,1hr} - p_{p,wf}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \bar{\mu}_g \bar{c}_i r_w^2} \right) + 3.23 \right]$	$s = 1.151 \left[\frac{p_{1hr} - p_{wf}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \bar{\mu}_g \bar{c}_i r_w^2} \right) + 3.23 \right]$	$s = 1.151 \left[\frac{p_{1hr}^2 - p_{wf}^2}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \bar{\mu}_g \bar{c}_i r_w^2} \right) + 3.23 \right]$

Tabla 5 Resumen de las ecuaciones utilizadas para el análisis de flujo lineal en fracturas hidráulicas²⁶

	Pressure and Time	Pressure Squared and Time	Pseudopressure and Time
		Flow Test	Flow Test
Cartesian-coordinate graph variables	p_{wf} vs. \sqrt{t}	p_{wf}^2 vs. \sqrt{t}	p_p vs. \sqrt{t}
$\sqrt{k} L_f$ from slope, m_L of straight line	$\sqrt{k} L_f = \frac{4.064q_g \bar{B}_g \left(\frac{\bar{\mu}_g}{\phi \bar{c}_t}\right)^{1/2}}{m_L h}$	$\sqrt{k} L_f = \frac{40.93q_g T \bar{z} \left(\frac{\bar{\mu}_g}{\phi \bar{c}_t}\right)^{1/2}}{m_L h}$	$\sqrt{k} L_f = \frac{40.93q_g T \left(\frac{1}{\phi \bar{\mu}_g \bar{c}_t}\right)^{1/2}}{m_L h}$
		Buildup Test	Buildup Test
Cartesian-coordinate graph variables	p_{ws} vs. $\sqrt{\Delta t_e}$	p_{ws}^2 vs. $\sqrt{\Delta t_e}$	p_p vs. $\sqrt{\Delta t_e}$
$\sqrt{k} L_f$ from slope, m_L of straight line	$\sqrt{k} L_f = \frac{4.064q_g \bar{B}_g \left(\frac{\bar{\mu}_g}{\phi \bar{c}_t}\right)^{1/2}}{m_L h}$	$\sqrt{k} L_f = \frac{40.93q_g T \bar{z} \left(\frac{\bar{\mu}_g}{\phi \bar{c}_t}\right)^{1/2}}{m_L h}$	$\sqrt{k} L_f = \frac{40.93q_g T \left(\frac{1}{\phi \bar{\mu}_g \bar{c}_t}\right)^{1/2}}{m_L h}$
$\Delta t_e = \Delta t(1 + \Delta t/t_p)$.			

El procedimiento recomendado a seguir para el análisis de los datos de la prueba de presión en pozo de gas en régimen de flujo lineal, usando las variables de presión y tiempo, es:

1. Para pruebas de gasto constante, graficas p_{wf} vs. $t^{1/2}$ en coordenadas cartesianas. Para pruebas de incremento de presión, graficar p_{sw} vs. $\Delta t^{1/2}$.
2. Determinar la pendiente de la línea, m_L .
3. Se necesita un valor ya estimado de k , para estimar L_f , usando la ecuación adecuada para $\sqrt{k} L_f$ de la Tabla 5.

El análisis de flujo lineal también tiene limitaciones:

- a) El método solo se puede aplicar en fracturas con alta conductividad. Estrictamente hablando, el flujo lineal solo aparece cuando hay flujo uniforme en la fractura (el mismo gasto de flujo de la formación por unidad de área perpendicular seccional en todo los puntos en todo lo largo de la fractura) esto quiere decir que la conductividad de la fractura es infinita. Sin embargo, solo los datos en tiempos cortos ($t_{LFD} \leq 0.016$) exhiben datos útiles de flujo lineal para el análisis.
- b) La estimación de L_f requiere un valor estimado independiente de k .

9. PRUEBAS DE POTENCIAL DE FLUJO EN POZOS DE GAS

Este tema se enfocara en explicar el procedimiento en cada una de las pruebas, así como sus ventajas y desventajas; y las técnicas de análisis para las siguientes pruebas:

- Prueba de flujo tras flujo,
- Un solo punto
- Isocronal
- Isocronal modificada

Una prueba de potencial de pozo se refiere a la medición de la capacidad de producción de un pozo productor de gas, bajo condiciones específicas del yacimiento y p_{wf} . El indicador de la productividad más común obtenido en este tipo de pruebas es el potencial absoluto de pozos de gas (AOF). El AOF es el gasto teórico máximo que un pozo puede aportar, con la contrapresión atmosférica en la superficie. Aunque en la práctica, el pozo no puede producir a este gasto, a menudo agencias regulatorias usan el AOF para establecer el gasto máximo permitidos para el pozo.

9.1. Teoría del análisis de pruebas de potencial de pozo

En este tema se muestra la aplicación de dos métodos para determinar el potencial de un pozo productor de gas y algunas de las particularidades que se pueden presentar al realizar este tipo de pruebas. El primer método es empírico: el cual es muy práctico y económico en su uso; el segundo método es analítico, que requiere de las propiedades del gas y un algoritmo de programación para su aplicación.

La ecuación teórica fue desarrollada por Houpeurt³⁰, es una solución exacta para la ecuación de difusividad para flujo radial generalizada, mientras que la ecuación de Rawlin y Schellhardt es empírica. Todas las ecuaciones básicas presentadas se desarrollaron con flujo radial en yacimiento homogéneo e isotrópico.

9.1.1 Ecuación teórica para el análisis de las pruebas de potencial en pozos productores de gas

El desarrollo de las ecuaciones para el análisis de pruebas de potencial parte de la ecuación de difusión para flujo radial, en un yacimiento homogéneo y anisotrópico. Como las propiedades del gas dependen de la presión se tiene como resultado una ecuación diferencial parcial no lineal. En este caso, para lograr la linealización se ocupa $p/\mu_g z$ como constante con respecto a la presión y por lo tanto $\mu_g C_t$ puede ser evaluada en p y manejarse como constante. Con esta suposición, tenemos:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu_g c_t}{0.0002637 k_g} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (9.1)$$

Esta ecuación solo debe ser usada con gases a presiones altas.

La solución de la ecuación de difusión en términos de p^2 se asume $\mu_g z$ es constante con la presión, por lo tanto $\mu_g c_g$ puede ser evaluada en p y manejarse como constante. Con estas suposiciones tenemos:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p^2}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu_g c_t}{0.0002637 k_g} \frac{\partial p^2}{\partial t} \quad (9.2)$$

La suposición de $\mu_g z$ constantes es válida solo para presiones bajas y altas temperaturas.

Un método riguroso de linealización es con el uso de la pseudopresión de los gases reales, obtenida por Al-Hussainy³⁶, con este método se puede dar una solución, sin la limitante de suponer que ciertas propiedades del gas son constantes con la presión. Una aproximación aceptable para la linealización de la ecuación de Al-Hussainy es asumir que $\mu_g z$ es constante y puede ser evaluada en cualquier p ,

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial m(p)}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu_g(p) c_t(p)}{0.0002637 k_g} \frac{\partial m(p)}{\partial t} \quad (9.3)$$

Para tiempos cortos o flujo en régimen transitorio la Ec. 9.3 con producción de gas a gasto, es:

$$m(p)(p_s) - m(p)(p_{wf}) = \frac{1.422 \times 10^6 q T}{k_g h} x \left[1.151 \log \left(\frac{k_g t}{1688 \phi \mu_i c_t r_w^2} \right) + s + Dq \right] \quad (9.4)$$

Donde p_s es la presión de fondo estabilizada al cierre, medida antes de la prueba de potencial de pozo. En pozos nuevos donde no hay abatimiento de presión $p_s = p_i$, en yacimientos desarrollados $p_s < p_i$.

La solución para flujo pseudoestacionario es:

$$m(p)(\bar{p}) - m(p)(p_{wf}) = \frac{1.422 \times 10^6 q T}{k_g h} x \left[1.151 \log \left(\frac{10.06 A}{1688 C_A r_w^2} \right) - \frac{3}{4} + s + Dq \right] \quad (9.5)$$

Donde \bar{p} es la presión del área de drene actual. En pozos de gas no se presenta un estado verdadero de flujo pseudo-estacionario porque $\mu_g c_t$ cambia cuando \bar{p} decrece. A diferencia de \bar{p} que decrece durante el flujo pseudo-estacionario, p_s permanece constante.

Houpeurt³⁶ escribió la ecuación para flujo en régimen transitorio:

$$\Delta m(p) = m(p)(p_s) - m(p)(p_{wf}) = a_t + b q^2 \quad (9.6)$$

y la ecuación para flujo pseudo-estacionario es:

$$\Delta m(p) = m(p)(p_s) - m(p)(p_{wf}) = a + bq^2 \quad (9.7)$$

Donde:

$$a_t = \frac{1.422 \times 10^6 T}{k_g h} \left[1.151 \log \left(\frac{k_g t}{1688 \phi \mu_1 C_{t1} r_w^2} \right) + s \right] \quad (9.8)$$

$$a = \frac{1.422 \times 10^6 T}{k_g h} \left[1.151 \log \left(\frac{10.06 A}{1688 C_A r_w^2} \right) - \frac{3}{4} + s \right] \quad (3.9) \quad (9.9)$$

$$b = \frac{1.422 \times 10^6 TD}{k_g h} \quad (9.10)$$

Los coeficientes a incluyen el efecto de flujo Darcy y el factor daño, el coeficiente b representa los efectos de flujo inercial y turbulento. Como μ_g no es constante con respecto a la presión, el valor de D y el coeficiente b no son estrictamente constantes a diferentes presiones de fondo; sin embargo, asumir que D es constante, es adecuado para la mayoría de las aplicaciones prácticas.

La ecuación de Houpeurt también puede ser escrita en términos de p^2 ; para esto se asume que $\mu_g z$ es constante y flujo en régimen transitorio:

$$\Delta p^2 = p_s^2 - p_{wf}^2 = a_t + bq^2 \quad (9.11)$$

y la ecuación para flujo pseudoestacionario es:

$$\Delta m(p) = m(p)(\bar{p}) - m(p)(p_{wf}) = a + bq^2 \quad (9.12)$$

Los coeficientes son:

$$a_t = \frac{1.422 \times 10^6 \bar{\mu}_g \bar{z} T}{k_g h} \left[1.151 \log \left(\frac{k_g t}{1688 \phi \mu_1 C_{t1} r_w^2} \right) + s \right] \quad (9.13)$$

$$a = \frac{1.422 \times 10^6 \bar{\mu}_g \bar{z} T}{k_g h} \left[1.151 \log \left(\frac{10.06 A}{1688 C_A r_w^2} \right) - \frac{3}{4} + s \right] \quad (9.14)$$

$$b = \frac{1.422 \times 10^6 \bar{\mu}_g \bar{z} TD}{k_g h} \quad (9.15)$$

Cuando s y/o k cambian con el tiempo, la única manera de actualizar los datos de la curva de potencial de pozo es volver hacer la prueba al pozo.

9.1.2 Ecuación empírica para el análisis de las pruebas de potencial en pozos productores de gas

La obtención de datos para el cálculo del potencial de un pozo de gas es difícil y costosa, debido a esto, los modelos empíricos son ampliamente utilizados en la industria petrolera.

Rawlins y Schellharrdt (1935) presentan la siguiente expresión para el cálculo del gasto de producción de un pozo de gas, y es aplicable para presiones bajas:

$$q = C(\bar{p}^2 - p_{wf}^2)^n \quad (9.16)$$

En términos de la pseudo presión:

$$q = C[m(p)(p_s) - m(p)(p_{wf})]^n \quad (9.17)$$

La Ec. 9.16 es la representación de la Ley de Darcy para flujo de fluidos compresibles; la constante C involucra términos como la viscosidad del gas μ_g , la permeabilidad del medio poroso al flujo de gas k_g , espesor neto de la formación h , temperatura de la formación T , etc. La Ec. 9.16 no considera los efectos de turbulencia, que comúnmente se presentan en la vecindad de los pozos productores de gas; para corregir el efecto de turbulencia, se introduce el factor n como una potencia de la diferencia del cuadrado de las presiones.

Para valores de n se encuentran dentro del intervalo $0.5 \leq n \leq 1.0$, si $n=1$ el flujo es completamente laminar y si $n=0.5$ el flujo es completamente turbulento.

Aunque la ecuación de Rawlins and Schellhardt no es rigurosamente teórica, es ampliamente utilizada en el análisis de pruebas de potencial del pozo, especialmente cuando los gastos de la prueba se acercan al valor de AOF.

9.2. Tiempo de estabilización

La técnica para el análisis de pruebas convencionales de flujo tras flujo y de un solo punto requiere una estabilización de la presión. Podemos desarrollar una ecuación para estimar el tiempo de estabilización, t_s , para un pozo ubicando en el centro de en un área de drene circular:

$$t_s = \frac{948 \phi \mu_g c_t r_w^2}{k_g} \quad (9.18)$$

Mientras más largo sea el radio de investigación es menor la distancia al límite donde no hay flujo, la estabilización no será vista y el comportamiento de la presión será transitorio. Para ilustrar la importancia de los tiempos de estabilización en las pruebas de potencial de pozo, se calcularon tiempos de estabilización como función de la

permeabilidad y el área de drene para un pozo que produce gas con una gravedad específica de 0.6, con temperatura de formación de 210°F y una presión promedio de 3,500 psia ($\bar{\mu}_g=0.02$ cp y $\bar{c}_t=2.468 \times 10^{-4}$ psia⁻¹), y una porosidad del 10%. La Tabla 6 muestra que, para pozos en formaciones con baja permeabilidad, se necesita varios días e incluso años, para alcanzar la estabilización del flujo, mientras que en pozos en formaciones de alta permeabilidad el tiempo de estabilización es pequeño.

