

**COMPARACIÓN DE LAS TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE PRESIONES PARA
YACIMIENTOS HETEROGÉNEOS O CON FLUJO MULTIFÁSICO CON
RESPECTO A LAS TÉCNICAS TRADICIONALES**

**CRISTINA ALEJANDRA CELIS APARICIO
CAMILO ANDRÉS NOVA URIBE**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2013

**COMPARACIÓN DE LAS TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE PRESIONES PARA
YACIMIENTOS HETEROGÉNEOS O CON FLUJO MULTIFÁSICO CON
RESPECTO A LAS TÉCNICAS TRADICIONALES**

**CRISTINA ALEJANDRA CELIS APARICIO
CAMILO ANDRÉS NOVA URIBE**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de Ingeniero
de Petróleos**

**Director
NELSON ENRIQUE QUINTERO VALERO
M. Sc. Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2013**

Dedicatoria

A Dios por mi vida, por las experiencias vividas durante la Universidad y por permitirme culminar satisfactoriamente mis estudios.

A mi mis padres, Diego y Yolanda, por ser mis guías tanto espirituales como morales, por las enseñanzas, por los consejos y por los llamados de atención que fueron fundamentales para finalizar este proceso.

A Rake, Lau y Naty porque han sido mis cómplices, mis compañeras y mis amigas en este proceso. A mi sobrinito Christian Felipe porque con su existencia llegó a alegrar la vida de nuestra familia.

A Camilo porque ha estado a mi lado incondicionalmente y me ha apoyado en cada una de mis decisiones. Mormio gracias por todos los momentos compartidos, por hacer de ésta una etapa inolvidable.

A mi amiga del alma, Aleja, gracias porque a pesar de la distancia, ha estado ahí en cada momento de mi vida. La quiero mucho.

A mis primos Celis y Aparicio: Hugo Alejandro, Juanjo, Jenny, Tico, David, Manuela, Luisa, Zarita (y Sara Lucía), Nana, Camila, Daniela, Checho, Pipe, Moni, Fabis, Valeria, Sebastián, Fabián M.,

Juan Andrés y todos los que me faltan! Chicos me divierto mucho con ustedes y los quiero mucho!

Al profe Nelson, por su sus enseñanzas, su apoyo y su confianza.

A todos mis amigos de la Universidad: Daniel, Yudy, Shirley, Diana R, Palmis, Marguis, Edgardo, Abe, Andrés, Hernán, Diego, Lucho. Uds fueron muy importantes en momentos cruciales de mi vida. Mil gracias por su amistad.

Cristina Alejandra Celis Aparicio.

Dedicatoria

A mi familia como soporte fundamental de todo lo que soy, por apoyarme incondicionalmente en mi formación tanto académica como personal.

A mi mamá como motor de mi formación y fuente inagotable de amor y de apoyo.

A mi papa y a mi hermano por estar en cada momento, ofreciendo la mano ante los problemas.

A mis abuelos por estar presentes a lo largo de mi vida como unos segundos padres.

A mi novia persona por la cual este trabajo pudo ser realizado, y que gracias a su amor y compañía han hecho de esta la mejor etapa de mi vida.

A nuestro director por su total confianza y colaboración.

Y por último pero no menos importante a Dios por hacer todo posible.

Camilo Andrés Nova Uribe

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander.

Al ingeniero Nelson Enrique Quintero Valero por su dirección y asesoría durante el desarrollo de este proyecto. Muchas gracias por su confianza.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	21
1. MARCO DE REFERENCIA	23
1.1 PRUEBAS DE PRESIÓN.....	23
1.1.1. Objetivos de las pruebas de presión	24
1.1.2. Tipos de pruebas.....	24
1.1.2.1. Drawdown test (prueba de declinación de la presión - PDD)	25
1.1.2.2. Build-up test (prueba de restauración de la presión - PBU)	26
1.1.2.3. Injection test	27
1.1.2.4. Fall-off test.....	28
1.1.2.5. Pruebas de interferencia.....	29
1.1.2.6. Drill steam test.....	29
1.2 ECUACIÓN DE DIFUSIVIDAD	30
1.2.1. Ecuación de continuidad	30
1.2.2. Ley de Darcy	31
1.2.3. Ecuación de estado	32
1.2.4. Limitaciones de la ecuación de Difusividad	33
1.3 ESTADOS DE FLUJO.....	33
1.3.1. Estado transiente.....	33
1.3.2. Estado pseudoestable o semi-estacionario	34
1.3.3. Estado estable o estacionario	34
1.4 DAÑO A LA FORMACIÓN	34
1.5 COEFICIENTE DE ALMACENAMIENTO	37
1.6 RADIO DE INVESTIGACIÓN	40
1.7 PRINCIPIO DE SUPERPOSICIÓN.....	40
1.7.1. Superposición en el espacio.....	40
1.7.2. Superposición en el tiempo	41
2. ANÁLISIS DE PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN –PBU– PARA YACIMIENTOS HOMOGÉNEOS Y CON FLUJO MONOFÁSICO	43
2.1 DESCRIPCIÓN DE UNA PRUEBA PBU.....	43
2.2 DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO.....	52
2.2.1. Estructura del yacimiento	52
2.2.2. Propiedades petrofísicas	56
2.2.3. Propiedades de los fluidos	61
2.3 HOMOGENEIZACIÓN DEL YACIMIENTO.....	63
2.3.1. Homogeneización de la permeabilidad.....	64
2.3.2. Homogeneización de la porosidad	67
2.3.3. Flujo monofásico en el yacimiento.....	69
2.4 ANÁLISIS DE PRESIONES PARA YACIMIENTOS HOMOGÉNEOS.....	74

2.4.1. Factores que se tuvieron en cuenta para realizar las pruebas	75
2.4.2. Gráfica de la presión y la derivada de la presión.....	78
2.4.3. Interpretación de las pruebas de presión	82
3. ANÁLISIS DE PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN –PBU– CONSIDERANDO LAS HETEROGENEIDADES POR ESTRATIFICACIÓN Y FLUJO MONOFÁSICO.	89
3.1 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS	89
3.1.1. Yacimientos con flujo cruzado	89
3.1.2. Yacimientos sin flujo cruzado	90
3.1.3. Yacimientos compuestos.....	92
3.1.4. Flujo cruzado entre capas	93
3.2 MÉTODO PARA EL ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN EN YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS	94
3.2.1. Análisis adimensional para un yacimiento sin flujo cruzado	94
3.2.2. Método convencional usando la gráfica de Horner.....	95
3.3 DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO HETEROGÉNEO CON FLUJO MONOFÁSICO	98
3.4 ANÁLISIS DE PRESIONES PARA EL YACIMIENTO HETEROGÉNEO CON FLUJO MONOFÁSICO.....	100
3.4.1. Gráfica de la presión y la derivada de la presión.....	101
3.4.2. Interpretación de las pruebas de presión	105
4. ANÁLISIS DE PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESION –PBU– CONSIDERANDO MEDIO HOMOGÉNEO Y FLUJO MULTIFÁSICO.	115
4.1 MÉTODO PARA EL ANÁLISIS DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN EN YACIMIENTOS CON FLUJO MULTIFÁSICO.....	115
4.1.1. Aplicación de la síntesis directa de TIAB para flujo multifásico	115
4.2 DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO HOMOGÉNEO CON FLUJO MULTIFÁSICO	122
4.3 ANÁLISIS DE PRESIONES PARA EL YACIMIENTO HOMOGÉNEO CON FLUJO MULTIFÁSICO	124
4.3.1. Gráfica de la presión y la derivada de la presión.....	125
4.3.2. Interpretación de las pruebas de presión	129
5. COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS	136
5.1 COMPARACIÓN DE LOS PARÁMETROS.....	136
5.2 ANÁLISIS DE GRÁFICAS.....	144
CONCLUSIONES	148
RECOMENDACIONES.....	150
BIBLIOGRAFÍA	152
ANEXO A	155

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Esquema de la representación matemática de una prueba de presión. .	23
Figura 2. Prueba de declinación de la presión, PDD.	25
Figura 3. Prueba de restauración de presión, PBU.....	26
Figura 4. Injection test.....	27
Figura 5. Fall-off test.	28
Figura 6. Elemento de volumen sobre el cual se aplica el balance de masa.	31
Figura 7. Ley de Darcy.....	32
Figura 8. Caída de presión debida al daño.	35
Figura 9. Daño en términos de la eficiencia de flujo.	37
Figura 10. Almacenamiento.	38
Figura 11. Superposición en el espacio.	41
Figura 12. Superposición en el tiempo.....	42
Figura 13. Descripción de una prueba PBU.....	43
Figura 14. Principio de superposición.	45
Figura 15. Gráfica de Horner.	46
Figura 16. Método MDH.....	48
Figura 17. Síntesis directa de Tiab.	50
Figura 18. Vista areal del tope del yacimiento.	53
Figura 19. Vista en 3D del tope del yacimiento.....	54
Figura 20. Permeabilidad del yacimiento.	56
Figura 21. Porosidad del yacimiento.....	58
Figura 22. Curva de permeabilidad relativa agua-aceite.....	60
Figura 23. Curva de permeabilidad relativa gas-líquido.....	60
Figura 24. Presión inicial para el primer estrato.....	61
Figura 25. Presión inicial para el último estrato.	62

Figura 26. Permeabilidad homogénea.....	66
Figura 27. Porosidad homogénea.....	69
Figura 28. Contactos para flujo multifásico.....	70
Figura 29. Contactos para flujo monofásico.....	71
Figura 30. Modificación de contactos para flujo multifásico.....	72
Figura 31. Modificación de contactos para flujo monofásico.....	73
Figura 32. Vista areal de las perforaciones.....	74
Figura 33. Vista en 3D de las perforaciones.....	75
Figura 34. Refinamiento de los pozos.....	77
Figura 35. Gráfica de la presión y la derivada de la presión para el pozo 1.....	79
Figura 36. Gráfica de la presión y la derivada de la presión para el pozo 2.....	79
Figura 37. Gráfica de la presión y la derivada de la presión para el pozo 4.....	80
Figura 38. Gráfica de la presión y la derivada de la presión para el pozo 6.....	80
Figura 39. Gráfica de la presión y la derivada de la presión para el pozo 9.....	81
Figura 40. Gráfica de la presión y la derivada de la presión para el pozo 11.....	81
Figura 41. Gráfica de la presión y la derivada de la presión para el pozo 13.....	82
Figura 42. Presión y derivada de la presión para el yacimiento homogéneo.....	83
Figura 43. Yacimiento con flujo cruzado.....	89
Figura 44. Yacimiento sin flujo cruzado.....	91
Figura 45. Yacimientos compuestos.....	92
Figura 46. Flujo cruzado entre capas.....	93
Figura 47. Gráfica de presión adimensional contra tiempo adimensional.....	95
Figura 48. Gráfica para hallar presión promedio en un yacimiento de dos capas.....	96
Figura 49. Contactos para un yacimiento monofásico.....	99
Figura 50. Vista 3D del yacimiento estratificado y flujo monofásico.....	100
Figura 51. Gráfica de la presión y la derivada de la presión para el pozo 1.....	102