Tabla 6 Efecto de la permeabilidad y el área de drene en el tiempo de estabilización.

k (md)	A (acres)	t_s (hours)
0.01	40	25,953 (3 years)
0.01	640	415,242 (47 years)
0.1	40	2,595 (108 years)
0.1	640	41,524 (4.7 years)
1.0	40	259.5 (10.8 years)
1.0	640	4,152.4 (173 days)
10.0	40	25.95 (1.1 days)
10.0	640	415.2 (17.3 days)
100.0	40	2.59 (0.11 days)
100.0	640	41.52 (1.73 days)
1,000.0	40	0.259 (0.011 days)
1,000.0	640	4.15 (0.173 days)

Para el caso de un pozo fracturado se necesita lograr un flujo pseudo-radial, para que este análisis pueda ser utilizado, el tiempo para lograr el régimen pseudoradial es, t_{prf} y se estima con:

$$t_{prf} = \frac{11,400 \phi \bar{\mu}_g \bar{c}_t L_f^2}{k_g} \tag{9.19}$$

La Tabla 7 muestra el tiempo necesario para lograr un flujo pseudo-radial durante la prueba de potencial; se calcularon valores de t_{prf} para pozos fracturados hidráulicamente en un yacimiento con porosidad de 15%, $\bar{\mu}_g=0.03$ cp y $\bar{c}_t=1 \times 10^{-4}$ psia⁻¹, se proponen diferentes valores de permeabilidades y longitudes media de la fractura.

Tabla 7 Efecto de la permeabilidad y la longitud media de una fractura en el tiempo para alcanzar un flujo pseudo-radial.

Case	k (md)	L_f (ft)	t_{prf} (hours)
1	1	100	51.2
2	0.01	100	5,120 (213 days)
3	0.01	1,000	512,000 (58 years)

9.3. Análisis de las pruebas de potencial

En esta sección se presenta la ejecución y análisis de pruebas de flujo tras flujo, de un solo punto, isocronal e isocronal modificado. Se muestra la técnica de análisis de Rawlin y Schellhardt y Houpeurt en términos de la pseudopresión.

9.3.1 Prueba De flujo tras flujo.

Hay veces que este tipo de pruebas son llamadas prueba de los cuatro puntos. Estas pruebas se llevan a cabo con una secuencia de incremento de gasto de flujo y midiendo en la superficie la presión de fondo estabilizada. La mayor limitación de este tipo de pruebas es el requerimiento de los periodos de cierre y flujo, continuados de una estabilización, ya que en formaciones de baja permeabilidad, toma demasiado tiempo alcanzar una estabilización del flujo. La Fig. 43 ilustra este tipo de pruebas

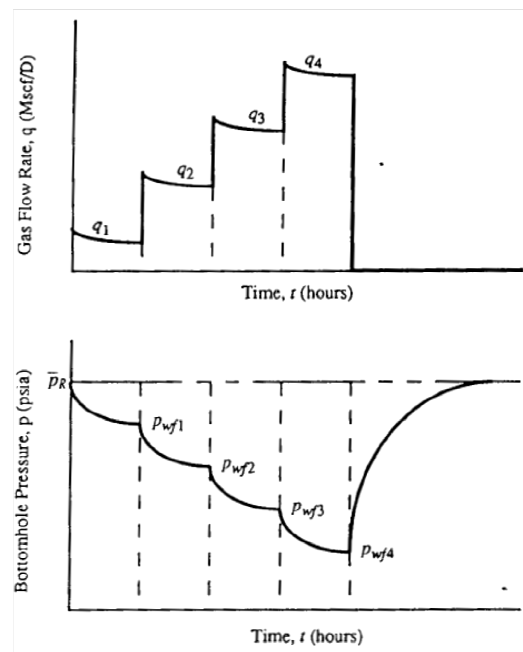


Fig.43 Historias de presión y gasto de flujo en una prueba típica de tras flujo.

9.3.2 Técnica de Análisis de Rawlins-Schellhardt

Tomando el logaritmo de ambos lados de la Ec. 9.17, obtenemos la ecuación básica para este análisis:

$$\log(q) = \log C + n \log[p_p(\bar{p}) - p_p(p_{wf})] \quad (9.20)$$

La grafica convencional para analizar la prueba de flujo es la de $\log(\Delta m(p))$ vs. $\log(q)$, donde se ajusta una línea recta con pendiente $1/n$ y con intercepción en $(-1/n, \log C)$. El potencial AOF es estimado con la extrapolación de la línea recta de $\Delta m(p)$ evaluada a la presión atmosférica p_b .

Procedimiento de Análisis

1. Se realiza una grafica de $\Delta m(p)$ vs. q en papel logarítmico y se ajusta una línea recta que atraviese la mayoría de los datos. Algunos datos con gastos bajos no pasan por la línea recta trazada. En este caso, estos puntos pueden ser ignorados.
2. Se determina el exponente n , con el cálculo de la pendiente de la línea recta, con regresión lineal o como alternativa si se tiene dos puntos, $(q_1, \Delta m(p)_1)$ y $(q_2, \Delta m(p)_2)$, entonces:

$$\frac{1}{n} = \frac{\log(\Delta m(p)_2) - \log(\Delta m(p)_1)}{\log(q_2) - \log(q_1)} = \frac{\log(\Delta m(p)_2 / \Delta m(p)_1)}{\log(q_2 / q_1)} \quad (9.21)$$

el reciproco de la pendiente es :

$$n = \frac{\log(q^2 / q^1)}{\log(\Delta p_2 / \Delta p_1)} \quad (9.22)$$

3. El rango de valores de n , debe estar entre 0.5 y 1.0. Si n no se encuentra en este rango, se recomienda realizar otra vez la prueba con gastos más altos, empezando con el gasto más alto de la primera prueba.
Si n esta dentro del rango se calcula el potencial AOF usando cualquiera de los pasos A o B.
- A. Para estimar la AOF del pozo, se debe extrapolar la línea del paso 1, y se lee el valor de q que corresponde a $\Delta p_p = m(p)(\bar{p}) - m(p)(p_{atm})$.
- B. Determinar el coeficiente C:

$$C = 10^\alpha \quad (9.23)$$

Donde α es determinada por regresión de mínimos cuadrados de los puntos de la grafica:

$$\alpha = \frac{\sum_{j=1}^N \log q_j \sum_{j=1}^N (\log \Delta m(p))_j^2 - \sum_{j=1}^N (\log \Delta m(p))_j \sum_{j=1}^N (\log q \log \Delta m(p))_j}{N \sum_{j=1}^N (\log \Delta m(p))_j^2 - \left[\sum_{j=1}^N (\log q \log \Delta m(p))_j \right]^2} \quad (9.24)$$

Una alternativa para determinar C pero con menos precisión, es usando el valor de n determinado en el paso 2, y un punto $(q_1, \Delta m(p)_1)$ de la línea recta y aplicar:

$$C = \frac{q_1}{(\Delta m(p)_1)^n} \quad (9.25)$$

Podemos calcular el potencial AOF con:

$$q_{AOF} = C[m(p)(\bar{p}) - m(p)(p_b)]^n \quad (9.26)$$

4. Cuando $n = 0.5$ es porque se tiene una línea que pasa por los datos mas altos de gasto, con pendiente 2. De forma similar si $n=1.0$ entonces la línea tendrá una pendiente de 1. Se determinará. El potencial AOF extrapolando la línea recta y en la grafica del paso 1 hasta encontrar el gasto en el punto $\Delta m(p) = m(p)(\bar{p}) - m(p)(p_{atm})$. Calcular C con $n = 0.5$ o 1.0 :

$$C = \frac{q}{[m(p)(\bar{p}) - m(p)(p_{wf})]^n} \quad (9.27)$$

Calcular AOF con la Ec. 9.26 usando C de la Ec. 9.27 y $n = 0.5$ ó 1.0 .

9.3.3 Técnica de Houpeurt

De la Ec. 9.12 dividiendo ambos lados de la ecuación con q , y reacomodando, obtenemos la ecuación básica para la técnica de análisis de Houpeurt:

$$\frac{\Delta m(p)}{q} = \frac{m(p)(\bar{p}) - m(p)(p_{wf})}{q} = a + bq \quad (9.28)$$

Al graficar $\Delta m(p) / q$ vs. q , y al ajustar una línea recta con pendiente b y con ordenada al origen en a . Houpeurt estima la AOF se obtiene con la Ec. 9.12 con $q = q_{AOF}$ a $p_{wf} = p_{atm}$.

Procedimiento de Análisis

1. Graficar $\Delta m(p)/q$ vs. q en un papel cartesiano. Ajustar una línea recta que pase por los datos. Algunos de los datos con gastos menores no se ajustan en la recta, en este caso ignorar los puntos con gastos menores y usar solo los puntos con los gastos más altos.
2. Calcular a y b con el método de mínimos cuadrados o con dos puntos de la línea recta.
3. Calcular el AOF con la Ec. 9.29 donde $m(p)(p_{atm})$ es la pseudo-presión evaluada a p_{atm} y a y b del paso 2:

$$q_{AOF} = \frac{-a + \sqrt{a^2 + 4b[m(p)(\bar{p}) - m(p)(p_{atm})]}}{2b} \quad (9.29)$$

9.4. Prueba de un solo punto

Este tipo de prueba fue desarrollada como intento de superar la limitante de tiempos largos de las otras pruebas. Se lleva a cabo con el pozo fluyendo a un solo gasto hasta que la presión se estabilice. Una limitación en este tipo de pruebas, es que requiere conocimiento previo del comportamiento del potencial del pozo, obtenido de pruebas anteriores en el pozo o posiblemente de correlaciones con otros pozos produciendo bajo condiciones similares en el mismo campo. También hay que asegurarse de que la prueba alcance un flujo en régimen pseudo-estacionario. De forma análoga, para pozos hidráulicamente fracturados, tenemos que asegurarnos que la prueba dure lo suficiente para lograr un flujo pseudo-radial.

9.4.1 Técnica de análisis de Rawlins-Schellhardt

Para analizar una prueba de un solo punto con la técnica de Rawlins-Schellhardt, se debe conocerse o estimar el valor de n . El procedimiento de cálculo es similar al presentado en las pruebas de flujo tras flujo. El AOF puede ser estimado gráficamente dibujando una línea recta con pendiente de $1/n$ y al extrapolar hasta $\Delta m(p) = m(p)(\bar{p}) - m(p)(p_{atm})$, o puede ser calculada con la Ec. 9.26, donde C es estimada con Ec. 9.27.

9.4.2 Técnica de Houpeurt

Para esta técnica de análisis, la pendiente b , debe ser conocida. Solo se tiene un solo punto en este tipo de pruebas, entonces podemos estimar b , usando la Ec. 9.10. Los procedimientos de cálculos restantes son similares que en la prueba de flujo tras flujo. La AOF puede ser calculada con la Ec. 9.29.

9.5. Prueba isocronal

Una prueba isocronal se lleva a cabo con producciones alternadas en el pozo, antes de comenzar el siguiente periodo de producción, se cierra el pozo y se permite el incremento en la presión del pozo hasta alcanzar la presión promedio del yacimiento. La presión es medida a varios tiempos durante cada periodo de flujo. Los intervalos de tiempo en que la presión es medida, deben ser el mismo en cada periodo de flujo. Una prueba isocronal es mas practica en yacimientos de baja permeabilidad, ya que en periodos pequeños de flujos, se necesita un tiempo menor para incrementar la presión hasta la presión promedio del yacimiento, que en una estabilización de la presión en la prueba de flujo tras flujo. Además, para analizar estas pruebas no se requiere una estabilización de flujo final.

Esta prueba tiene como base el principio de que el radio de investigación para cada periodo de flujo no es función del gasto, ya que depende solo de la duración del flujo. Como consecuencia, las presiones medidas en los mismos periodos de tiempo durante cada gasto diferente, corresponde al mismo radio de drene. Bajo esta condición, la prueba isocronal puede ser analizadas usando la misma teoría que para una prueba flujo tras flujo, incluso cuando no se alcanza un flujo estabilizado.

Como base en la Ec. 9.4 donde p_s es la presión estabilizada de fondo medida antes de la prueba; obtenemos la siguiente ecuación:

$$m(p)(p_s) - m(p)(p_{wf}) = \frac{1.422 \times 10^6 qT}{k_g h} x \left[\ln\left(\frac{1}{r_w}\right) + \ln\left(\frac{k_g t}{377 \phi \mu_1 c t_1}\right)^{1/2} - \frac{3}{4} + s + Dq \right] \quad (9.30)$$

Definiendo el radio efectivo de drene como:

$$r_d = \sqrt{\frac{k_g t}{377 \phi \mu_1 c t_1}} \quad (9.31)$$

Substituyendo la Ec. 9.30, 9.31 y reacomodando los términos, tenemos:

$$m(p)(p_s) - m(p)(p_{wf}) = \frac{1.422 \times 10^6 qT}{k_g h} x \left[\ln\left(\frac{r_d}{r_w}\right) - \frac{3}{4} + s + Dq \right] \quad (9.32)$$

Esta ecuación es válida cada cualquier tiempo fijo porque r_d solamente es función del tiempo y no del gasto, r_d no tiene un significado físico pero simplemente es el radio donde las fuerzas de la ecuación de flujo pseudoestacionario comienzan a parecerse a la ecuación de régimen transitorio. Adicionalmente, no hay que confundir r_d con r_i , que es el radio de investigación.

La teoría para el análisis de pruebas isocronal implica que la onda de presión corresponde al tiempo transcurrido durante cada periodo de tiempo que se grafica y se ajusta una línea recta con pendiente b . Además, las pendientes de cada línea representan el tiempo de flujo fijo tendrán el mismo valor. La ordenada al origen a se incrementara al incrementar el tiempo. Por lo tanto, podemos dibujar una línea con la misma pendiente b , hasta el final de los datos estabilizados, y usando las coordenadas del punto estabilizado y la pendiente, se calculará la ordenada al origen estabilizada, a es independiente del tiempo, y se define con:

$$a = \frac{1.422 \times 10^6 T}{k_g h} \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} + s \right] \quad (9.33)$$

9.5.1. Técnica de análisis de Rawlins-Schellhardt

Para analizar una prueba isocronal con la técnica de Rawlins-Schellhardt, se parte de la ecuación empírica Ec. 9.22. Se grafica los datos medidos a los diferentes gastos de flujo pero tomando el mismo incremento de tiempo al comienzo de cada periodo e flujo. Por lo tanto, las líneas dibujadas sobre los puntos son paralelas, entonces el valor de n permanece constante y es independiente del tiempo. Sin embargo, la ordenada al origen $\log c_t$, es función del tiempo, por lo que tenemos que calcular las diferentes ordenadas al origen de cada línea de tiempo. En términos de la variable $\log c_t$, tenemos:

$$\log(q) = \log c_t + n \log[m(p)(p_s) - m(p)(p_{wf})] \quad (9.34)$$

El método convencional de Rawlins-Schellhardt para análisis de pruebas isocronales es con la gráfica $\log[\Delta p_p = m(p)(p_s) - m(p)(p_{wf})]$ vs. $\log q$ para cada tiempo, resultando un línea recta con pendiente $1/n$ y con ordenada al origen en $\left\{-\frac{1}{n} [\log c_t]\right\}$.

El procedimiento de análisis es similar que en la sección 9.3.2.

9.5.2. Técnica de Houpeurt

Para esta técnica de análisis partimos de la Ec. 9.28, recordando que esta ecuación asume las condiciones de flujo estabilizado; sin embargo, en pruebas isocronales, hemos medido datos en régimen transitorio. Como consecuencia, para cada línea de tiempo fijo, la ecuación para flujo en condiciones en régimen transitorio es:

$$\frac{\Delta m(p)}{q} = \frac{m(p)(p_s) - m(p)(p_{wf})}{q} = a_t + bq \quad (9.35)$$

Donde:

$$a = \frac{1.422 \times 10^6 T}{k_g h} \left[\ln \left(\frac{r_d}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + s \right] \quad (9.36)$$

$$b = \frac{1.422 \times 10^6 T}{k_g h} \quad (9.37)$$

Al realizar un grafica de $\frac{\Delta p_p}{q} = \frac{[m(p)(p_s) - m(p)(p_{wf})]}{q}$ vs. q en coordenadas cartesianas, se ajusta una línea recta con pendiente b y con ordenada al origen a . Podemos extender la teoría de los datos con presión estabilizada y calcular la ordenada al origen a , usando las coordenadas de este punto. La pendiente b , permanecerá igual. El procedimiento de análisis es similar al de la sección 9.3.3.

9.6. Prueba isocronal modificada

El tiempo necesario para que la presión se incremente hasta la presión promedio del yacimiento puede llegar a ser impráctico. Como consecuencia, se desarrollo una modificación a la prueba isocronal para acortar el tiempo de la prueba³³. El objetivo de la modificación es obtener los mismos datos que en una prueba isocronal convencional, sin usar los largos periodos de cierre requeridos para llegar a la presión promedio de yacimiento.

El método isocronal modificado se lleva a cabo como una prueba isocronal normal, excepto que los periodos de cierre y los periodos de flujo son de igual duración. El periodo de cierre debe ser igual o más grande que la duración del periodo de flujo. La presión en el pozo no tiene el suficiente tiempo para aumentar la presión hasta la presión promedio del yacimiento; como se muestra en la Fig. 44, la presión al cierre se registra inmediatamente antes de empezar el siguiente periodo de flujo, esta es la que se usa en el análisis de los datos de la prueba.

La prueba isocronal modificado es menos precisa que la prueba isocronal. Mientras la duración del periodo de cierre incrementa, la precisión de la prueba isocronal modificada se incrementa. Usualmente se obtiene un flujo estabilizado al final de la prueba, sin embargo no se requiere para el análisis de los datos.

Con base en la Ec. 9.32 en régimen transitorio, en la prueba isocronal y recordando que en yacimientos nuevos $p_s = p_i$; y en yacimientos ya desarrollados, $p_s < p_i$. Tenemos:

$$m(p)(p_{ws}) - m(p)(p_{wf}) = \frac{1.422 \times 10^6 qT}{kgh} x \left[\ln \left(\frac{r_d}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + s + Dq \right] \quad (9.38)$$

La similitud entre las Ec. 9.32 y 9.38 para una prueba isocronal e isocronal modificada, respectivamente, nos dice que la prueba isocronal modificada puede ser analizada igual que una prueba isocronal.

Para calcular la AOF del pozo, se utiliza la presión promedio del yacimiento, p_s , medida antes de la prueba, en lugar de p_{ws} , o:

$$q_{AOF} = \frac{-a + \sqrt{a^2 + 4b[m(p)(p_s) - m(p)(p_b)]}}{2b} \quad (9.39)$$

9.6.1. Prueba isocronal modificada con punto en flujo estabilizado

El método de análisis de Schellhardt parte de la ecuación de Rawlin y Schellhardt en términos de los datos de la prueba isocronal.

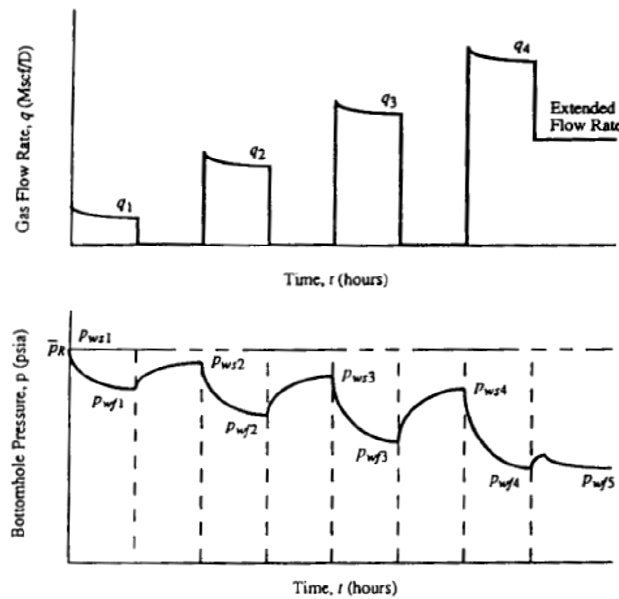


Fig. 44 Historias de presión y gasto de flujo en una prueba típica de isocronal modificada.

De forma similar que en la técnica de análisis grafico de la pruebas isocronal, se grafican las tendencias que se forman con los datos tomados a diferentes tiempos durante una prueba de isocronal modificado. La pendiente n de cada línea que pasa por los puntos de un mismo tiempo, puede convertirse en constante. Sin embargo, la intersección de el factor $\log c_t$, es función del tiempo pero no del gasto. Por lo tanto, debemos calcular las diferentes intersecciones para cada línea. Adicionalmente, para la prueba de isocronal modificado, usaremos $m(p)(p_{ws}) - m(p)(p_{wf})$, por lo que la Ec. 9.20, es:

$$\log q = \log c_t + n \log [m(p)(p_{ws}) - m(p)(p_{wf})] \tag{9.40}$$

La técnica convencional de análisis de los datos obtenidos en las pruebas de isocronal modificado, es hacer una grafica de $\log [m(p)(p_{ws}) - m(p)(p_{wf})]$ vs. $\log q$ para cada tiempo, dando una línea recta con pendiente $1/n$ y que interseca en $\{-1/n [\log(c_t)]\}$.

El procedimiento de análisis de Rawlin-Schellhardt para prueba isocronal modificado con periodo con punto en flujo estabilizado es similar al presentado para pruebas de isocronal, excepto que las funciones son desarrollados en términos de la presión de cierre que se mide inmediatamente antes del siguiente periodo de flujo. Solo la estabilización, se graficado en términos de la presión promedio del yacimiento medida antes de la prueba.

Técnica de Houpeurt

Para los datos de una prueba de isocronal modificado, se modifica la Ec. 9.28 con la suposición de que podemos usar $m(p)(p_{ws})$ en lugar de $m(p)(p_s)$. Entonces tenemos:

$$\frac{\Delta m(p)}{q} = \frac{m(p)(p_{ws}) - m(p)(p_{wf})}{q} = a_t + bq \quad (9.41)$$

Donde a_t , se calcula con la Ec. 9.36 y b , con la Ec. 9.37.

La forma de la Ec. 9.41 sugiere que, si se grafica $\Delta p/q = [m(p)(p_{ws}) - m(p)(p_{wf})]/q$ vs. q y se le ajusta una línea recta con la pendiente b y con ordenada al origen a_t ; se puede aplicar la teoría del punto estabilizado y calcular a , usando las coordenadas del punto estabilizado o aplicando la siguiente ecuación,

$$a = \frac{[m(p)(p_{ws}) - m(p)(p_{wf})]}{q} - bq = \frac{\Delta m(p)}{q} - bq \quad (9.42)$$

9.6.2. Prueba isocronal modificada sin punto en flujo estabilizado

Bajo algunas condiciones como, económicas o ambientales, se prohíbe el venteo del gas hacia la atmosfera durante un periodo de producción largo, en consecuencia en algunas ocasiones, no se pueden hacer mediciones con flujo estabilizado. Estas condiciones con frecuencia ocurren cuando se están probando pozos nuevos, antes de ser conectados a una red de distribución.

Se han desarrollado dos métodos para analizar las pruebas isocronal modificada sin punto de estabilización. Ambos métodos requieren conocimientos previos del área y forma de drenaje.

Método de Brar y Aziz³⁷

Este método se basa en la Ec. 9.7 de Houpeurt, que es una ecuación de flujo de gas en régimen transitorio derivada de la ecuación de difusividad para yacimiento homogéneo y anisotrópico, produciendo a gasto constante.

Igualando las ecuaciones 9.4 y 9.6, se obtiene:

$$a_t q + bq^2 = \frac{1.422 \times 10^6 q T}{k_g h} x \left[1.151 \log \left(\frac{k_g t}{1688 \phi \mu_1 C t_1 r_w^2} \right) + s + Dq \right] \quad (9.43)$$

Dividiendo entre el gasto q :

$$a_t = m' \log(t) + c' \quad (9.44)$$

Donde:

$$m' = \frac{1.632 \times 10^6 T}{k_g h} \quad (9.45)$$

$$c' = \frac{1.422 \times 10^6 T}{k_g h} \times \left[1.151 \log \left(\frac{k_g t}{1688 \phi \mu_1 c_t r_w^2} \right) + s + Dq \right] - bq \quad (9.46)$$

Sustituyendo la definición de b Ec. 9.10 dentro de la Ec. 9.46 nos da la ordenada al origen, c' :

$$c' = \frac{1.422 \times 10^6 T}{k_g h} \times \left[1.151 \log \left(\frac{k_g}{1688 \phi \mu_1 c_t r_w^2} \right) + s \right] \quad (9.47)$$

m' y c' pueden ser calculados usando regresión lineal de la Ec. 9.43. Como alternativa, estas variables pueden ser programadas en una gráfica entre a_t vs. $\log t$; con la pendiente de la línea que se ajustan los datos, se puede calcular la permeabilidad:

$$k_g = \frac{1.632 \times 10^6 T}{m' h} \quad (9.48)$$

Combinando la Ec. 9.45 y 9.47 junto con la ecuación del factor de daño, tenemos:

$$s = 1.151 \left[\left(\frac{c'}{m'} \right) - \log \left(\frac{k_g}{\phi \mu_1 c_t r_w^2} \right) + 3.23 \right] \quad (9.49)$$

Para estimar el valor de AOF del pozo se requiere un valor estabilizado de a . Si se conoce al área de drene (A) y la forma (C_A), se puede usar la permeabilidad relativa al gas calculada en la Ec. 9.48 y el factor de daño Ec. 9.49, para obtener a , se tiene:

$$a = \frac{1.632 \times 10^6 T}{k_g h} \left[1.151 \log \left(\frac{10.06 A}{C_A r_w^2} \right) - \frac{3}{4} + s \right] \quad (9.50)$$

Existen tablas que dan el valor del factor C_A , para varias formas de yacimiento y localización del pozo en el yacimiento. Este valor estabilizado de a es usado para calcular la AOF del pozo, con la siguiente ecuación:

$$q_{AOF} = \frac{-a + \sqrt{a^2 + 4b[m(p)(p_s) - m(p)(p_b)]}}{2b} \quad (9.51)$$

Método de C estabilizada³⁸

En esta sección se combina la técnica de análisis de Rawlins-Schellhardt con el método de Houpeurt y se desarrolla una versión con más precisión para una prueba isocronal

modificada. Este técnica de análisis, llamada el método de C estabilizada³⁹, es derivada de la ecuación empírica de la presión estabilizada de Rawlins-Schellhardt con la ecuación teórica de Houpeurt para obtener una ecuación para el exponente potencial de flujo, n , y el coeficiente de flujo estabilizado, c , en términos de los coeficientes de flujo de Houpeurt, a y b .