Figura 52. Gráfica de la presión y la derivada de la presión para el pozo 2.	102
Figura 53. Gráfica de la presión y la derivada de la presión para el pozo 5.	103
Figura 54. Gráfica de la presión y la derivada de la presión para el pozo 8.	103
Figura 55. Gráfica de la presión y la derivada de la presión para el pozo 9.	104
Figura 56. Gráfica de la presión y la derivada de la presión para el pozo 11.	104
Figura 57. Gráfica de la presión y la derivada de la presión para el pozo 12.	105
Figura 58. Gráfica de presión adimensional contra tiempo adimensional.	106
Figura 59. Gráfica MDH para un yacimiento heterogéneo por estratificación.	107
Figura 60. Gráfica de Horner para un yacimiento estratificado.	108
Figura 61. Curva de la presión y la derivada de la presión para flujo multifásico.	122
Figura 62. Contactos para flujo multifásico.	123
Figura 63. Vista 3D del yacimiento homogéneo con flujo multifásico.	124
Figura 64. Gráfica de la presión y la derivada de la presión para el pozo 1.	126
Figura 65. Gráfica de la presión y la derivada de la presión para el pozo 2.	126
Figura 66. Gráfica de la presión y la derivada de la presión para el pozo 5.	127
Figura 67. Gráfica de la presión y la derivada de la presión para el pozo 7.	127
Figura 68. Gráfica de la presión y la derivada de la presión para el pozo 8.	128
Figura 69. Gráfica de la presión y la derivada de la presión para el pozo 9.	128
Figura 70. Gráfica de la presión y la derivada de la presión para el pozo 13.	129
Figura 71. Presión y derivada de la presión para un yacimiento multifásico.	130
Figura 72. Comparación de la derivada de la presión para el pozo 1.	144
Figura 73. Comparación de la derivada de la presión para el pozo 4.	146
Figura 74. Comparación de la derivada de la presión para el pozo 6.	147

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Daño y su estimulación.....	36
Tabla 2. Espesores de los estratos.....	55
Tabla 3. Permeabilidades para cada estrato.	57
Tabla 4. Porosidades para cada estrato.	59
Tabla 5. Propiedades de los fluidos.....	63
Tabla 6. Espesor y permeabilidad de cada estrato.....	64
Tabla 7. Espesor y porosidad para cada estrato.....	67
Tabla 8. Tasa y daño para cada pozo.....	78
Tabla 9. Datos para los cálculos en el yacimiento homogéneo.	84
Tabla 10. Datos encontrados en la curva de la derivada de presión.	84
Tabla 11. Resultados para los pozos en el yacimiento homogéneo.	87
Tabla 12. Porcentajes de error para el yacimiento homogéneo.....	88
Tabla 13. Relación de permeabilidades.....	98
Tabla 14. Tasa y daño para cada pozo.....	101
Tabla 15. Datos para los cálculos del yacimiento estratificado por MDH.....	109
Tabla 16. Datos para los cálculos del yacimiento estratificado por Horner.....	110
Tabla 17. Resultados para los pozos en el yacimiento estratificado.....	113
Tabla 18. Porcentajes de error para el yacimiento estratificado.	114
Tabla 19. Tasa y daño para cada pozo.....	125
Tabla 20. Datos para los cálculos en el yacimiento multifásico.	131
Tabla 21. Datos leídos de la gráfica de la derivada de presión.	132
Tabla 22. Resultados para los pozos en el yacimiento monofásico.....	134
Tabla 23. Porcentajes de error para el yacimiento multifásico.....	135
Tabla 24. Comparación de resultados para la permeabilidad.....	138
Tabla 25. Comparación de resultados para el daño.	141

Tabla 26. Comparación de resultados para el coeficiente de almacenamiento. ...143

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A155

RESUMEN

TITULO: COMPARACIÓN DE LAS TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE PRESIONES PARA YACIMIENTOS HETEROGÉNEOS O CON FLUJO MULTIFÁSICO CON RESPECTO A LAS TÉCNICAS TRADICIONALES¹.

AUTORES: CELIS APARICIO, Cristina Alejandra; NOVA URIBE, Camilo Andrés**

PALABRAS CLAVE: Análisis de presiones, pruebas de restauración de presión, yacimientos estratificados, yacimientos con flujo multifásico, yacimientos con flujo monofásico, yacimientos homogéneos, síntesis directa de Tiab.

DESCRIPCIÓN

El principal objetivo de este proyecto es realizar un análisis de restauración de presión a través de un simulador numérico para tres escenarios de yacimiento diferentes: el primer escenario es un yacimiento homogéneo con flujo monofásico, el segundo escenario es un yacimiento heterogéneo por estratificación con flujo monofásico y el tercer escenario es un yacimiento homogéneo con flujo multifásico.

El desarrollo del proyecto está basado en la construcción de un modelo conceptual cartesiano, que contiene trece pozos completamente perforados. Este modelo es inicialmente heterogéneo por estratificación con 15 estratos de diferentes espesores, permeabilidades y porosidades y con flujo multifásico y debe modificarse para obtener los tres escenarios propuestos para este trabajo. Cada uno de los tipos de yacimientos debe ser probado para cada pozo dando como resultado las curvas de la derivada de la presión, la gráfica de Horner y la gráfica MDH, que son las metodologías que se van a usar para su solución. Los parámetros que serán medidos a través de estas metodologías son la permeabilidad, el factor de daño y el coeficiente de almacenamiento. Los resultados obtenidos deben presentarse para los 13 pozos.

Finalmente se debe realizar una comparación de los resultados obtenidos para los tres tipos de yacimientos propuestos con el fin de determinar la influencia de estas propiedades sobre los resultados.

1. Proyecto de grado.

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, M. Sc. Nelson Enrique Quintero Valero.

ABSTRACT

TITLE: COMPARATION OF WELL TESTING TECHNIQUES FOR HETEROGENEOUS RESERVOIRS OR RESERVOIRS WITH MULTIPHASE FLOW WITH RESPECT TO TRADITIONAL TECHNIQUES¹

AUTHORS: CELIS APARICIO, Cristina Alejandra; NOVA URIBE, Camilo Andrés**

KEYWORDS: Well testing, Pressure Buildup, layered reservoirs, reservoirs with multiphase flow, reservoirs with single phase flow, homogeneous reservoirs, Tiab direct synthesis.

DESCRIPTION

The main objective of this project is to make a buildup test in a numerical simulator for three different reservoirs sceneries: The first one is a homogeneous and single phase reservoir, the second one is a stratified and single phase reservoir and the third one is a homogeneous and multiphase reservoir.

The development of the project is based on the construction of a Cartesian conceptual model. This model has thirteen wells and is initially a stratified and multiphase reservoir. This model contains 15 layers with different permeability, porosity and thickness. The model must be modified to obtain the three different sceneries proposed for this work. Each one of the reservoirs must be tested for each well giving as a result the pressure derivative curve, the Horner curve and the MDH curve. These curves are the methodologies that are going to be discussed. The properties that are going to be calculated through these methodologies are the permeability, the skin factor and the storage. The results must be presented for all the wells.

Finally, it is necessary to make a comparison between the results for each methodology. The objective is to determine the influence of these properties on the results.

1. Degree Project

** Physico - Chemical Engineering Faculty, Petroleum Engineering School, M. Sc. Nelson Enrique Quintero Valero.

INTRODUCCIÓN

Los análisis de presiones cumplen una función fundamental en el estudio de los yacimientos puesto que a partir de ellos es posible determinar diferentes parámetros que, en la búsqueda del conocimiento del yacimiento, puede brindar opciones de tratamiento a los inconvenientes presentes en éste. Existen diferentes pruebas de presiones, dependiendo de factores como el estado del pozo, los datos que se quieran encontrar, el problema que se quiera solucionar. Entre las pruebas más importantes se encuentran la prueba de declinación de presión, que es una prueba muy útil y efectiva cuando el pozo se ha terminado de perforar y aún no se ha producido, siendo ésta una de sus principales condiciones. Otra prueba importante es la de ascenso de presión. Esta prueba se caracteriza porque se puede aplicar a pozos que han producido por algún tiempo, teniendo como desventaja que se debe parar la producción del pozo para realizar la prueba. Además de estas dos pruebas, existen otras pruebas cuyos enfoques son diferentes, es el caso de la prueba fall-off, la prueba DST, las pruebas de interferencia o las pruebas de inyección. En general, a partir de las pruebas mencionadas anteriormente se pueden encontrar diferentes parámetros como la permeabilidad del yacimiento, el factor de daño, el coeficiente de almacenamiento, el área de drenaje, la presión promedio del yacimiento, límites del yacimiento, fracturas, entre otros.

El enfoque matemático que se utiliza para analizar una prueba de presión asume que el yacimiento es homogéneo y contiene flujo monofásico, lo que quiere decir que el medio en el que las ondas de presión viajan no les aporta ninguna interferencia y que adicionalmente, sólo hay un fluido en el yacimiento, lo que representa una restricción menos para ellas. Este enfoque es válido y ha sido estudiado por muchos autores que han propuesto diferentes metodologías para la interpretación de las pruebas. Estas metodologías se aplican dependiendo de la prueba que se esté desarrollando. La síntesis directa de Tiab es un análisis moderno muy versátil que aplica tanto para pruebas de ascenso de presión como

para pruebas de declinación de la presión, es por ello que ha sido bien reconocida entre los métodos de interpretación de pruebas de presión aunque para su aplicación dependa de una buena curva de derivada de presión contra tiempo.

Los yacimientos de petróleos se caracterizan por producir no solamente petróleo sino también gas y agua, además de presentar estratos que generan una heterogeneidad en el medio. El estudio de este tipo de yacimientos se ha tratado de relegar por las dificultades que estas condiciones conllevan, sin embargo, es indispensable saber que ocurre cuando las condiciones están presentes, como se puede solucionar su presencia y de qué manera afectan la interpretación de las pruebas de presión.

El propósito de este trabajo, es comparar tres tipos de yacimientos. El primero de ellos es el escenario tradicional, compuesto por un yacimiento homogéneo con flujo monofásico. El segundo considera heterogeneidad por estratificación y flujo monofásico y el último comprende flujo multifásico y medio homogéneo. El objetivo es ver si existen diferencias entre los tres escenarios propuestos.

1. MARCO DE REFERENCIA

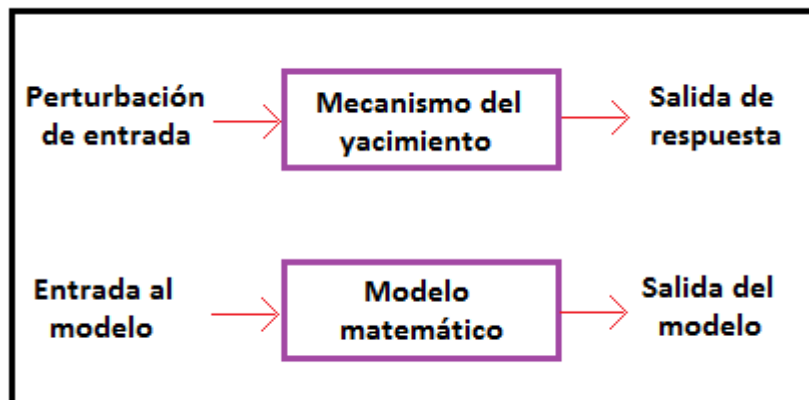
1.1 PRUEBAS DE PRESIÓN

Durante una prueba de pozo, la respuesta de un yacimiento a los cambios experimentados en la producción (o inyección) son monitoreados y analizados. Debido a que estas respuestas son en mayor o menor medida una consecuencia de las propiedades del yacimiento y del pozo, es posible en muchos casos inferir las propiedades del yacimiento gracias a esta respuesta. Las pruebas de presión se convierten por lo tanto en un problema inverso en el cual los parámetros del modelo son observados mediante el análisis de las respuestas dadas inicialmente.

Desde el punto de vista operacional y de campo, una prueba de presión consiste en la adquisición de datos de presión, producción y muestra del fluido a condiciones de pozo (aperturas y cierres controlados).

La tercera ley de Newton describe la aplicación de las pruebas de presión como se muestra en la figura 1.

Figura 1. Esquema de la representación matemática de una prueba de presión.



Fuente: Modificado de Escobar M. Freddy, “Análisis moderno de pruebas de presión”, Universidad Surcolombiana de Neiva, 2003.

1.1.1. Objetivos de las pruebas de presión

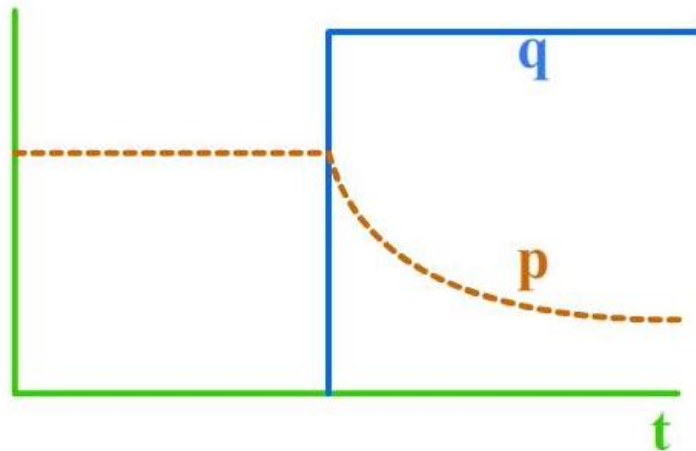
- **Evaluación del yacimiento:** Para la producción de un yacimiento, es necesario conocer la mayor cantidad de información sobre éste, para así garantizar un mejor rendimiento del mismo. A pesar de que existen muchos parámetros para caracterizar un yacimiento, algunos se hacen más indispensables que otros. Es el caso de la capacidad de entrega del yacimiento, sus propiedades petrofísicas y su tamaño, el producto de la permeabilidad por el espesor (útil para el espaciado y la estimulación), la presión inicial y los límites del mismo.
- **Administración del yacimiento:** Durante la vida útil del yacimiento, es necesario conocer su desempeño y las condiciones a las que se produce, para ello es conveniente monitorear la presión promedio del yacimiento para predecir su desempeño futuro, de esta manera sus condiciones permitirán escoger candidatos para trabajos de workover o estimulación y así darle el mejor manejo al yacimiento.
- **Descripción del yacimiento:** Las formaciones que contienen aceite, gas y agua son complejas y pueden presentar diferentes tipos de rocas, fases estratigráficas, fallas, barreras y frentes de flujo que pueden modificar el desempeño del yacimiento. Es por esto que la caracterización del yacimiento se hace importante, permitiendo realizarle el mejor diseño y anticipar su comportamiento.

1.1.2. Tipos de pruebas

Decidir qué tipo de prueba es la más adecuada para el yacimiento en estudio depende de los parámetros que se quieren encontrar, aunque también depende de las limitaciones prácticas que presente el análisis.

1.1.2.1. Drawdown test (prueba de declinación de la presión - PDD)

Figura 2. Prueba de declinación de la presión, PDD.



Fuente: Modificado de Escobar M. Freddy, "Análisis moderno de pruebas de presión", Universidad Surcolombiana de Neiva, 2003.

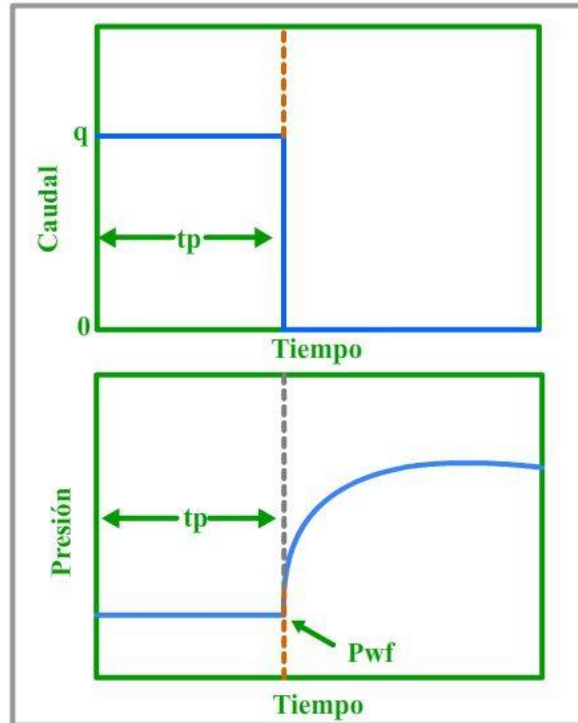
En las pruebas de declinación de presión, un pozo estático, estable y cerrado es abierto al flujo. Para realizar el análisis se supone que este flujo es constante, pero en la práctica es difícil mantener esta tasa constante y las condiciones iniciales difícilmente son estables y el hecho de que el pozo tenga que estar cerrado limita la acción de esta prueba, pero por otro lado es un buen método para identificar los límites del yacimiento gracias a que a tiempos largos de flujo las variaciones en la tasa pierden importancia.

Los parámetros obtenidos mediante esta prueba son:

- Comportamiento del yacimiento.
- Permeabilidad.
- Daño.
- Longitud de fractura.
- Límites del yacimiento.
- Fronteras.

1.1.2.2. Build-up test (prueba de restauración de la presión - PBU)

Figura 3. Prueba de restauración de presión, PBU.



Fuente: Modificado de Escobar M. Freddy, "Análisis moderno de pruebas de presión", Universidad Surcolombiana de Neiva, 2003.

En una prueba de restauración de presión, un pozo que está produciendo (idealmente a tasa constante) es cerrado. El análisis de estas pruebas requiere de unas ligeras modificaciones a las realizadas en una prueba PDD. La ventaja práctica de la prueba de restauración de presión es el cumplimiento de la condición de una tasa constante (gracias a que la tasa es cero). Esta prueba además presenta una gran desventaja que es la pérdida de la producción mientras el pozo está cerrado.

Los parámetros obtenidos mediante esta prueba son:

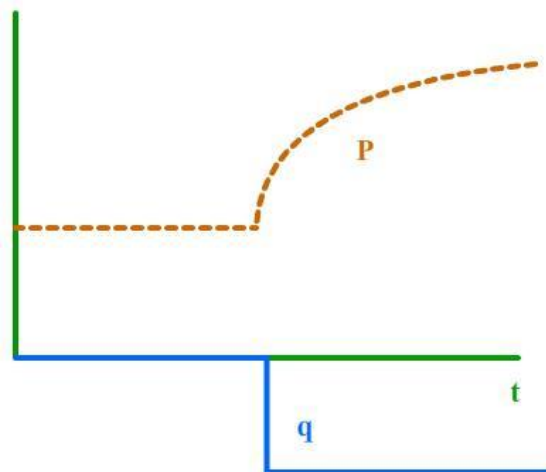
- Comportamiento del yacimiento.
- Permeabilidad.
- Daño.

- Longitud de fractura.
- Presión del yacimiento.
- Fronteras.

1.1.2.3. Injection test

Esta prueba es conceptualmente idéntica a una prueba de declinación de presión, excepto que el flujo es realizado hacia el pozo. Las tasas de inyección son más fáciles de manejar que las de producción pero se puede complicar el análisis si el fluido no es el mismo que el del yacimiento.

Figura 4. Injection test.



Fuente: Modificado de Escobar M. Freddy, "Análisis moderno de pruebas de presión", Universidad Surcolombiana de Neiva, 2003.

1.1.2.5. Pruebas de interferencia

En una prueba de interferencia un pozo es puesto a producir y los valores de presión son observados en otro pozo (o pozos). Esta prueba es útil para caracterizar las propiedades del yacimiento en una escala más grande que en una prueba convencional. Debido a que los cambios de presión a una distancia considerable del pozo productor son mucho más pequeños, se requieren equipos sofisticados y tiempo considerable.

Los parámetros obtenidos mediante esta prueba son:

- Comunicación entre pozos
- Comportamiento del tipo de yacimiento
- Porosidad
- Permeabilidad inter pozos
- Permeabilidad vertical

1.1.2.6. Drill steam test

Esta es una prueba que usa una herramienta especial montada en el la parte final de la tubería de perforación, además es una prueba realizada en pozos recientemente perforados. En una DST la secuencia común es: producir, cerrar, producir de nuevo y cerrar de nuevo. Esta prueba por lo general es de corta duración ya que, como el cierre se hace en el fondo, se evitan los efectos del almacenamiento.