Para obtener la ecuación del exponencial n , se toma el logaritmo de ambos lados de la ecuación estabilizada de Rawlins y Schellhardt Ec. 9.20, reacomodando la ecuación y despejando n , se observa que n es la pendiente de una grafica logarítmica de q vs. $\Delta m(p)$. Como alternativa, n puede ser expresada como la derivada de $\log q$ con respecto a $\Delta m(p)$.

$$n = \frac{d \log(q)}{d \log[m(p)(\bar{p}) - m(p)(p_{wf})]} = \frac{1}{q} + \frac{d q}{d \log[m(p)(\bar{p}) - m(p)(p_{wf})]} \quad (9.52)$$

De forma similar, al aplica el logaritmo en ambos lados de la ecuación de Houpeurt, reacomodando y despejando n , se obtiene:

$$\log[p_p(\bar{p}) - m(p)(p_{wf})] = \log[aq + bq^2] \quad (9.53)$$

Derivando los $\Delta m(p)$ con respecto a q , tenemos:

$$\frac{d \log[m(p)(p_s) - m(p)(p_{wf})]}{dq} = \frac{1}{aq + bq^2} \frac{d(aq + bq^2)}{dq} = \frac{aq + 2bq}{aq + bq^2} \quad (9.54)$$

Las Ec. 9.53 y 9.54 muestran que n puede ser expresada en términos del gasto de gas y los coeficientes de Houpeurt:

$$n = \frac{1}{q} \left(\frac{aq + 2bq}{aq + bq^2} \right) = \frac{a + bq}{a + 2bq} \quad (9.55)$$

Para desarrollar una expresión para el coeficiente c , primero se ocupa el logaritmo de la ecuación de Rawlins-Schellhardt en términos de pseudopresión:

$$\log\left(\frac{q}{c}\right) = n[m(p)(\bar{p}) - m(p)(p_{wf})] \quad (9.56)$$

De forma similar, se ocupa el logaritmo de Houpeurt en términos de pseudo-presión, en la Ec 9.53, se iguala con la Ec. 9.54 y se despejar C , de lo anterior se obtiene:

$$C = \frac{q_e}{(aq + bq_e^2)^n} \quad (9.57)$$

Donde q_e es el gasto único donde las caídas de presión de la Ec. 9.53 y 9.54 son iguales. En términos de los coeficientes de Houpeurt y el exponente potencial, de la Ec. 9.54, se obtiene:

$$q_e = \frac{a(1-n)}{b(2n-1)} \quad (9.58)$$

Para aplicar el método de C estabilizada, debemos suponer que la pendiente n , de la gráfica de potencial de pozo, permanece constante con el tiempo. Esta suposición implica que se pueden calcular valores de a y b con las propiedades del yacimiento, y se puede calcular gastos de flujo con la Ec. 3.58 donde el cambio de la pseudopresión estimada por la ecuación Rawlin-Schellhardt es igual al cambio de la pseudopresión calculada con la ecuación teórica de Houpeurt. Entonces, se substituye el gasto de flujo en la Ec. 9.57 y se calcula el valor de C estabilizada. Podemos utilizar la constante n y calcular la C estabilizada para calcular el AOF:

$$q_{AOF} = C[m(p)(\bar{p}) - m(p)(p_b)]^n \quad (9.59)$$

El método de C estabilizada tiene las limitantes de que necesita valores de propiedades del yacimiento determinadas antes de la prueba de potencial de flujo. Sin embargo, estas propiedades pueden ser estimadas de pruebas de incremento o decremento de presión realizada previamente.

CAPITULO 3

CASO DE ANALISIS

10. ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN DISPONIBLE

Se analiza el Pozo Cosmo 8, que es un pozo de desarrollo con fines exploratorios; tiene como objetivo conocer el potencial petrolero de la formación del Cretácico Inferior. Al ser un pozo de exploración se debe obtener toda la información posible. En esta tesis nos enfocaremos en el análisis de pruebas de presión que se le hicieron a este pozo y la productividad del mismo.

10.1 Ubicación⁴⁰

El campo donde se encuentra el Pozo Cosmo 8, se encuentra dentro de la Región Sur. Esta región posee una superficie de 390 mil Km² y abarca parte de los estados de Guerrero, Oaxaca y Veracruz, así como la totalidad de Tabasco, Campeche, Yucatán, Quintana Roo y Chiapas. Asimismo, comprende los Activos Cinco Presidentes, Samaria Luna, Bellota-Jujo, Muspac y Macuspana. En la Fig. 45 se observa la localización del Activo Integral Macuspana.



Fig. 45 Ubicación geográfica de la Cuenca Macuspana.

El Campo Cosmo se localiza en el Municipio de Centla Tabasco, a una distancia de 17 Km. al noreste de la ciudad de Frontera. Este campo fue descubierto con el Pozo Cosmo No. 1 en el año 1992, el cual resultó productor de gas húmedo amargo y aceite ligero en el intervalo 5 745–5 767 metros (Cretácico Medio), con una presión de operación en el pozo cercana a los 300 Kg/cm² (4 267 psi).

Para el año 2004, en este campo se terminaron 5 pozos de desarrollo, donde el pozo Cosmo 8 resultó productor. La ubicación aproximada del Pozo Cosmo 8, dentro del campo Cosmo, se muestra en la Fig. 46.

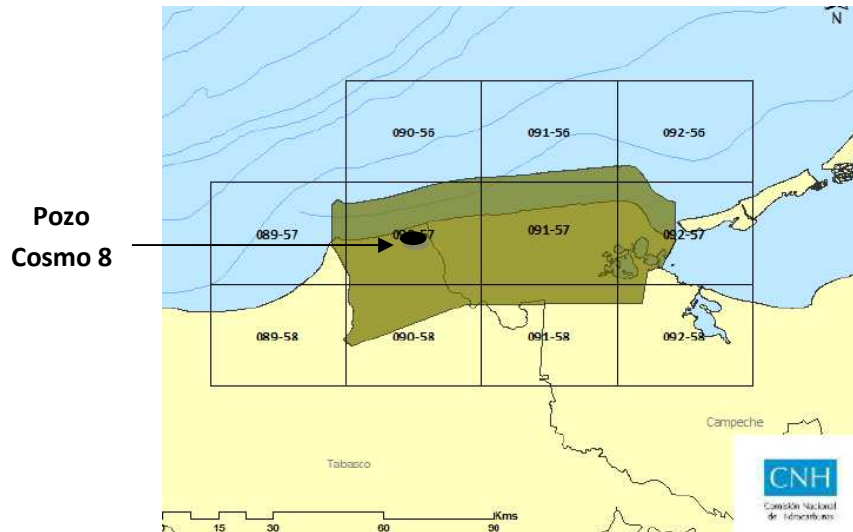


Fig. 46 Ubicación geográfica aproximada del pozo de análisis en el Campo Cosmo Terrestre.⁴¹

10.2 Estado mecánico del pozo

Este pozo exploratorio fue perforado con una desviación de 12° en su parte productora. El objetivo de la prueba fue el de evaluar las características de las rocas dolomíticas productoras en la formación Cretácico Inferior y la capacidad de producción del sistema pozo-yacimiento en el intervalo 5 920 – 5 950 mD. La terminación a esta profundidad es con tubería de revestimiento de 7". Con una tubería de producción de 3½". En la Fig. 47 se muestra el estado mecánico de este pozo.

Conocer el estado mecánico del pozo es necesario cuando se requiere un análisis nodal para conocer el comportamiento del fluido en su recorrido a través del pozo.

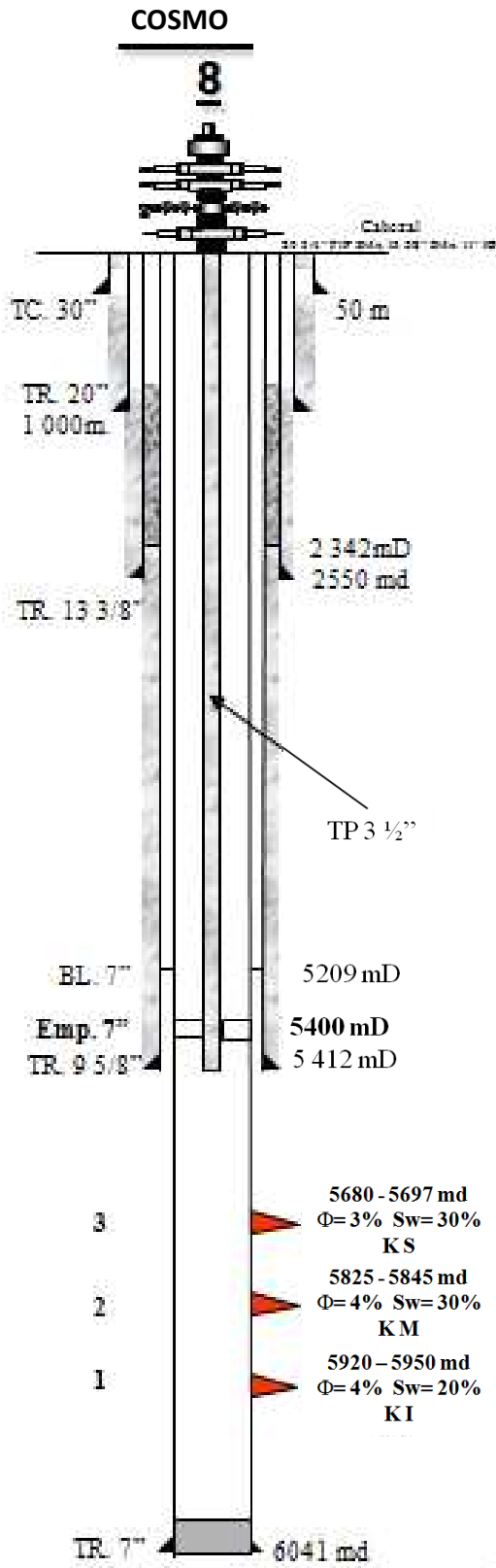


Fig. 47 Estado mecánico del pozo.

10.3 Análisis cromatográfico del gas

La Tabla 6 muestra el resultado del análisis cromatográfico de la composición del gas producido en el pozo Cosmo 8. Al observar los componentes del hidrocarburo producido podemos proponer que es un yacimiento de gas húmedo o de gas y condensado, es necesario analizar el diagrama de fases de la Fig. 48, junto con la presión (estimada en las pruebas de presión) y temperatura del yacimiento, para proponer una clasificación.

Tabla. 6 Análisis cromatográfico del gas producido por el Pozo Cosmo 8.

COMPONENTE	% MOL
NITROGENO	0.131
DIOXIDO DE CARBONO	3.081
ACIDO SULFHIDRICO	0.884
METANO	79.405
ETANO	10.688
PROPANO	3.804
ISOBUTANO	0.588
BUTANO NORMAL	1.001
ISOPENTANO	0.182
PENTANO NORMAL	0.218
HEXANO Y MAS PESADOS	0.018
TOTAL	100.000

Muestra tomada en separador portátil. Psep= 68.4 kg/cm²; T= 63.3°C. Ø est.= 24/64".

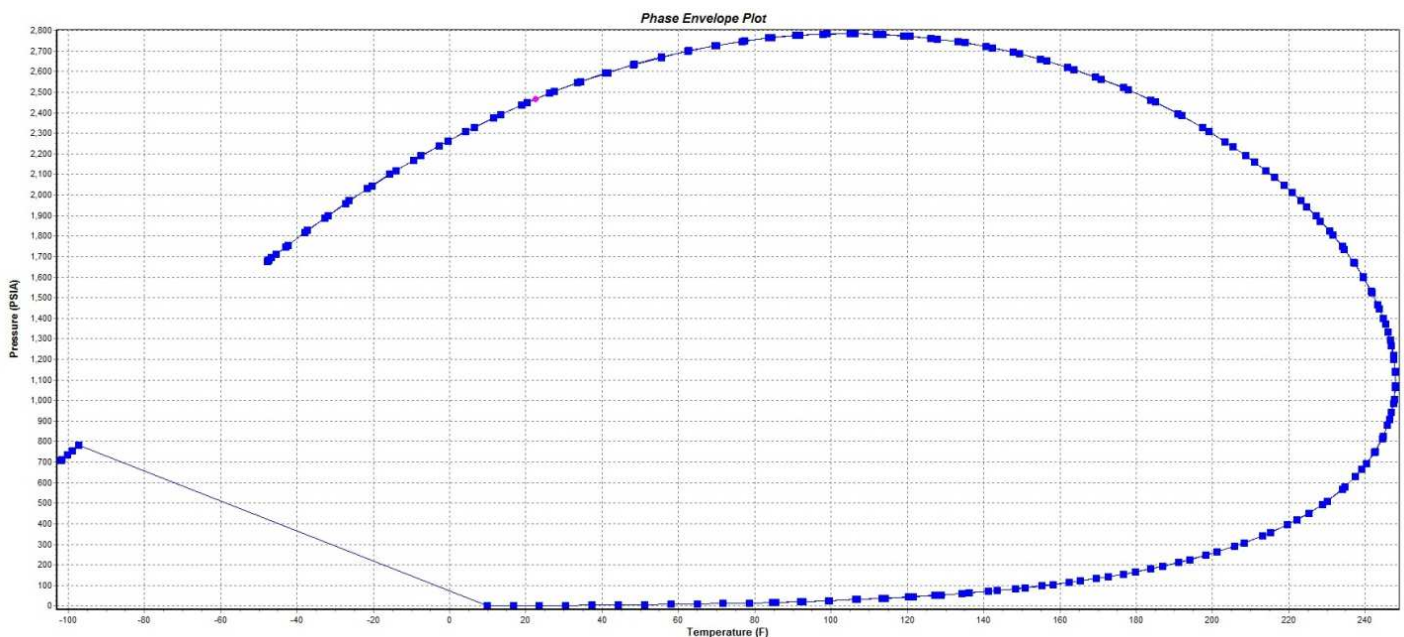


Fig. 48 Envoltura de fases

10.4 Caracterización estática

Personal de las áreas de caracterización e ingeniería de yacimientos de Pemex Exploración y Producción realizaron un estudio utilizando toda la información disponible de registros geofísicos y sísmica 2D y 3D, con objeto de definir la forma y tamaño de la estructura geológica productora, y el volumen de reserva de hidrocarburos comercialmente explotable, los resultados se aprecian en la Fig. 49, donde se muestra gráficamente la forma y tamaño de la estructura del yacimiento, así como el sistema de fallas dentro del mismo.