Los parámetros obtenidos mediante esta prueba son:

- Comportamiento del yacimiento
- Permeabilidad
- Daño

- Longitud de la fractura
- Presión del yacimiento
- Límites del yacimiento
- Fronteras

1.2 ECUACIÓN DE DIFUSIVIDAD

A medida que el fluido en el yacimiento se desplaza por acción de la presión, se crea un desbalance que obliga a los fluidos en los alrededores a moverse hacia el pozo, este proceso continúa hasta que la caída de presión causada por la producción del pozo se disipa. El principio físico que tiene lugar en el yacimiento se puede describir por medio de la ecuación de difusividad, deducida a continuación.

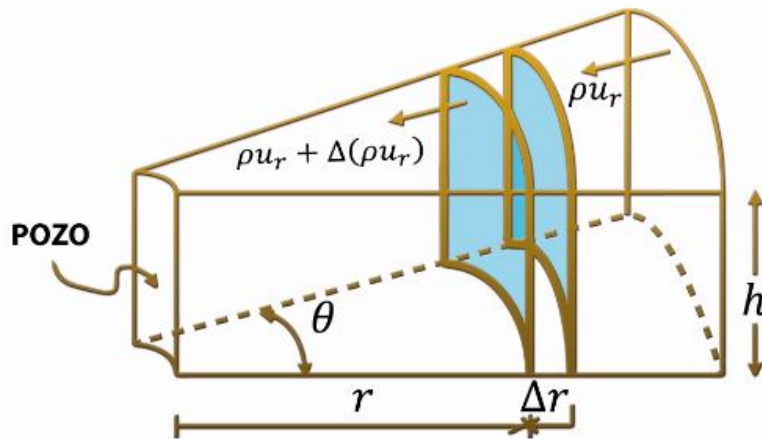
1.2.1. Ecuación de continuidad

La ecuación de difusividad es el resultado de aplicar la ecuación de continuidad, la ley de Darcy y una ecuación de estado. Para obtener la ecuación de continuidad se parte de la ley de la conservación de la masa, enunciada a continuación.

$$\mathbf{fluido\ entrante} - \mathbf{fluido\ saliente} = \mathbf{fluido\ acumulado} \quad \langle 1 \rangle$$

Esta ecuación se aplica sobre un elemento de volumen radial, de la siguiente forma:

Figura 6. Elemento de volumen sobre el cual se aplica el balance de masa.



Fuente: Modificado de OJEDA, D.; MARIN, J. "Herramienta software para el análisis de pruebas de presión". Universidad Industrial de Santander, 2012.

Simplificando y tomando límites cuando el Δt y el Δr tiendan a 0, se obtiene la ecuación de continuidad:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r \rho u_r) = - \frac{\partial(\phi \rho)}{\partial t} \quad \langle 2 \rangle$$

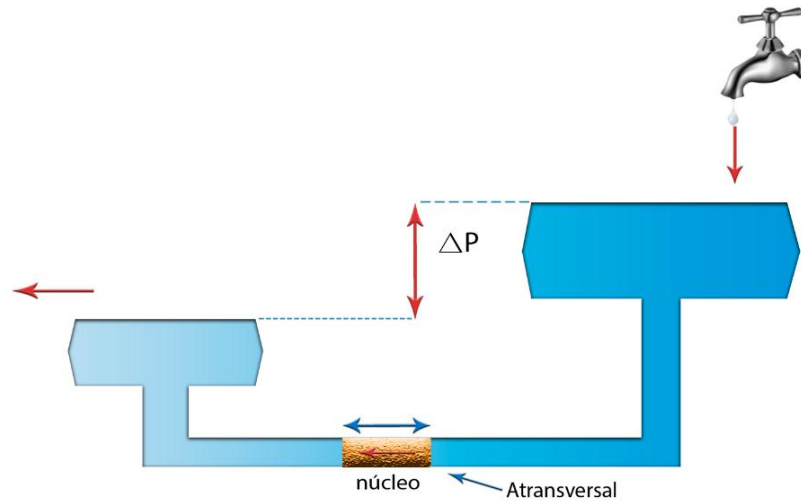
1.2.2. Ley de Darcy

Esta ley considera solo un fluido que posea una compresibilidad constante, por ejemplo un líquido como agua o petróleo.

La ley de Darcy se representa de la siguiente manera:

$$u_r = - \frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \quad \langle 3 \rangle$$

Figura 7. Ley de Darcy.



Fuente: Fuente: Modificado de OJEDA, D.; MARIN, J. "Herramienta software para el análisis de pruebas de presión". Universidad Industrial de Santander, 2012.

1.2.3. Ecuación de estado

La ecuación de estado describe la densidad de un fluido en un medio poroso. La ecuación de estado se representa de la siguiente manera:

$$C = -\frac{1}{v} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_r = \frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial p} \right)_r \quad \langle 4 \rangle$$

Realizando los respectivos procedimientos matemáticos y con base en las ecuaciones (2, 3, 4) se llega a la ecuación de difusividad:

$$\frac{\partial^2 \rho}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \left(\frac{\partial \rho}{\partial r} \right) = \frac{\Phi \mu C_t}{k} \left(\frac{\partial \rho}{\partial t} \right) \quad \langle 5 \rangle$$

1.2 4. Limitaciones de la ecuación de Difusividad

Las limitaciones que se deben tener en cuenta al emplear las ecuaciones descritas anteriormente son las siguientes:

- Medio poroso isotrópico, horizontal y homogéneo.
- Permeabilidad y porosidad constantes.
- Un solo fluido satura el medio poroso (flujo monofásico).
- Viscosidad constante.
- Fluido incompresible o ligeramente compresible.
- El pozo debe penetrar completamente la formación.
- Fuerzas gravitacionales despreciables.
- La densidad del fluido debe ser gobernada por la siguiente ecuación:

$$\rho = \rho_0 e^{c(p-p_0)} \quad \langle 6 \rangle$$

1.3 ESTADOS DE FLUJO

La definición de los estados de flujo es necesaria ya que su uso es muy común en el análisis de los datos de presión.

1.3.1. Estado transiente

Todo estado que no sea estable (infinito, transición, y semi-estacionario).

1.3.2. Estado pseudoestable o semi-estacionario

Estado transiente caracterizado por la tendencia tipo lineal de la presión con el tiempo, es decir se cumple que $\frac{dp}{dt}$ es constante en todas las partes del yacimiento. Este estado de flujo se presenta solo en sistemas de límite cerrado (drenaje volumétrico).

1.3.3. Estado estable o estacionario

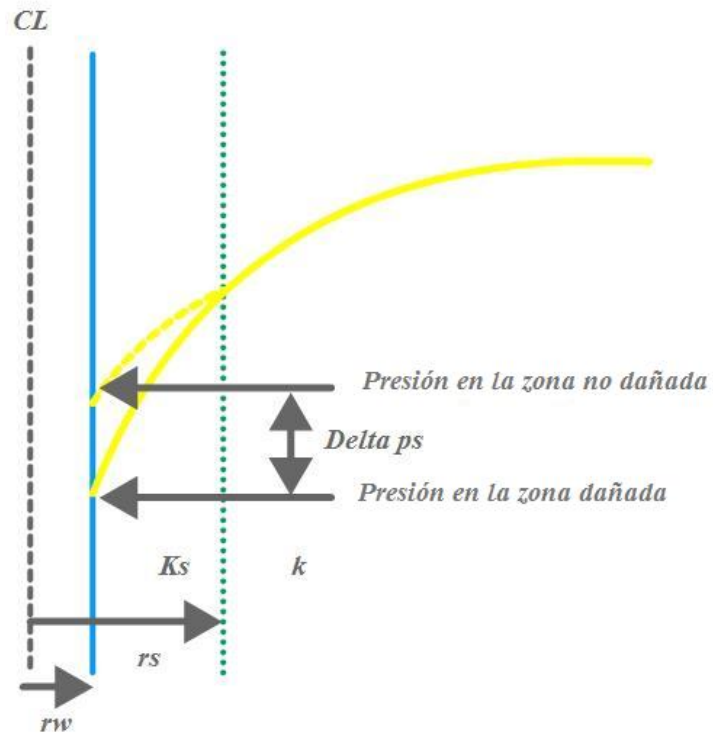
Se caracteriza por poseer la presión constante en todos los puntos del yacimiento. Se puede aplicar la ley de Darcy a nivel de área de drenaje en caso de requerir análisis de datos.

1.4 DAÑO A LA FORMACIÓN

La presión en el yacimiento no se transmite uniformemente debido a la presencia de ciertas heterogeneidades, aunque la mayoría de estas heterogeneidades no la afectan significativamente.

A diferencia de lo que sucede en el yacimiento, en la vecindad del pozo se genera una caída de presión que es causada por la invasión del lodo durante la perforación o por la invasión del cemento durante el completamiento, dando lugar a una zona con una permeabilidad menor que la permeabilidad del yacimiento. Esta caída de presión, ocasionada por la diferencia entre las permeabilidades del yacimiento y la cara del pozo, se denomina daño.

Figura 8. Caída de presión debida al daño.



Fuente: Modificado de HORNE, R. "Modern well test analysis, a computer-aided approach". Stanford University, 1990.

Los principales factores que originan el daño son:

- Invasión de fluidos de perforación.
- Penetración parcial del pozo.
- Completamiento parcial del pozo.
- Perforaciones obstruidas.
- Precipitación de orgánicos o inorgánicos.
- Densidad de perforaciones inadecuada.
- Presencia de torta de lodo y cemento.
- Alta saturación de gas alrededor del pozo.
- Crecimiento de bacterias.
- Dispersión de arcillas.

La severidad de este daño se mide a través de una cantidad adimensional llamada factor “skin”. Este factor puede ser negativo, sí el pozo está estimulado, o positivo, sí el pozo está dañado. En la siguiente tabla se pueden observar algunos valores característicos de varias estimulaciones y un completamiento normal.

Tabla 1. Daño y su estimulación.

Tipo de estimulación o completamiento	Skin (S)
Completamiento normal	0
Tratamiento ácido pequeño	- 1
Tratamiento ácido intermedio	- 2
Tratamiento ácido grande de pequeñas fracturas	- 3
Tratamiento de fracturas intermedias	- 4
Tratamiento de fracturas grandes en yacimientos de baja permeabilidad	- 6
Tratamiento de fracturas masivas en yacimientos de baja permeabilidad	- 8

Fuente: Presentaciones de la Ingeniera Olga Patricia Ortiz Cancino.

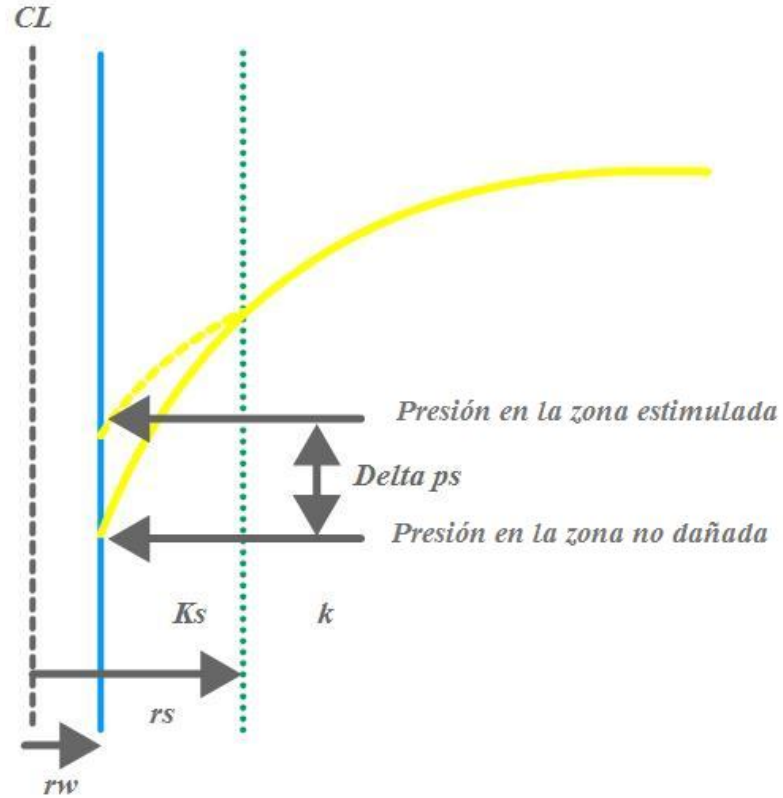
La ecuación para hallar el factor skin es la siguiente:

$$S = \frac{kh}{141.2qB\mu} \Delta p_s \quad (7)$$

Es posible expresar el factor skin en términos del radio efectivo, que es el radio más pequeño que el pozo aparenta tener debido a la reducción en el flujo, causada por el efecto del daño.

$$r_{weff} = r_w e^{-S} \quad (8)$$

Figura 9. Daño en términos de la eficiencia de flujo.

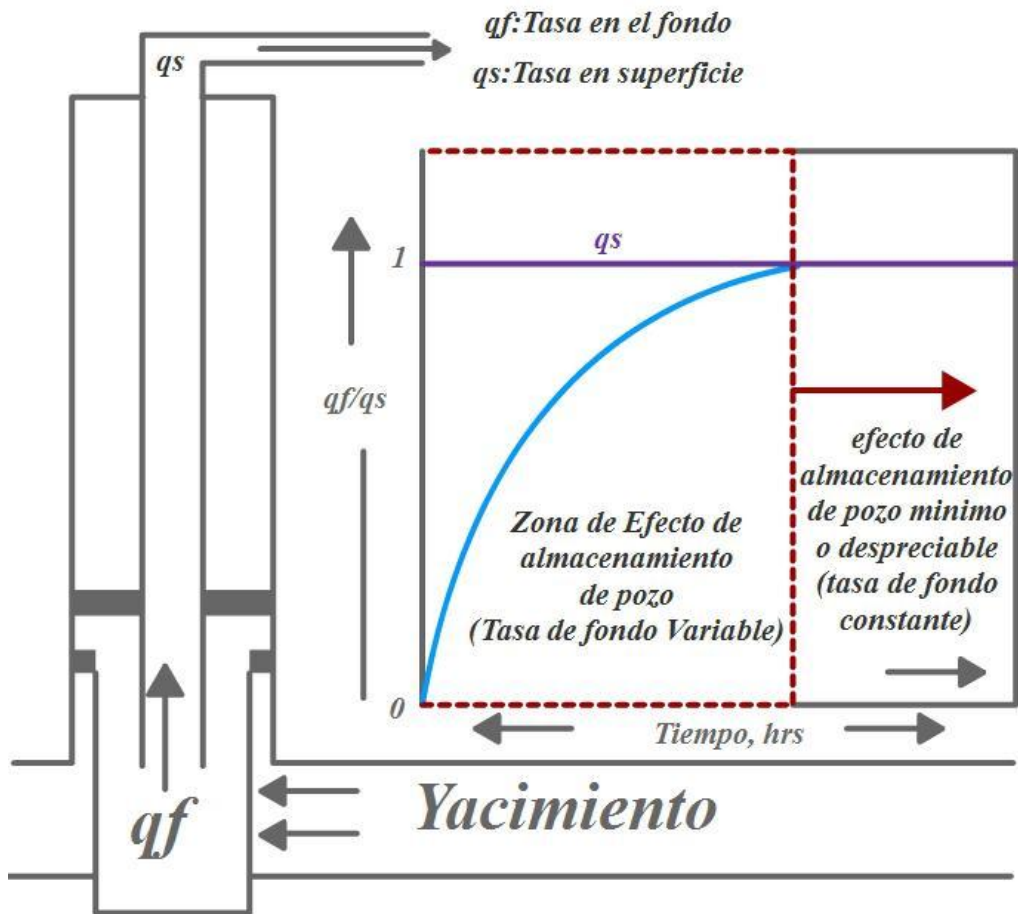


Fuente: Modificado de HORNE, R. "Modern well test analysis, a computer-aided approach". Stanford University, 1990.

1.5 COEFICIENTE DE ALMACENAMIENTO

En muchos casos los análisis de presión presentan la misma forma para controlar la tasa de producción, bien sea en la cabeza de pozo o en la línea de flujo, puntos en los cuales la tasa es constante pero el estado transitorio en el pozo puede evidenciar que esta tasa no es constante del todo, este efecto es debido al almacenamiento.

Figura 10. Almacenamiento.



Fuente: Modificado de Da Prat. Giovanni, "Introducción al análisis y diseño de pruebas de presión".

El almacenamiento puede ser causado principalmente por:

- Expansión del fluido.
- Cambios en el nivel del líquido.

El coeficiente de almacenamiento se usa para cuantificar el efecto del almacenamiento (C_D).

$$C = \frac{V}{\Delta p} \quad \langle 9 \rangle$$

$$C_D = \frac{5.615C}{2\pi\phi C_t h r_w^2} \quad \langle 10 \rangle$$

Donde C es el volumen de fluido que la cara de pozo produce debido a una caída de presión.

- Para el caso de expansión de fluidos.

$$C = c_w * v_w \quad \langle 11 \rangle$$

Donde c_w es la compresibilidad del fluido y V_w es el volumen de la cara de pozo.

- Para el caso del nivel del anular disminuyendo.

$$C = \frac{144A_w ft^3}{\rho \text{ psi}} \quad \langle 12 \rangle$$

Donde A_w es el área seccional de la cara de pozo (ft^2) en la región donde el nivel de líquido está disminuyendo y ρ es la densidad del fluido (lb/ft^3).

1.6 RADIO DE INVESTIGACIÓN

El radio de investigación durante una prueba de flujo y asumiendo un solo período de flujo a tasa constante, está dado por la siguiente expresión:

$$r_{inv} = 0.029 \sqrt{\frac{kt}{\phi\mu c}} \quad \langle 13 \rangle$$

Donde t es el tiempo de producción del pozo, durante la prueba.

Esta ecuación es válida solo durante el flujo radial, asumiendo un solo período de flujo a tasa constante.

1.7 PRINCIPIO DE SUPERPOSICIÓN

La implementación de esta solución hace posible llegar a respuestas del yacimiento en situaciones complejas, usando modelos básicos.

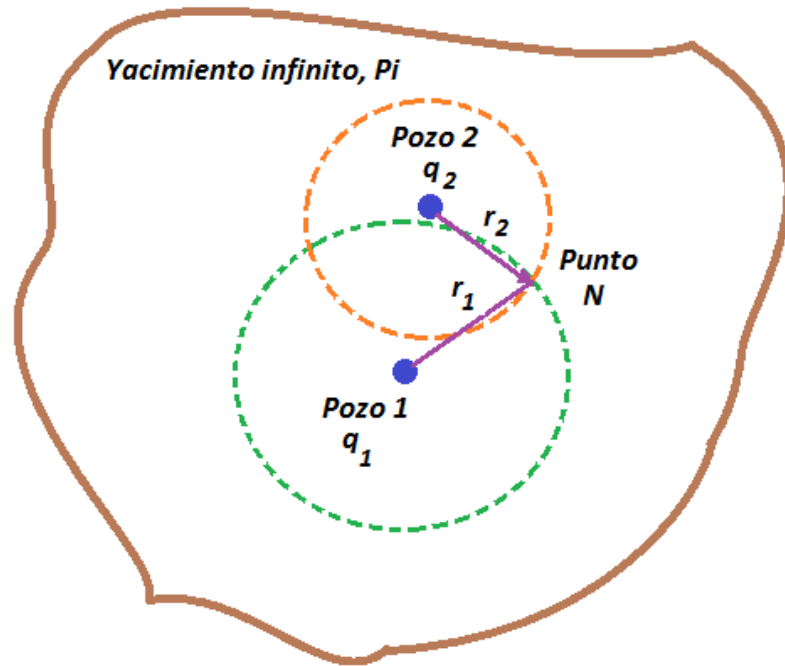
Se puede usar para representar dos tipos de superposición los cuales son los siguientes:

$$(P_i - P_{wf})_{Total\ en\ el\ pozo\ A} = (P_i - P)_{Debida\ al\ pozo\ A} + (P_i - P)_{Debida\ al\ pozo\ B} \quad \langle 14 \rangle$$

1.7.1. Superposición en el espacio

Por medio de esta consideración se obtiene la respuesta debida a varios pozos (sumando respuestas individuales) usando la ecuación 14.

Figura 11. Superposición en el espacio.



Fuente: Modificado de Escobar M. Freddy, "Análisis moderno de pruebas de presión", Universidad Surcolombiana de Neiva, 2003.