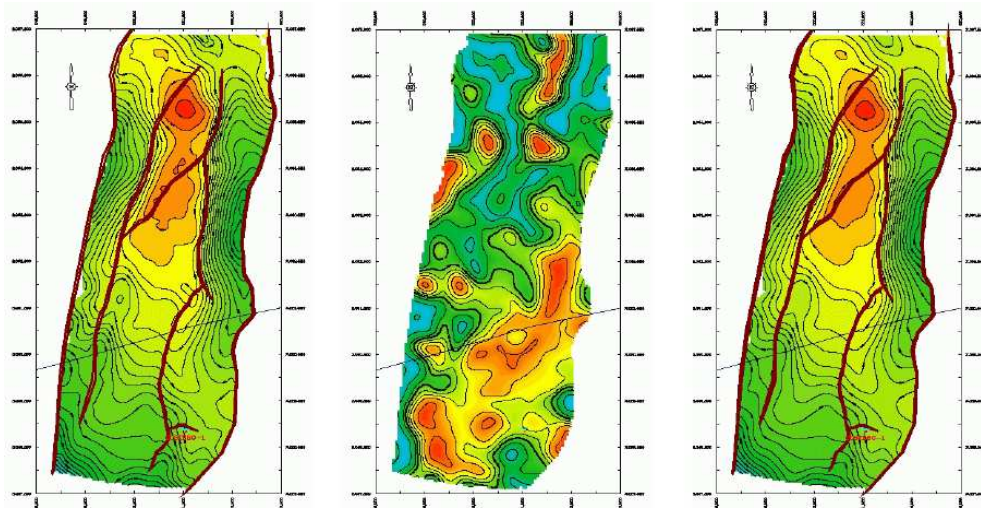


Fig. 49 Marco estructural del Campo Cosmo.

Una columna estratigráfica es una representación utilizada en geología y sus subcampos de estratigrafía para describir la ubicación vertical de unidades de roca de un área específica. Una típica columna estratigráfica muestra una secuencia de rocas sedimentarias, con las rocas más antiguas en la parte inferior y las más recientes en la parte superior. En la Fig. 50 muestra la columna litoestratigráfica de la cuenca de Macuspana.

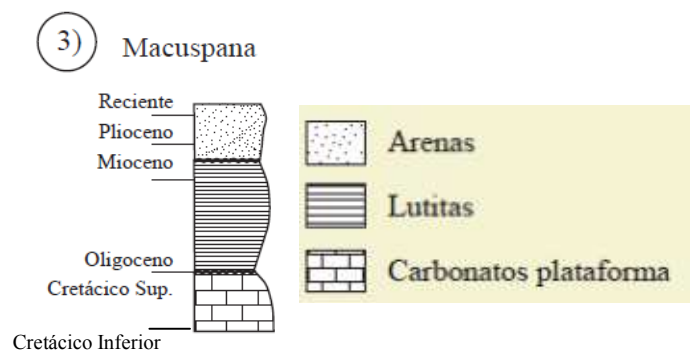


Fig. 50 Litoestratigráfica regional.⁴²

Como puede verse en la columna antes descrita, el Cretácico Inferior está caracterizado por rocas carbonatadas⁴², por lo tanto, el Pozo Costero 8 produce en este tipo de rocas.

10.5 Caracterización dinámica

En este pozo exploratorio fue preciso realizar una caracterización dinámica que en esta ocasión tuvo como objetivo evaluar las características petrofísicas y la capacidad productiva del sistema pozo-yacimiento en la formación Cretácico Inferior, en el intervalo disparado 5 920–5 950 mD. El registro se tomó con sensores de presión, temperatura de fondo.

Recordemos que una caracterización de yacimientos debe incluir las partes estática y dinámica; son estas dos disciplinas necesarias para proponer un modelo de yacimiento, lo más preciso posible. Ya que la finalidad del modelo es simular a medida de lo posible, el comportamiento, esto es necesario para poder analizar las diferentes propuestas que podemos manejar en el yacimiento para una correcta explotación.

11 . ANÁLISIS DE LA PRUEBA DE PRESIÓN-PRODUCCIÓN

Los resultados del análisis de la datos de la pruebas de pozo son usados para tomar decisiones de inversiones multimillonarias. A menudo se usa una prueba de pozo como la tecnología principal para monitorear el desempeño de tales inversiones o para diagnosticas comportamientos no esperados de pozo o reservorio.

El objetivo de PanSystem es proveer un sistema que permita al usuario ejecutar eficientemente todas las tareas asociadas con el diseño, análisis y simulación de la data de pruebas de pozo. Es correcto valerse de un software que auxilie el procesamiento de los datos obtenidos para finalmente analizar el comportamiento del pozo y proponer optimizaciones a la producción.

Este proceso puede ser descrito mediante el diagrama de flujo que se muestra en la Fig. 51, a continuación:

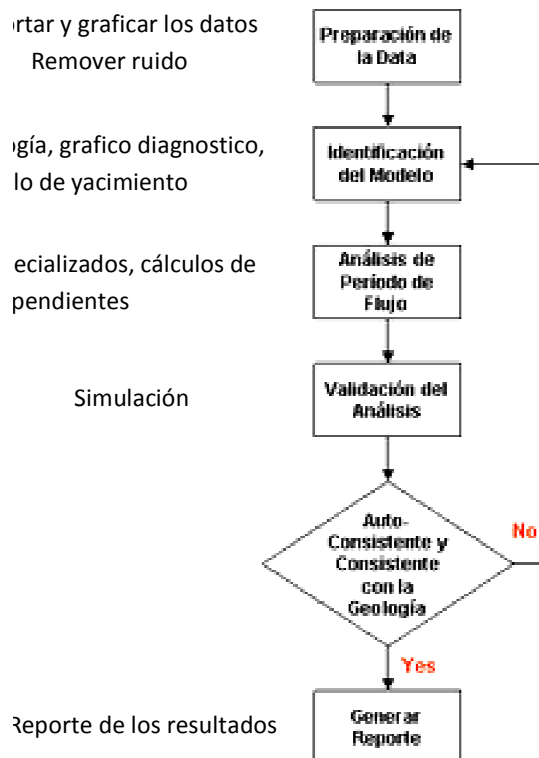


Fig. 51 Flujo de trabajo de análisis de prueba de presión.

Para el análisis, se utiliza la pseudo-presión del gas para poder aplicar los modelos que se han desarrollado para analizar pruebas de fluidos ligeramente compresibles en yacimiento isotérmico y con un comportamiento infinito.

11.1 Objetivo de la prueba de presión

Como ya se menciona objetivo general es evaluar características petrofísicas y la capacidad productiva del sistema pozo-yacimiento en la formación Cretácico Inferior en el intervalo disparado, en esta tesis analizaremos de una forma profunda el tema del daño en el pozo. Se tratara de proponer de manera general, que remediación es conveniente para tratar el tipo de daño que más afecta al pozo.

Datos necesarios para el Análisis de las Pruebas

Los datos necesarios para el análisis de las pruebas son los siguientes:

- Gravedad específica del gas = 0.734
- Porcentaje de nitrógeno (%N₂) = 0.5%
- Porcentaje de dióxido de carbono (%CO₂) = 1.25%
- Porcentaje de ácido sulfhídrico (%H₂S) = 0.95%
- Espesor neto de la formación = 20 metros
- Compresibilidad de la formación (Cr) = $3e^{-6}$ 1/psi
- Gravedad API del condensado = 45.2 °API
- Porosidad = 4%
- Diámetro del pozo = 8.5 pulgadas
- Saturación de agua irreductible (Swi) = 20%

Bitácora de operación.

Para la toma de información se siguieron los siguientes datos:

1. Se introdujo sonda con pozo cerrado registrando el gradiente estático por estaciones.
2. Registro de una primera curva de decremento con la apertura del pozo con estrangulador de x 16/64" y con una producción de gas medida en superficie de Q_g = 5.174 MMPCD, de condensado Q_c = 1051 STBPD y de agua Q_w = 56.5 BWPD.
3. Registro de una segunda curva de decremento con la ampliación del estrangulador a 20/64" y con una producción de gas medida en superficie de Q_g = 7.164 MMPCD, de condensado Q_c = 1337 STBPD y de agua Q_w = 120 BWPD.
4. Registro de una tercera curva de decremento con la ampliación del estrangulador a 24/64" y con una producción de gas medida en superficie de Q_g = 9.216 MMPCD, de condensado Q_c = 1674 STBPD y de agua Q_w = 160 BWPD.
5. Registro de una curva de incremento por el cierre del pozo durante 9.5 horas
6. Sacó sonda registrando un segundo gradiente estático por estaciones.

El registro se tomó con sensores de presión, temperatura de fondo especiales para alta presiones y altas temperaturas. La prueba inicio el 12 de noviembre de 2004. En la Tabla 7 se observa la bitácora de la operación donde se muestran los datos medidos.

Tabla. 7 Datos medidos en Separado.

	De	A	Periodo	Diam. Estrang.(in)	Pwf Psia	Twf °F	Whp Psia	Qg ¹ MMscf/d	Qc ¹ STBPD	Qw ¹ BPD
1	12-20:50	13-06:10	Gradiente x Estaciones con Pozo Cerrado	Cerrado	9,452.44 @5.935mD	353.94	5,889.80	-	-	-
2	13-06:10	13-08:10	Estabilización de Presión	Cerrado	9,415.16	352.01	5,873.61	-	-	-
3	13-08:10	14-11:00	1a. Curva de Decremento	16/64"	8,777.13	355.09	5,567.97	5.174	1,051	56.5
4	14-11:00	15-06:05	2a. Curva de Decremento	20/64"	8,329.42	355.90	5,027.72	7.164	1,337	120
5	15-06:05	15-23:00	3a. Curva de Decremento	24/64"	7,866.49	356.71	4,937.58	9.216	1,674	160
6	15-23:00	16-08:35	Curva de Incremento	Cerrado	9,417.51	353.61	6,177.95	-	-	-
7	16-08:35	16-09:30	Estación de Presión a 5.935 mD	Cerrado	9,451.88 @5.935mD	355.25	6,171.92	-	-	-
8	16-09:30	16-16:55	Gradiente x Estaciones Con Pozo Cerrado	Cerrado	6,087.51 @3mD	110.67	6,143.02	-	-	-

Los gastos totales equivalente MMPCD son: 5.856 para 16/64", 8.031 para 20/64", y 10.302 para 24/64".

Junto con la bitácora, en la Fig. 52, se muestra el comportamiento de la presión en cada una de las operaciones realizadas, durante el tiempo de la prueba.

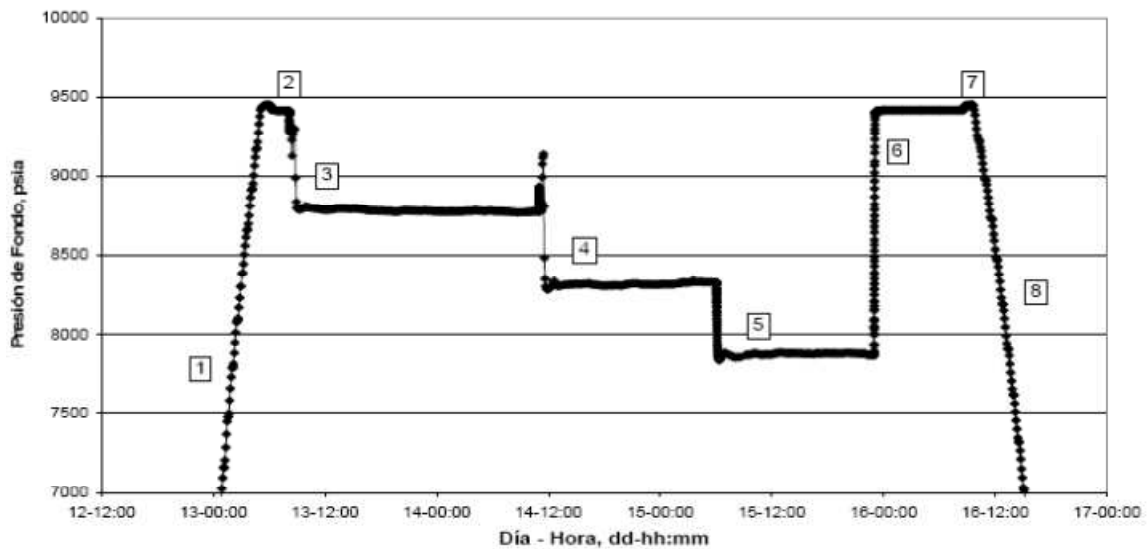


Fig. 52 Prueba de presión-producción

La información anteriormente analizada es la necesaria para poder comenzar el analizar de los periodos de flujo.

11.2 Análisis de la prueba de incremento de presión

Esta prueba es la ideal para calcular parámetros petrofísicos ya que el comportamiento de la curva no está afectado por el gasto ya que el gasto es nulo, al encontrarse el pozo cerrado.

Para analizar el incremento de presión, se utiliza un grafican log-log para formar una curva los datos de presión (curva roja) y los datos de la derivada de la de presión (curva azul), la técnica para encontrar flujo radial es ubicar en la curva de derivada de la presión, una línea recta con pendiente cero (línea horizontal negra). En la Fig. 53, se muestra el comportamiento de las curvas mencionadas.