1.7.2. Superposición en el tiempo

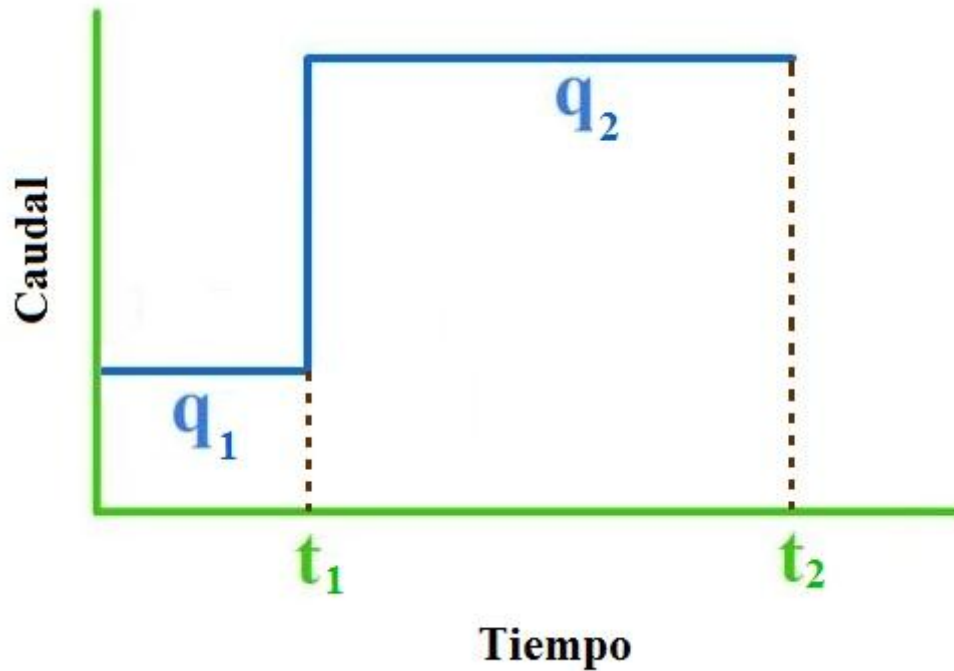
Un evento muy común en el momento de producir un pozo es la presencia de cambios en el caudal, como se observa en la figura 12, por lo cual se debe aplicar el principio de superposición. Para ello, se debe visualizar dos pozos en vez de uno, con una diferencia de tiempo y con su respectiva tasa. En este caso el cambio de la presión en el pozo debido al cambio de la tasa es el siguiente:

$$\Delta P = \frac{141.2\mu B}{Kh} [q_1 P_D(r_D, t_{D1}) + (q_2 - q_1) P_D(r_D, t_{D2} + S) \rightarrow (t = t_1)_D] \quad (15)$$

Si existen mas variaciones en el caudal, la ecuación queda de la siguiente manera:

$$\Delta P = \frac{141.2\mu}{Kh} \sum_{i=1}^n [(qB)_i - (qB)_{i-1}] (P_D(r_D, (t - t_1)_D + S)) \quad \langle 16 \rangle$$

Figura 12. Superposición en el tiempo.



Fuente: Modificado de Escobar M. Freddy, "Análisis moderno de pruebas de presión", Universidad Surcolombiana de Neiva, 2003.

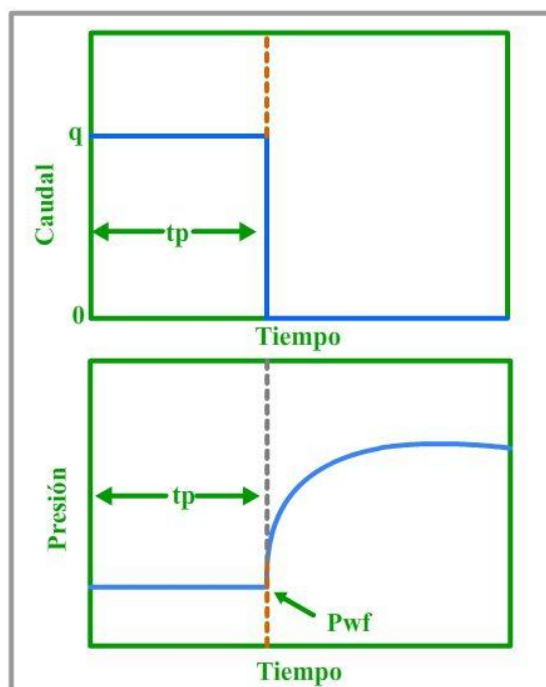
2. ANÁLISIS DE PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN –PBU– PARA YACIMIENTOS HOMOGÉNEOS Y CON FLUJO MONOFÁSICO

2.1 DESCRIPCIÓN DE UNA PRUEBA PBU

Este tipo de pruebas son muy populares en la industria petrolera, gracias a algunas de sus características, como por ejemplo que no se necesite una supervisión detallada para realizar el proyecto, o el hecho de determinar casi directamente propiedades como la permeabilidad, el factor de daño, presión promedio o inicial del yacimiento.

En la figura 13 se observa una prueba de restauración de presión ideal, la cual consiste en producir un pozo hasta alcanzar una tasa constante para posteriormente cerrarlo con el fin de registrar los ascensos en la presión debidos a este cierre.

Figura 13. Descripción de una prueba PBU.



Fuente: Modificado de Escobar M. Freddy, "Análisis moderno de pruebas de presión", Universidad Surcolombiana de Neiva, 2003.

Técnicamente, una prueba de restauración de presión es corrida de la siguiente manera:

1. Determinar datos básicos como: la ubicación de los empaques, el tamaño de las tuberías de producción y revestimiento, la profundidad del pozo.
2. Estabilizar el pozo hasta obtener una tasa constante.
3. Cerrar el pozo y registrar la P_{wf} en el momento justo del cierre, $t=0$.
4. Luego de registrar la P_{wf} se debe leer la presión de cierre P_{ws} . Esta presión debe registrarse a intervalos de 15 segundos durante los primeros 10 o 15 minutos. Para las siguientes 10 horas, la presión se debe registrar cada hora. A medida que avanza la prueba esta lectura se puede realizar cada 5 horas.

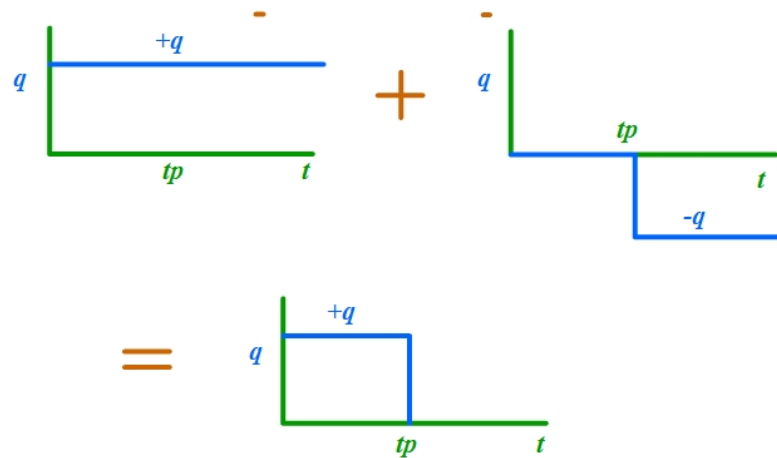
Para realizar correctamente la prueba se debe producir a una tasa constante durante un lapso de tiempo t_p , el cual no debe ser muy pequeño para no tener problemas con el radio de investigación.

2.1.1. Tiempo de Horner

Principio de superposición

Sí se cumple el hecho de que la tasa antes del cierre sea constante, un caso particular del principio de superposición en el tiempo ocurre, el cual considera dos tasas; una (q) que inicia en el tiempo 0 y una ($-q$) que inicia en el tiempo t_p como se puede observar en la figura 14.

Figura 14. Principio de superposición.



Fuente: Modificado de las presentaciones de clase de la Ingeniera Olga Patricia Ortiz Cancino.

Al aplicar el principio de superposición se obtiene:

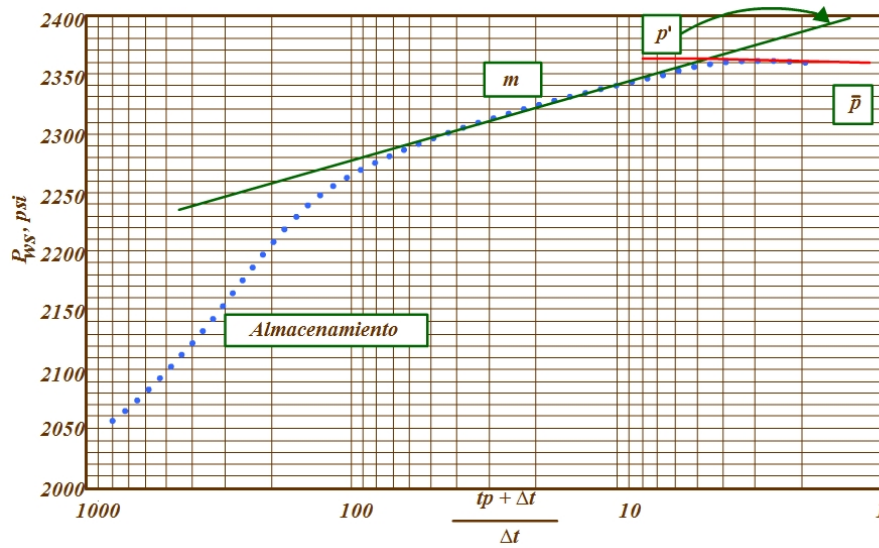
$$\begin{aligned}
 P_i - P_{ws} = & -70.6 \frac{qB\mu}{kh} \left[\ln \left(\frac{1688\phi\mu c_t r_w^2}{k(t_p + \Delta t)} \right) - 2S \right] \\
 & - 70.6 \frac{(-q)B\mu}{kh} \left[\ln \left(\frac{1688\phi\mu c_t r_w^2}{k(\Delta t)} \right) - 2S \right]
 \end{aligned} \tag{17}$$

La cual queda:

$$P_{ws} = P_i - 162.6 \frac{qB\mu}{kh} \left[\log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \right] \tag{18}$$

Conocida como la ecuación de Horner. A partir de esta ecuación se puede generar una gráfica semilog de p_{ws} vs el logaritmo de $\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$ como se observa en la figura 15, conocida como la gráfica de Horner.

Figura 15. Gráfica de Horner.



Fuente: Modificado de Escobar M. Freddy, “Análisis moderno de pruebas de presión”, Universidad Surcolombiana de Neiva, 2003.

La pendiente de este gráfico se puede obtener a través de la siguiente expresión:

$$m = 162.6 \frac{qB\mu}{kh} \quad \langle 19 \rangle$$

Por medio de esta ecuación se obtiene la permeabilidad:

$$k = 162.6 \frac{qB\mu}{mh} \quad \langle 20 \rangle$$

La gráfica de la figura 15 también puede ser usada para hallar el factor de daño, pero debido a que éste solo influencia el período de flujo durante la prueba, es necesario por lo tanto incluir el valor de la última presión de flujo, p_{wf} , a un tiempo t_p .