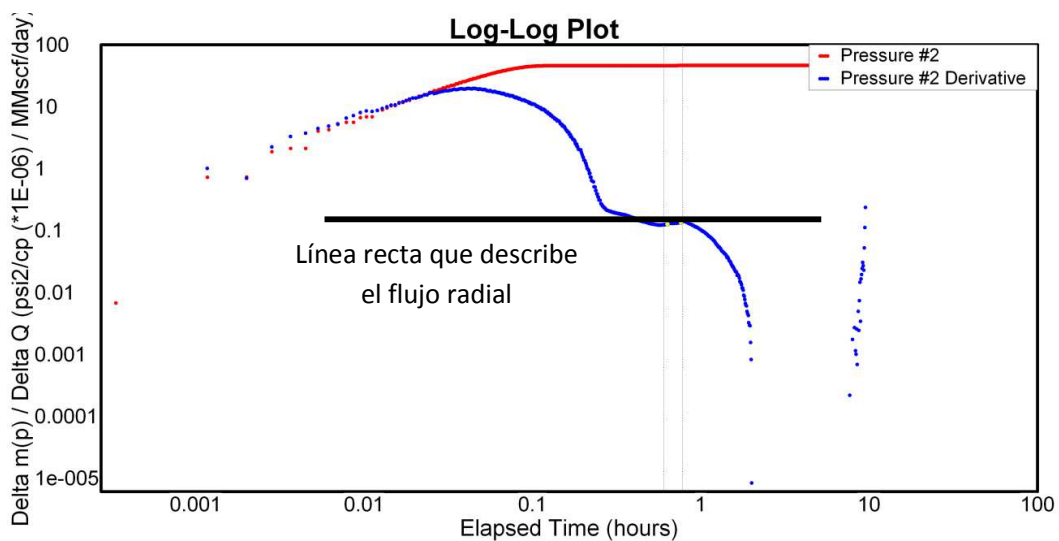


Fig. 53 Gráfica log-log de la curva de incremento de presión

Ya que se tiene la etapa de flujo radial, el software nos ayuda a ubicar esta etapa en una grafica semi-log, donde ajusta una línea que mejor se ajuste a los datos en flujo radial en estado transitorio, en la de la Fig. 54, se muestra el ajuste.

Con, este ajuste se realizara el cálculo de las siguientes propiedades:

- Permeabilidad, k
- Capacidad de
- Presión promedio del yacimiento, P^*
- Radio de investigación, R_{inv}
- Eficiencia de flujo, FE
- Caída de presión debida al daño, dpS
- Daño, S

Los resultados cuantitativos se encuentran en la Fig. 54.

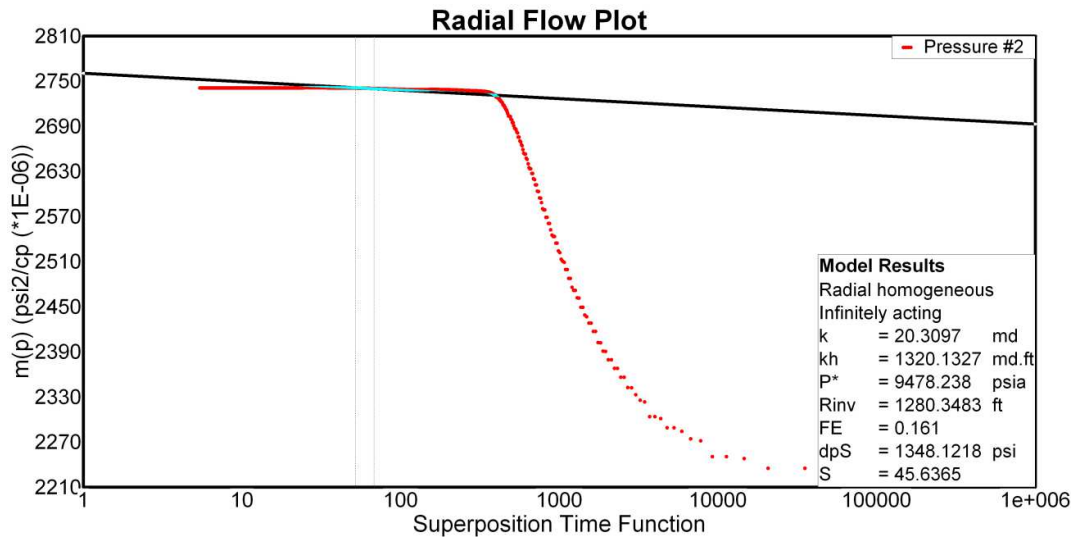


Fig. 54 Gráfica semi-log de la curva de incremento de presión

En los resultados que arroja el software ponemos atención en la magnitud del valor del daño a la formación de 45.6365, de este valor es necesario saber cuánto de este daño es debido a un daño mecánico y cuanto es debido a un daño por flujo turbulento. Para el cálculo del daño por flujo turbulento a continuación se analizan las curvas de incremento de presión.

11.3 Análisis de las prueba de decremento de presión

Para el objetivo de estimar el daño por flujo turbulento que ocurre en las vecindades del pozo, necesitamos analizar las etapas 3, 4, y 5 que son las curvas de decremento de presión. La Fig. 55 nos muestra las curvas que se forman al graficar en papel log-log, en esta grafica se debe encontrar la región donde las curvas se ajustan a una línea recta con pendiente cero, para encontrar el flujo radial; se observa que las curvas tienen mucha dispersión, haciendo complicada la tarea de trazar una tendencia.

La gran dispersión de las curvas de decremento, causa que la confianza en la interpretación de la prueba tenga una mayor incertidumbre, por lo tanto, los ingenieros que se encargan en interpretar pruebas, deben tener conocimientos de cómo manejar y eliminar la mayoría de incertidumbre.

Según Horne⁴³, existen varias causas que provocan que las pruebas de presión tengan una mayor incertidumbre:

- Error físico en los datos de presión (ruido, efectos de la temperatura, desviación del pozo y cambios en el tiempo)
- Error en las mediciones de gasto de flujo de gas.

- La incertidumbre de las propiedades de roca-fluido.

Vale la pena mencionar que Horner aborda técnicas de manejo para las diferentes incertidumbres que se manejan en las pruebas, en nuestra prueba el software nos ayuda a suavizar las curvas.

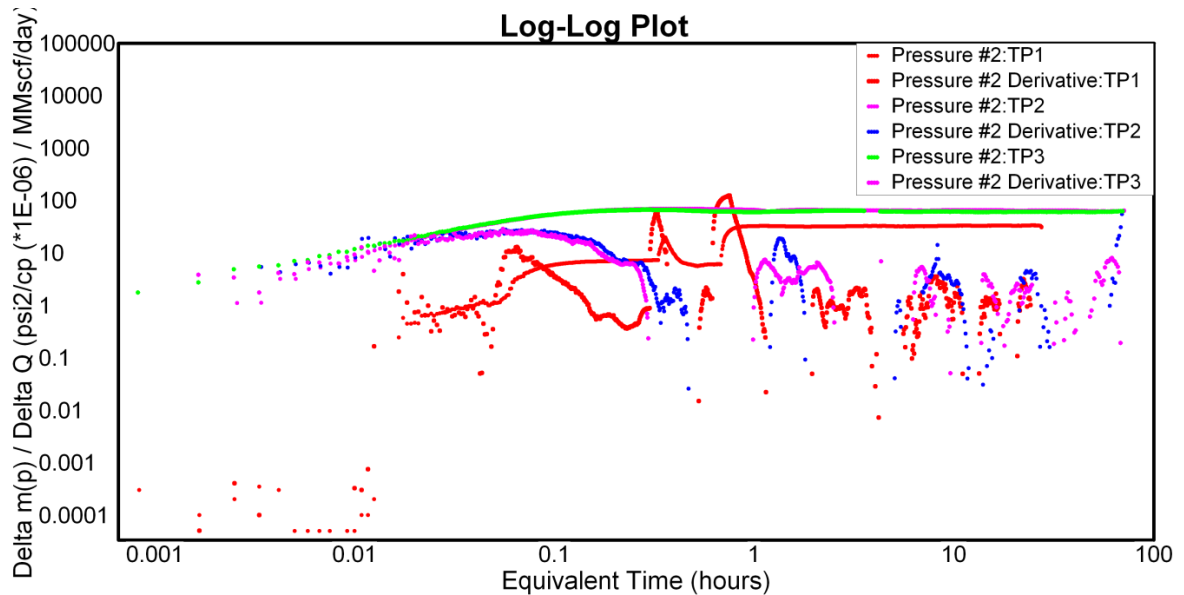


Fig. 55 Gráfica log-log de los periodos de decrementos de Presión.

Para manejar el error físico de los datos de la prueba, se recomienda suavizar las curvas con ayuda del software. En la Fig. 56 observamos las curvas suavizadas. Así mismo, para detectar un error en las mediciones de flujo de gas, es necesario llevar a cabo una grafica diagnostico para corroborar que los gastos indicados en la prueba son los correctos.

Grafica de diagnostico

Para las curvas de decremento que se están analizando, observamos que la curva que pertenece al segundo periodo de decremento de presión no se empalma con las curvas del 1er y 3er decremento, por lo tanto la 2da curva tiene un comportamiento diferente, esto significa que el gasto asignado para esos datos de presión, no es el correcto. Esto se observa en la Fig. 56.

Es común que las mediciones de gasto se realiza en la superficie y las mediciones de presión se realizan en el fondo de pozo, por lo que hay una desconexión significativa entre el conocimiento de la respuesta del yacimiento y el conocimiento del impulso que la provocó.

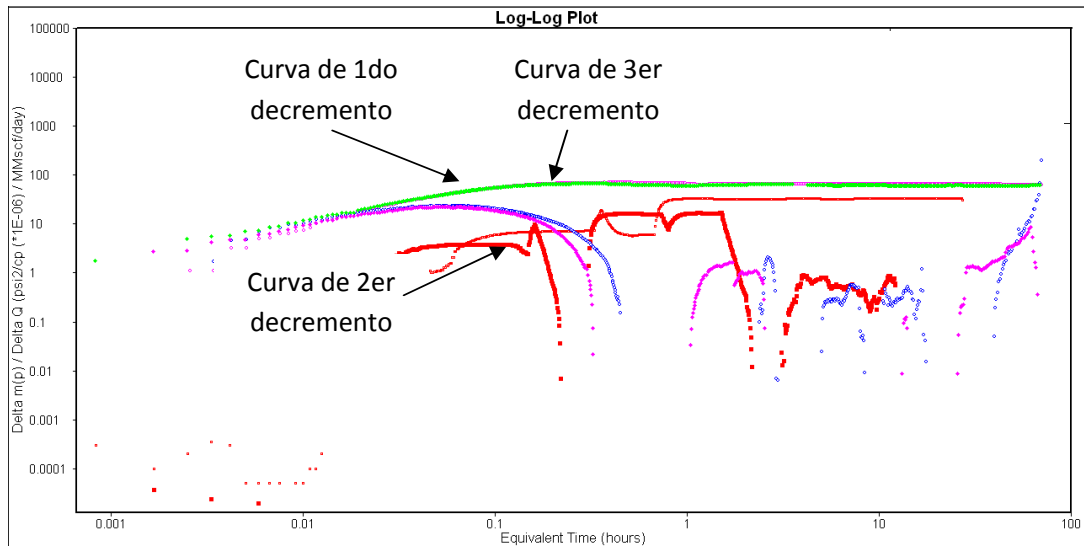


Fig. 56 Gráfica log-log para los periodos de decremento de presión suavizada.

Estimación del pseudo-daño por flujo turbulento

Este cálculo es necesario para discretizar el daño “mecánico” y el daño dependiente del gasto (psuedo-daño por flujo turbulento), esto tiene como objetivo saber la magnitud o cantidad de daño que aporta cada uno al daño total.

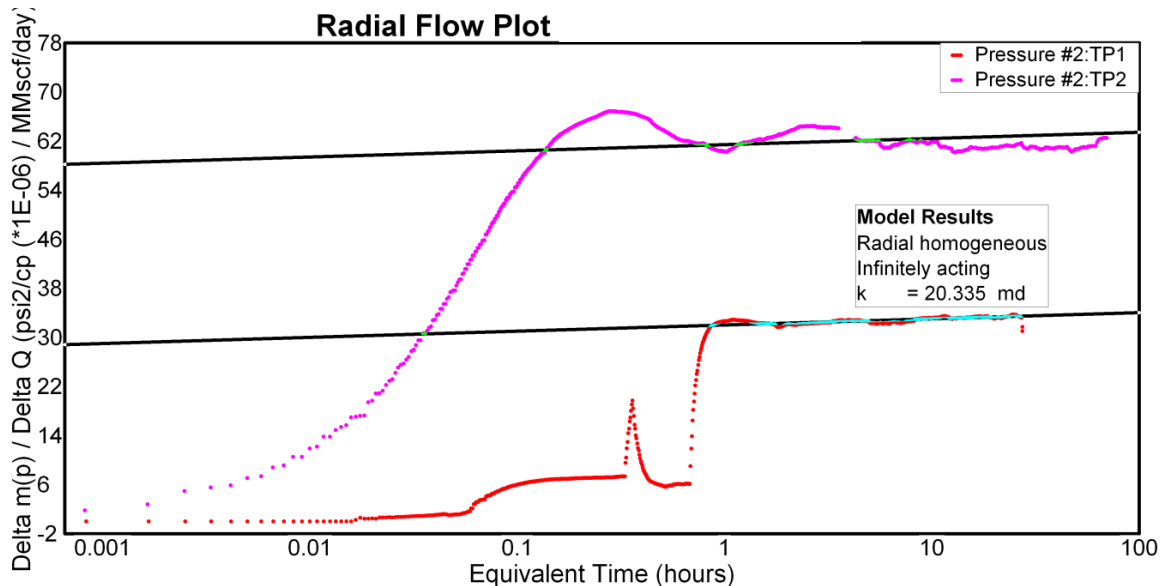


Fig. 57 Gráfica semi-log de las curva de decremento de presión

Para el análisis de flujo turbulento, es ideal tener 3 etapas de decremento de presión; en la sección anterior se encontró que el gasto en el segundo decremento de presión, no es correcto, por lo tanto, para este análisis se utilizan la 1era y 3era curva de decremento de presión; de forma similar que en análisis de la curva de incremento de presión, en las curvas de decremento se buscan líneas que se ajusten a un flujo radial.