Si se asume que hay flujo radial infinito durante el cierre, la diferencia entre la presión en este tiempo y la última registrada antes, p_{wf} , a un tiempo t_p , es:

$$P_{ws}(t_p + \Delta t) - P_{wf}(t_p) = 70.6 \frac{qB\mu}{kh} \left[\ln \frac{(t_p \Delta t)}{t_p + \Delta t} + 0.80907 + \ln \frac{0.000264k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right] + S \quad \langle 21 \rangle$$

Al sustituir la el valor de Δt con 1 hora se obtiene:

$$S = 1.151 \left[\frac{P_{1hr} - P_{wf}}{m} - \log \frac{kt_p}{(t_p + 1)\phi \mu c_t r_w^2} + 3.2274 \right] \quad \langle 22 \rangle$$

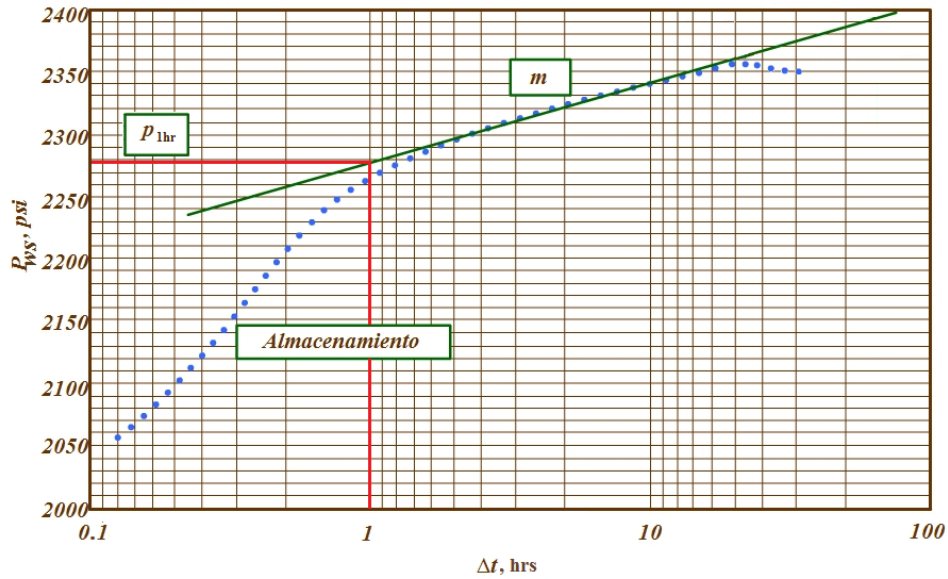
$$S = 1.151 \left[\frac{P_{1hr} - P_{wf}}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} + 3.2274 \right] \quad \langle 23 \rangle$$

El valor de P_{1hr} se obtiene de la extrapolación de la línea recta en la gráfica de Horner.

2.1.2. Método MDH (Miller – Dyes – Hutchinson)

Este método está basado en la idea de que el tiempo de producción es lo suficientemente largo, y ha alcanzado el estado pseudoestable, por lo que la presión promedio es un valor más representativo que el valor de la presión inicial. En pozos viejos o depletados es preferible usar este método aunque en ellos sea difícil estabilizar la tasa antes del cierre.

Figura 16. Método MDH.



Fuente: Modificado de Escobar M. Freddy, “Análisis moderno de pruebas de presión”, Universidad Surcolombiana de Neiva, 2003.

Si se asume que $\Delta t \ll t_p$ la gráfica de Horner se simplifica a:

$$\Delta t_e = \frac{t_p \Delta t}{t_p + \Delta t} \quad (24)$$

$$\Delta t_e \cong \frac{t_p \Delta t}{t_p} \cong \Delta t \quad (25)$$

Por lo tanto, para la gráfica usada en el método MDH, se grafica la p_{ws} vs el Δt , como se aprecia en la figura 16.

A través de esta curva se pueden obtener datos como:

- La permeabilidad empleando la pendiente de la línea recta o su extrapolación.

$$k = 162.6 \frac{qB\mu}{mh} \quad \langle 26 \rangle$$

- El factor de daño.

$$S = 1.151 \left[\frac{P_{1hr} - P_{wf}}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} + 3.2274 \right] \quad \langle 27 \rangle$$

- El índice de productividad.

$$J_{actual} = \frac{q}{p_i - p_{wf}} \quad \langle 28 \rangle$$

$$J_{ideal} = \frac{q}{p_i - p_{wf} - \Delta p_s} \quad \langle 29 \rangle$$

$$EF = \frac{J_{actual}}{J_{ideal}} \quad \langle 30 \rangle$$

- El coeficiente de almacenamiento.

$$C = \left(\frac{qB}{24} \right) \left(\frac{t}{\Delta p} \right)_{lpu} \quad \langle 31 \rangle$$

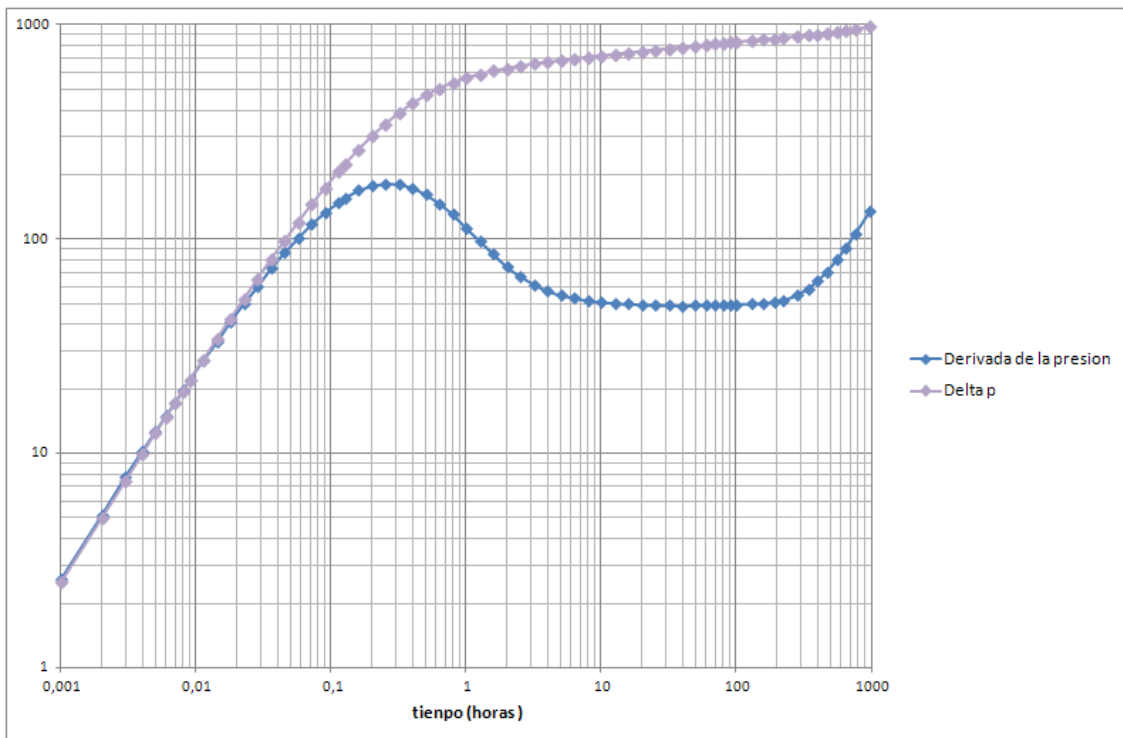
El inicio del comportamiento infinito se puede determinar con la siguiente expresión:

$$\Delta t_{SIAL} = \frac{17000\mu C}{kh} e^{0.14 S} \quad \langle 32 \rangle$$

2.1.3. Síntesis directa de Tiab

La síntesis directa de Tiab es un procedimiento desarrollado para evitar el uso de curvas tipo, determinando propiedades directamente de la gráfica de la presión y de la derivada de la presión, convirtiéndose en una técnica sumamente efectiva para la interpretación de pruebas de presión.

Figura 17. Síntesis directa de Tiab.



Fuente: Los autores.

Líneas y puntos característicos de la síntesis directa de Tiab:

La curva de presión de la Figura 17 presenta una línea de pendiente unitaria durante los tiempos tempranos, la cual pertenece al almacenamiento puro, y la ecuación que modela esta línea es:

$$P_D = \frac{t_D}{c_D} \quad \langle 33 \rangle$$

Dónde:

$$P_D = \frac{kh\Delta P}{141.2q\beta\mu} \quad \langle 34 \rangle$$

$$t_D = \frac{0.000264kt}{\phi\mu C_t r_w^2} \quad \langle 35 \rangle$$

$$C_D = \frac{0.8935c}{\phi C_t h r_w^2} \quad \langle 36 \rangle$$

Combinando estas ecuaciones se llega a:

$$C = \left(\frac{q\beta}{24}\right) \frac{t}{\Delta P} \quad \langle 37 \rangle$$

$$C = \left(\frac{q\beta}{24}\right) \frac{t}{(t*\Delta P')} \quad \langle 38 \rangle$$

En la gráfica de la derivada (Figura 17) se presenta el flujo radial infinito como una recta de pendiente $m=0$, la cual presenta la siguiente ecuación:

$$\left(\frac{t_D}{C_D} P_D'\right)_r = 0.5 \quad \langle 39 \rangle$$

Reemplazado se obtiene:

$$0.5 = \left(\frac{kh}{141.2q\beta\mu} \right) t * \Delta P' \rightarrow k = \frac{70.6q\beta\mu}{h(t*\Delta P')_r} \quad \langle 40 \rangle$$

$$s = 0.5 \left[\frac{\Delta P_r}{(t * \Delta P')_r} - \ln \left(\frac{kt_r}{\phi\mu C_t r_w^2} \right) + 7.43 \right] \quad \langle 41 \rangle$$