La técnica es en una grafica semi-logaritmica, trazar las dos líneas que se ajustan al comportamiento radial de cada periodo de decremento de presión, haciendo énfasis en que las tres líneas tienen la misma pendiente, pero diferente ordenada al origen; esto significa que el valor del daño cambia al variar el gasto de la prueba. Esto se observa en la Fig. 57.

Al tener 2 diferentes valores de daño, se puede realizar una grafica de gasto de gas contra el daño que se genera al cambiar el gasto, y trazar una línea recta que mejor se ajuste a los puntos; esta línea tendrá como pendiente el coeficiente de flujo de alta velocidad D. El software nos ayuda a realizar este análisis, en la Fig. 58 se muestra como se realiza este análisis.

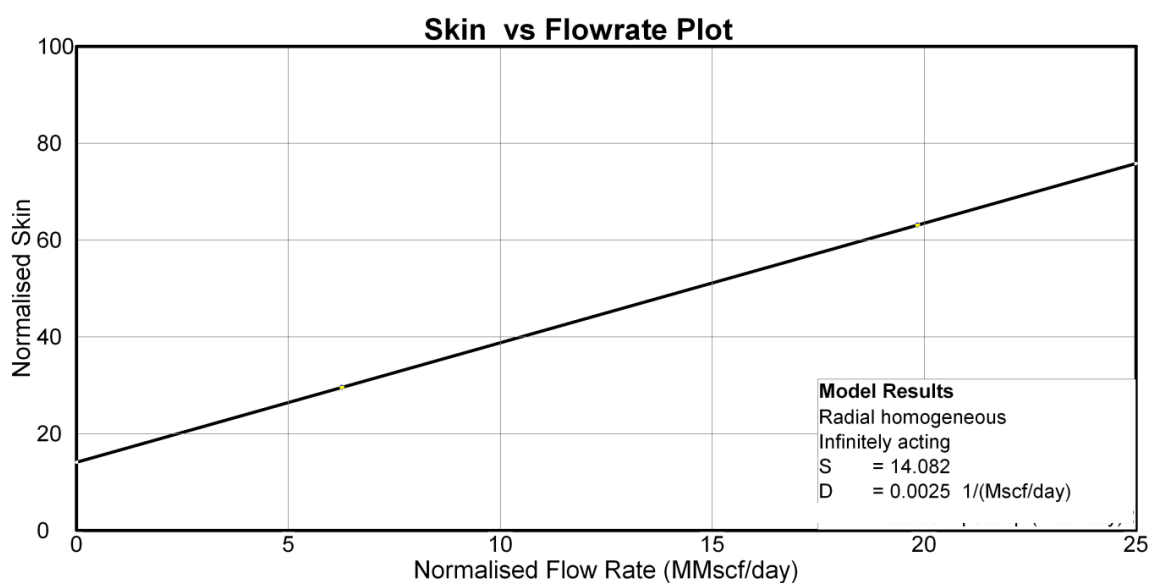


Fig. 58 Gráfica de gasto contra daño

Este análisis nos arroja los siguientes parámetros:

$$S = 14.082$$

$$D = 0.0025 \text{ (dia/Mscf)}$$

Al realizar este análisis, se puede ajustar el modelo del comportamiento de flujo en el yacimiento. En la Fig. 59 se muestra el ajuste que se logra.

Se puede observar que en la segunda curva de decremento de presión, el gasto no se ajusta correctamente, recordando que este es la etapa que diagnosticamos con un gasto anormal. Los datos que Obtenemos al ajustar el modelo son:

- Permeabilidad, k
- Capacidad de flujo, kh
- Daño "mecánico" a la formación, S
- Coeficiente de flujo turbulento, D
- Presión inicial promedio de yacimiento, Pi

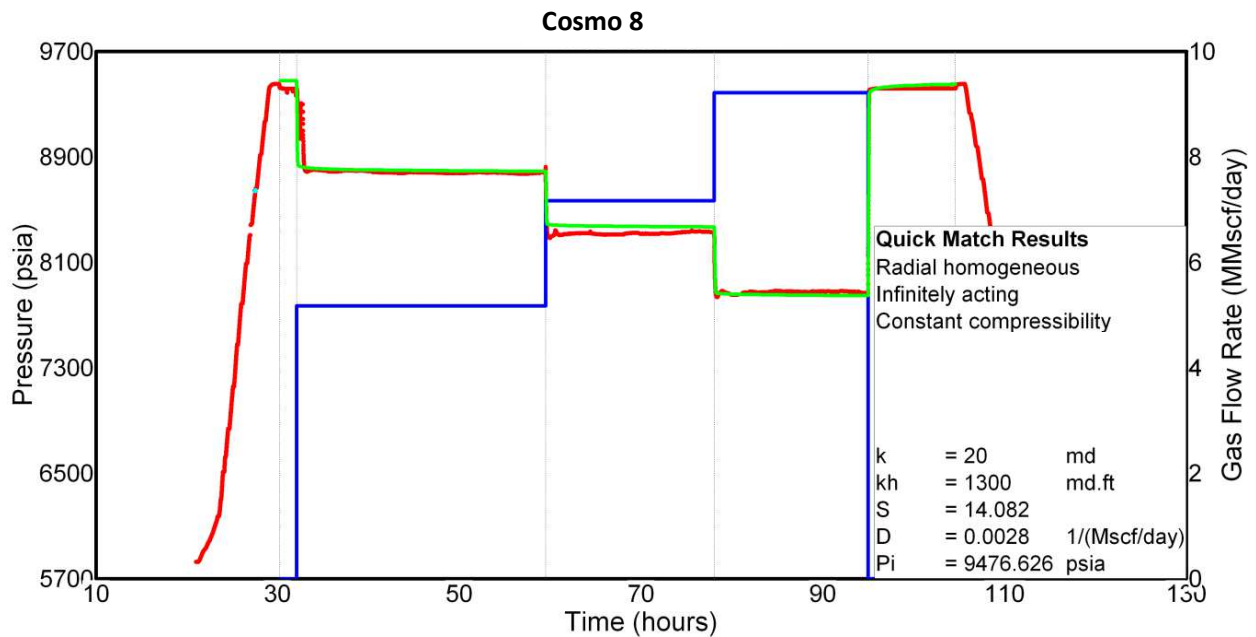


Fig. 59 Ajuste del modelo

Ya que validamos el modelo se realizan los siguientes análisis:

- Análisis del daño por flujo turbulento
- Análisis de las curvas IPR
- Análisis de la envolvente de fases

11.4 Análisis del daño por flujo turbulento

Ya que tenemos se obtuvo la magnitud del daño mecánico y el coeficiente de flujo turbulento, se retoma la ecuación de daño total.

$s'=(s + qD)$, y sustituyendo valores:

$$s' = (14.1 + 0.0028 q_g),$$

Con esta ecuación construimos la Tabla 8, donde en la primera columna se muestra el gasto de gas que se utiliza en las pruebas de decremento; en las siguientes tres, se muestra el valor del daño, y en las últimas dos columnas se reporta el porcentaje del aporte de daño “mecánico” y daño por flujo turbulento.

Tabla. 8 Valor del daño al cambiar el gasto de gas.

q_g MMcsf	s' (daño total) = $s + Dq$				
	s, daño mecanico	Dq, daño flujo turbulento	s' , daño total	% daño mecanico	% daño por flujo Turb.
0	14.1	0.0	14.1	100%	0%
5.856	14.1	16.4	30.5	46%	54%
8.031	14.1	22.5	36.6	39%	61%
10.302	14.1	28.8	42.9	33%	67%

Al analizar el aporte en % que cada uno de los dos tipos de daños, observamos que aproximadamente en para un gasto en el pozo aproximado de 5 MMcsf/día, el daño por flujo turbulento, iguala al daño mecánico.

Con lo anterior se observa que para gastos menores a 5 MMcsf/día el daño principal es debido al daño mecánico y para gastos mayores 5 MMcsf/día, principalmente al daño es por flujo turbulento.

En la industria es común que los gastos de producción no se puedan reducir, por lo tanto, es el daño mecánico el que se puede variar al realizar una estimulación. Es conveniente realizar un análisis de las curvas IPR, con diferentes valores de estimulación para saber el comportamiento de la productividad en el pozo.

11.5 Análisis de las curvas IPR

Para saber si un pozo produce en forma apropiada, es necesario conocer su potencial (AOF), el cual se define como el gasto máximo que aportaría el pozo si se le impusiera el mejor conjunto de condiciones ideales. Para ver el comportamiento del AOF, el software PanSystem nos generara las curvas IPR para el Pozo Cosmo 8 y comparar la productividad del pozo con diferentes valores de daño, para esto se propone diferentes valores de daño y se analiza cómo cambia el valor de AOF.

Se sabe que, AOF es el gasto máximo teórico que un pozo puede mantener con una contrapresión contra la superficie de cero. La AOF se utiliza principalmente en la comparación de los pozos reguladores para establecer cantidades permisibles de producción.

A continuación se propone hacer un análisis de la productividad del pozo suponiendo que se toma la decisión de estimular el pozo. Estas suposiciones nos ayudan a justificar la necesidad de remediar el daño. En la Fig. 64 se muestran las curvas de productividad para los siguientes valores de daño propuestos después de la estimulación:

- Daño = 10
- Daño = 5
- Daño = 0

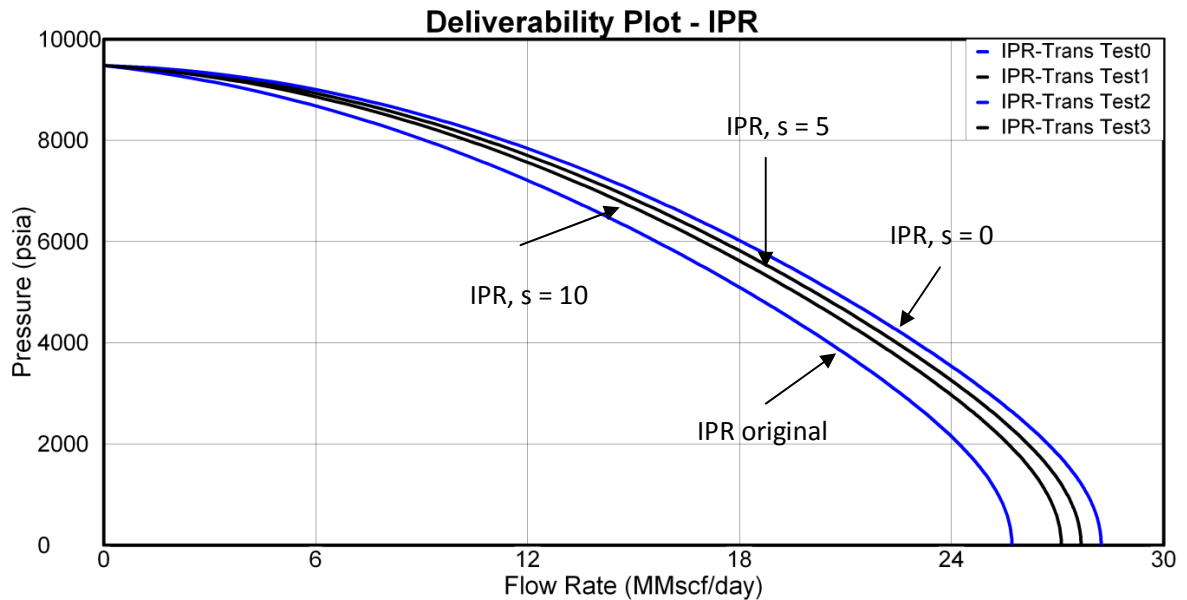


Fig. 60 Curvas IPR para el Pozo Cosmo 8

La siguiente tabla nos muestra como varia la AOF al cambiar el daño mecánico.

Tabla. 9 Resultados de la AOF.

s	$q_{g \text{ AOF}}$ MMcsf
14.1	25
10	26
5	27
0	28

Los valores de AOF nos dice que aunque se logre una muy buena estimulación, haciendo llegar el daño mecánico a cero, el gasto de gas no incrementa significativamente, esto quiere decir que no incrementaríamos la producción de gas, al estimular el pozo.

Ya que aseguramos que el daño por flujo turbulento, es el más perjudicial para el pozo, es necesario hacer un análisis nodal para manipular el comportamiento del gasto en el sistema integral de producción y hacer una propuesta que controle este daño y mejore la recuperación del pozo.

11. 6 Análisis de la envolvente de fases

Anteriormente se menciono que para analizar el diagrama de fase son necesarios los datos de presión promedio inicial y temperatura de yacimiento, tenemos:

- Temperatura promedio del yacimiento = 354.64 °F
- Presión inicial del yacimiento = 9476.626 psia
- Gravedad API del condensado = 45.2 °API

Al tomar en cuenta los valores grandes de presión y temperatura, se afirma que se trata de un yacimiento de alta presión y alta temperatura.

En la Fig. 61, observamos que la temperatura de yacimiento es mayor que la temperatura de la cricondenterma de 250 °F, y la presión de yacimiento es mucho mayor que la cricondenbara de 2,800 psia.

Con estos datos, afirmamos que este yacimiento de comporta como un yacimiento de gas húmedo. A condiciones de separador, se tiene producción de gas y condensados.

Recordando que este tipo de yacimientos al ser explotados con la suposición de una temperatura constante, las fracciones intermedias pesadas que conforman el gas; el gas no entrara en la región de dos fases y no se deposita a condiciones de la vecindad de pozo.

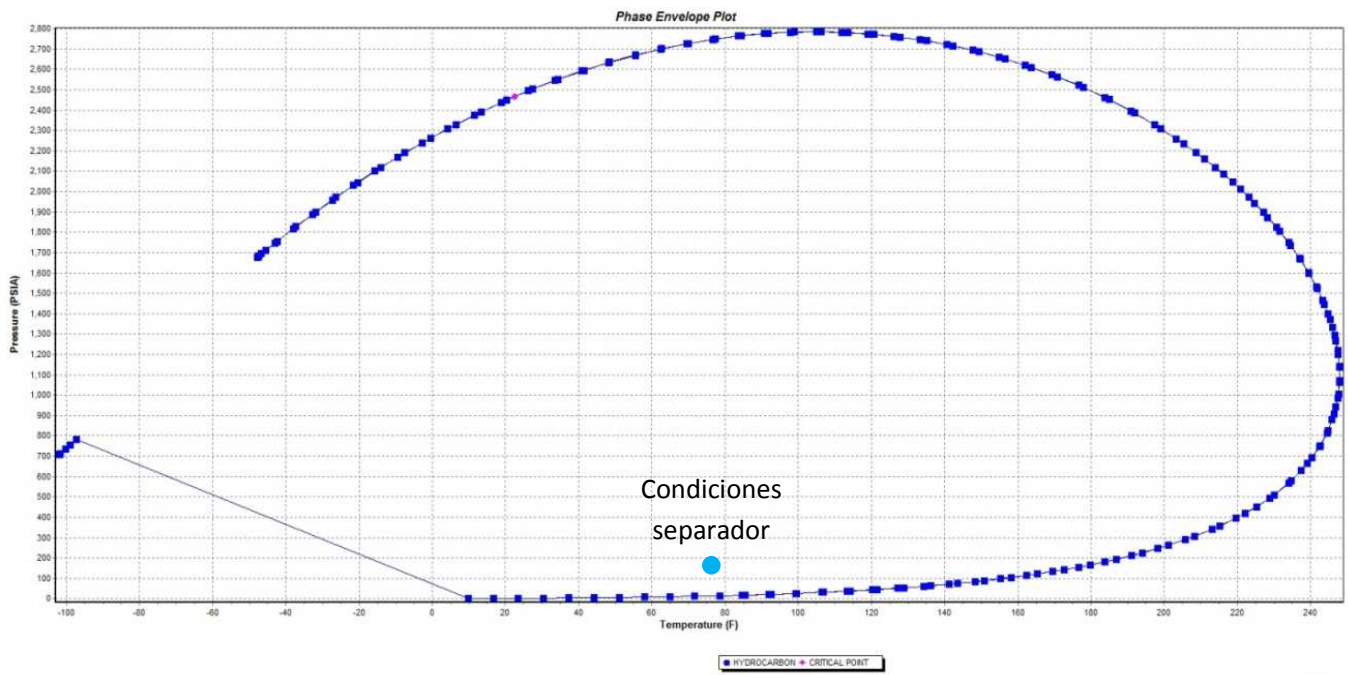


Fig. 61 Diagrama de fase.

CONCLUSIONES

El objetivo de cualquier operación de producción de gas es mover éste desde un punto en el yacimiento hasta la línea de ventas. Con el fin de lograrlo, el gas debe pasar por muchas aéreas que provocan caídas de presión. Esta es la razón por la cual se debe analizar el comportamiento de cada uno de los elementos que forman el Sistema Integral de Producción; en esta tesis se analiza el comportamiento del daño en las vecindades del pozo productor. Al estimar el valor del daño a la formación, así como conocer el porqué se presenta o se presentará, con el fin de evitarlas, minimizarlas y/o remediar, los efectos adversos que producen en el sistema.

El conocimiento del comportamiento de los pozos y la evaluación de los sistemas instalados, permite mejorar la selección del procedimiento óptimo para incrementar o seguir con la producción de hidrocarburos, lo anterior también se aplica en el caso de formaciones saturadas con agua subterránea. La aplicación de pruebas de presión es una parte importante de la caracterización de un yacimiento, ya que detecta y evalúa los elementos que afectan el flujo de los fluidos que almacena.

Las pruebas de presión es la vía necesaria para estimar el daño total y el pseudo-daño por flujo turbulento, el valor del daño ayuda a detectar si la principal causa de la baja productividad de un pozo es el daño a la formación; se presentan modelos matemáticos que representan y resuelven de la manera más aproximada posible, los diferentes fenómenos que se presentan en el flujo de fluidos a través de medios porosos hacia un pozo; se presenta la manera de analizar los datos de la prueba, con el objetivo de que de la prueba se obtengan datos certeros.

Con la discretización del daño “mecánico” y daño por flujo turbulento, se hace un análisis que ayuda a evaluar el aporte que tienen estos dos agentes en el daño total. Sabemos que el efecto de flujo turbulento, que es un daño dependiente del gasto, y que en yacimientos con gas y condensado, resulta en una aparición temprana de la fase líquida en el yacimiento, por esto, se sabe que en este tipo de pozos es importante controlar las caídas de presión para evitar que se acumule condensado en el yacimiento, que de cómo resultado un bloqueo que reduce la productividad y la calidad del gas producido.

Al no poder disminuir el gasto de los pozos, por las políticas existentes, se propone analizar el daño “mecánico” y proponemos diferentes valores de daño simulando una estimulación en el yacimiento; esto ayuda a decidir cuándo es justificable una estimulación y cuando no.

EVALUACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD DE UN POZO PRODUCTOR DE GAS, A PARTIR DE PRUEBAS DE PRESIÓN

Al analizar las curvas de IPR podemos concluir que este pozo no aumentará significativamente su producción de gas al remediar el daño mecánico, aunque podamos remediarlo ($s = 0$).

Al analizar la envolvente de fases, junto con la presión y temperatura del yacimiento, se concluye que el fluido en el yacimiento se comporta como gas húmedo; por descripción las caídas de presión isotérmicamente en el yacimiento, no producirán un bloqueo por condensados en la vecindad del pozo.

Se debe destacar que esta conclusión es solamente técnica, ya que a esta propuesta se le recomienda un análisis nodal para estimar una producción en superficie y se sabe que en la industria petrolera, toda propuesta debe ir soportada por una evaluación económica, para determinar la rentabilidad de una inversión para llevar a cabo una operación de estimulación; haciendo énfasis que un análisis integral está conformado por equipos multidisciplinarios.

Por último, es necesario difundir una cultura de prevención, en el personal involucrado en el sector relacionado a la explotación de hidrocarburos.

REFERENCIAS

1. McCain, W.D.: "The Properties of Petroleum Fluids", PennWell Books, Tulsa, 1990
2. Begg, H.D.: "Gas Production Operations", OGCI Publications, Tulsa, 1984.
3. McCain, W.D.: "Heavy Components Control Reservoir Fluid Behavior", Jour. Pet. Tech., Septiembre 1994.
4. Moses, P.L.: "Engineering Applications of Phase Behavior of Crude Oil and Condensate Systems", Jour. Pet. Tech., Julio 1986.
5. Rojey, A.; Durand, B., Jaffred, S.: "Natural-Gas Production Processing, Transportation", Technip, Paris 1997.
6. Rojas, G.: "Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado", 2003
7. Standing, M.B.: "Volumetric and Phase Behaviour of Oil Field Hydrocarbon Systems", SPE-AIME 1987.
8. Garaicochea, P. F.; Bernal, H. C. y López, O.: "Transporte de Hidrocarburos por Ductos", Colegio de Ingenieros Petroleros de México A. C. 1991
9. Torres G., R.: "Modelo de Ajuste para el Cálculo de Pseudo-daño por Penetración Parcial e Inclinación de Pozos" Tesis de Licenciatura, División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, UNAM 1995
10. Statistical Review of World Energy Full report 2011.
11. Pemex.com, "Reservas de Hidrocarburos al 1 de enero de 2010".
12. Islas S., C.: "Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros", Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A. C., 1991.
13. Garaicochea, F. P. "Apuntes de Estimulación de Pozos", División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Departamento de Explotación del Petróleo, Facultad de Ingeniería.
14. Mendoza L. I.: "Evaluación integral del efecto de daño en la formación"; Tesis de titulación, UNAM 2000.
15. Feoozabadi, A. ; Kats, D. L.: "An Analysis of High Velocity Gas Flow Through Porous Media" J. Pet. Tech, Feb. 1979
16. Figueroa, L., Gómez, R.: "Estudio de los Daños y Pseudo-daños Asociados a Yacimientos de Gas y Gas condensado" Tesis de Grado, Departamento de Ingeniería Química, Universidad de Oriente 2007
17. Joshi, S.D.: "Horizontal Well Technology", PennWell Publishing Company, Tulsa OK 1991.
18. Notas de clase de Productividad de Pozos del Ing. Israel Castro.
19. Wheaton, R. J. and Zhang, H.R., "Condensate Banking Dynamics in Gas Condensate Fields: Compositional Changes and Condensate Accumulation around Production Wells", SPE 62930, Texas, October 2000.

20. Whitson, C.H.: "Generalized Pseudo Pressure Well Treatment in Reservoir Simulation" In Proc., IBC Conference on Optimization of Gas Condensate Fields, 1997.
21. Pérez, H. I.: "El Costo de la Prevención del Daño a la Formación", Tesis de Titulación UNAM, Noviembre 2008.
22. Economides, M. and Nolte, K.: "Reservoir Stimulation", Schlumberger Educational Services. Houston, Texas 1987.
23. Swifit, G. W., and Kiel, O. G.: "The Prediction of Performance Including the Effect of Non-Darcy Flow", Trans., Tech, July 1962
24. Cinco L. H.: "Notas del curso de la Maestría", UNAM 2005.
25. Wattenbarger, R. A.; Lee, J.: "Gas Reservoir Engineering", Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas 1996.
26. Cespedes, V. R.: "Análisis de Pruebas de Presión en Pozos de Gas", Tesis de Maestría UNAM 1995
27. Dake, L. P.: "Fundamentals of Reservoir Engineering," Elsevier Scientific Publishing Company, Amsterdam 1978
28. Agarwal, R. G.: "Real Gas Pseudo Time – A New Function for Pressure Buildup Analysis of MHG Gas Well", SPE paper 8279, Las Vegas, Nevada 1979.
29. Padilla, R., S.: "Análisis de Pruebas de Pozo-Presión y Producción", Junio 2003.
30. Al-Hussainy, R., Ramey, H. J. Jr., and Crawford, P. B.: "The Flow of Real Gases Through Porous Media", JPT, Mayo 1966.
31. Cinco-Ley, H. And Samaniego-V., F.: "Transient Pressure Analysis for Fractured Wells", JPT, Sep 1981.
32. Economides, M.J.: "Post-Treatment Evaluation and fractured Well Performance", Reservoir Stimulation, SLB Educational Services, Houston, 1987.
33. Castro H. I.: "Elementos de similitud entre la Explotación del Petróleo y el Agua Subterránea"; Tesis de titulación, UNAM 1998.
34. Agarwal, R. G.: "A New Method To Account for Analyze Pressure Buildup and Other Test Data", SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Texas September 1980
35. Forchheimer, P.H.: "Wasserbewegung durch Boden", Zeitz ver Deutsch Ing, 45, (1901). Houpeur, A.: "On the Flow of Gases in Porous Media", Rsevue de L'Institut Francais du Petrole (1959) XIV (11), 1468-1684
36. Brar, G.S. y Aziz, K.: "Analysis of Modified Isochronal Test To Predict the Stabilized Deliverability Potential of Gas Well Without Using Stabilized Flow Data", JPT, Feb. 1978.
37. Johnston, J. L., Lee, W. J., y Blasingame, T.A.: "Estimating the Stabilized Deliverability of a Gas Well Using the Rawlins y Schellhardt Method: An Analytical Approach", SPE 23440,
38. Jones, S. C.: "Using the Inertial Coefficient, b , To Characterize Heterogeneity in Reservoir Rock", paper SPE 16949 present at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Sept. 1987.
39. Carreón, S. R. y Urbalejo, O. F.: "Diseño Conceptual de la Infraestructura de Explotación Del Campo Costero" Tesis de Maestría, Departamento de Ingeniería Química, 2002.

40. CNH, "Dictamen Del Proyecto De Explotación Desarrollo De Campos Costero Terrestre", Septiembre 2011
41. Salas, G.: "El Cretácico de la Cuenca de Macuspana (Tabasco) y se Correlación" Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, Tomo XIV, 1949.
42. Horne, R. N.,: "Uncertainty in Well Test Interpretation". University of Tulsa Centennial Petroleum Engineering Symposium, Tulsa, August 1994.
43. Brant, D. B.: " Mechamisms Causing a Reduction in the Productivity of Oil and Gas Producing Formations", J.C.P.T,
44. Mohan J., Pope G. A.: "Efect of Non-Darcy Flow on Well Productivity of a Hydraulically Fractured Gas/Condensate Well", SPE 103025, September 2006.
45. Aulisia E. And Ibragimov A.: "A New Method of Evaluating the productivity Index for Nonlinear Flows" , SPE 108984 Texas Tech. University, November 2007
46. Elshahawi E., Gad K.: "Evaluation of Skin for Hisgh Deliverability Gas Well Test", SPE 68684, Indonesia, April 2004.
47. Fetter C. W.: "Applied Hydrology", Prentice Hall, 4ta Edición, 2000.
48. Roldan J., IMP; Camacho-V., R., Samaniego, F., PEMEX UNAM: "Well Testing in Solution Gas- Drive System under Non-Laminar Flow Conditions", SPE 353443, Villahermosa 1996.