La permeabilidad puede ser calculada a través de la siguiente expresión:

$$k = \frac{70.6q\beta\mu}{h(t * \Delta P')_i} \quad \langle 42 \rangle$$

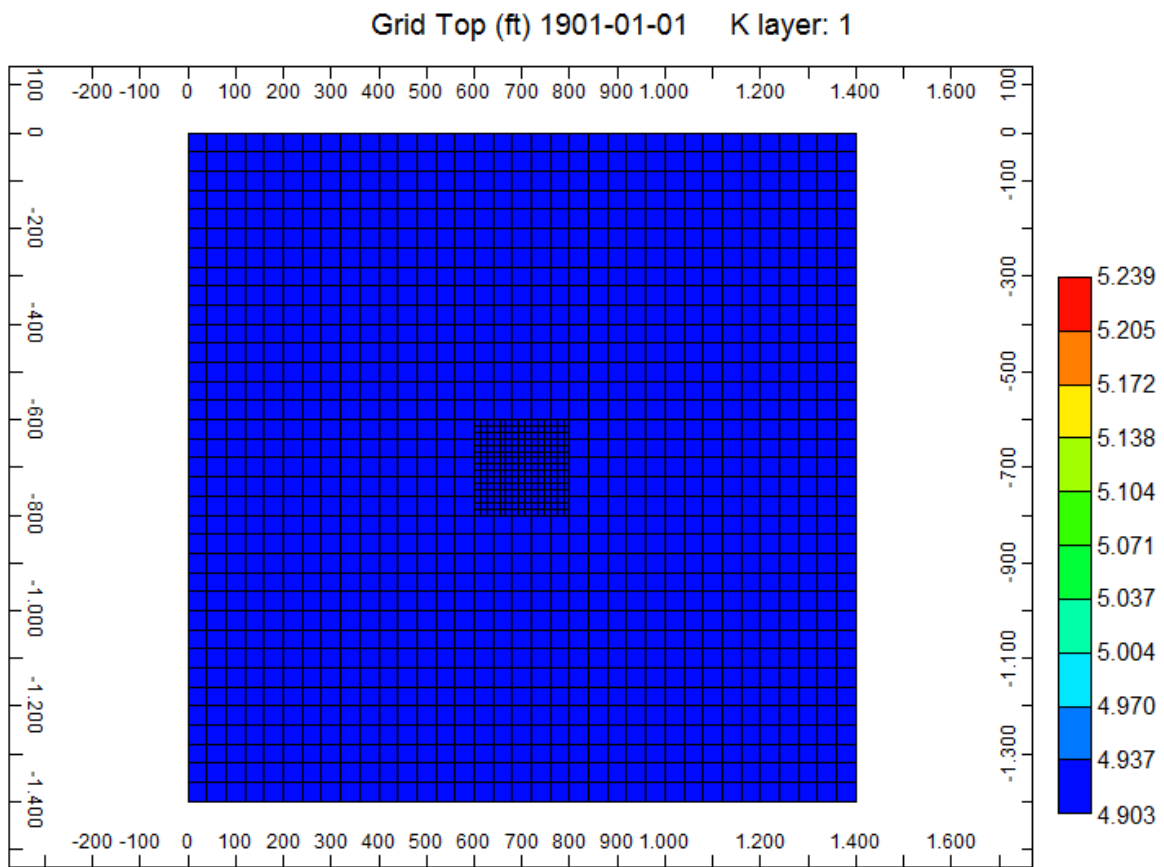
2.2 DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO

2.2.1. Estructura del yacimiento

El modelo conceptual consiste en un modelo cartesiano con un área de 45 acres y un espesor de 345 ft, con un total de 28500 grid blocks y cuyo tope se encuentra a 4903 ft y la base se encuentra a 5239 ft.

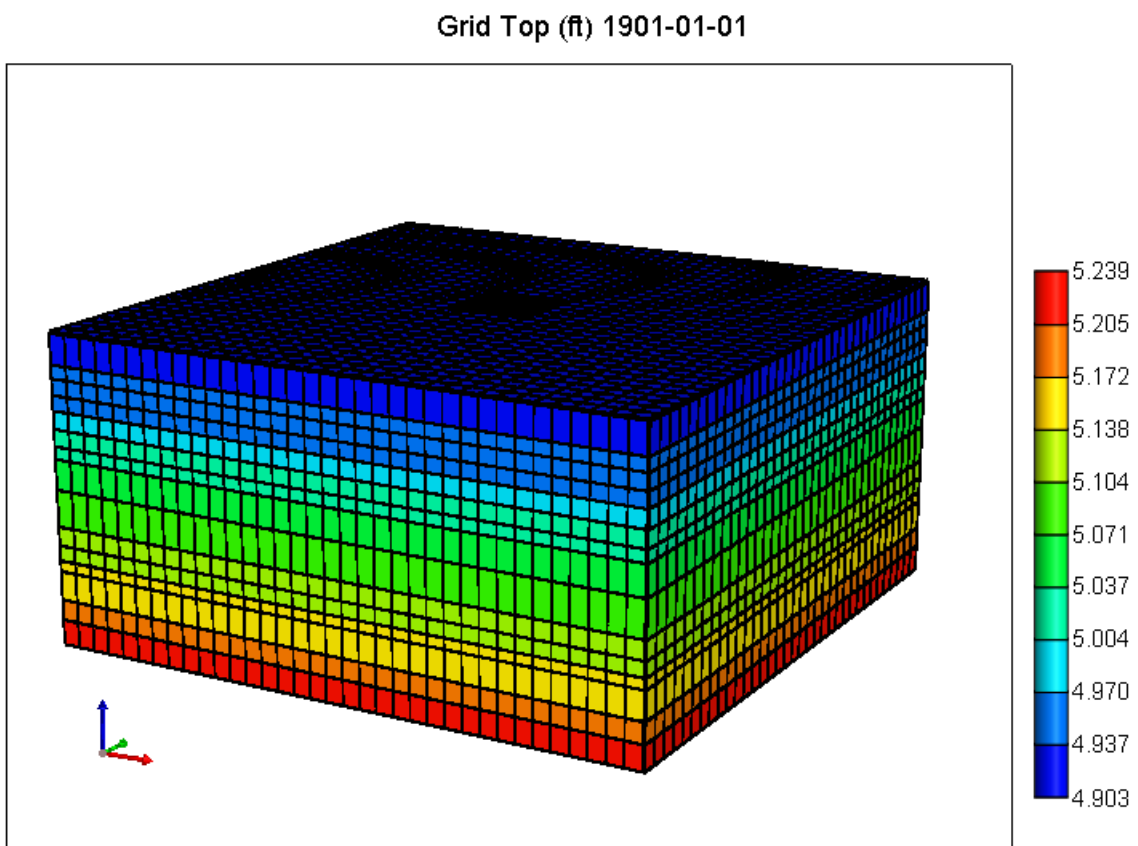
La figura 18 es una representación de la vista areal del tope del yacimiento y la figura 19 es una gráfica de la vista en 3D del tope del yacimiento.

Figura 18. Vista areal del tope del yacimiento.



Fuente: Modificado de Builder-CMG technologies.

Figura 19. Vista en 3D del tope del yacimiento.



Fuente: Modificado de Builder-CMG technologies.

El yacimiento está compuesto por 15 estratos con espesores diferentes expresados en la siguiente tabla:

Tabla 2. Espesores de los estratos.

Estrato	Espesor (ft)
1	34
2	15
3	18
4	17
5	20
6	19
7	14
8	34
9	41
10	21
11	17
12	12
13	32
14	23
15	28

Fuente: Los autores.

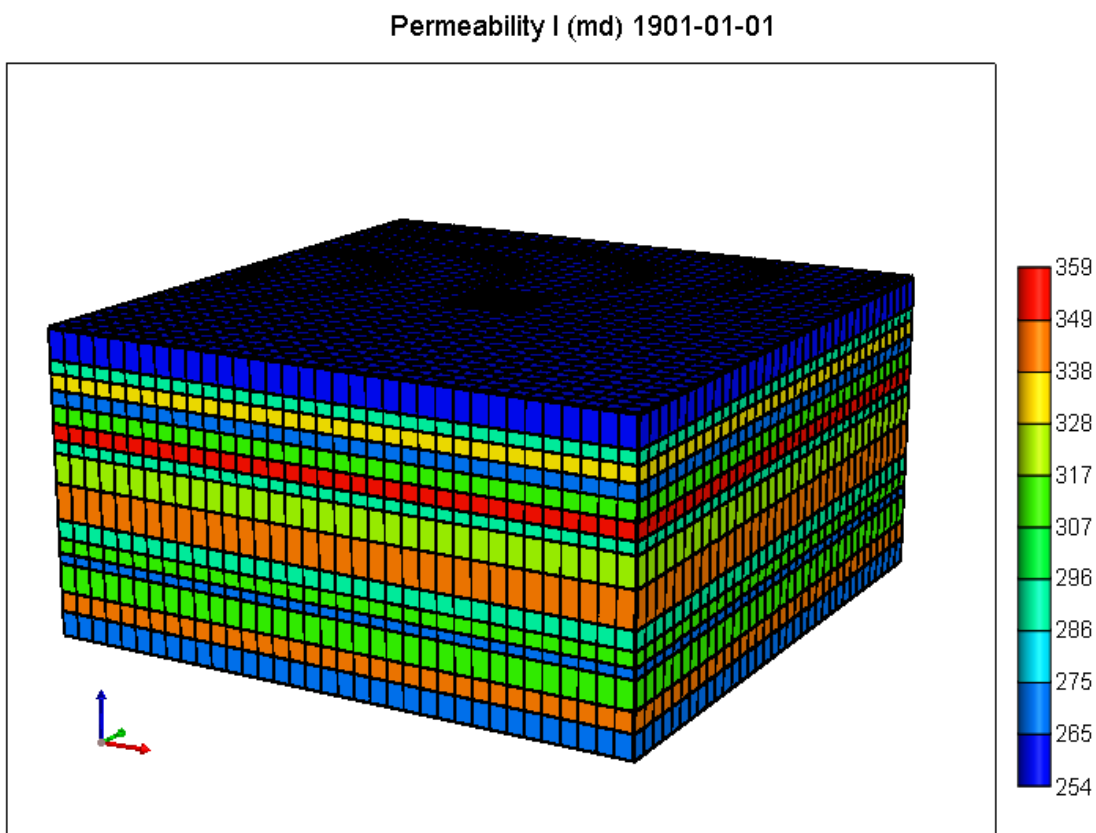
2.2.2. Propiedades petrofísicas

Permeabilidad

La permeabilidad del yacimiento en la dirección I (x) varía de 254 mD a 359 mD con un valor correspondiente a cada uno de los estratos. Las permeabilidades en la dirección J (y) y K (z) son $\frac{1}{2}$ de la permeabilidad en I y $\frac{1}{4}$ de la permeabilidad en I, respectivamente.

En la siguiente figura se puede observar la vista 3D de la permeabilidad para el yacimiento.

Figura 20. Permeabilidad del yacimiento.



Fuente: Modificado de Builder-CMG technologies.

Los valores de permeabilidad para cada estrato están descritos en la siguiente tabla:

Tabla 3. Permeabilidades para cada estrato.

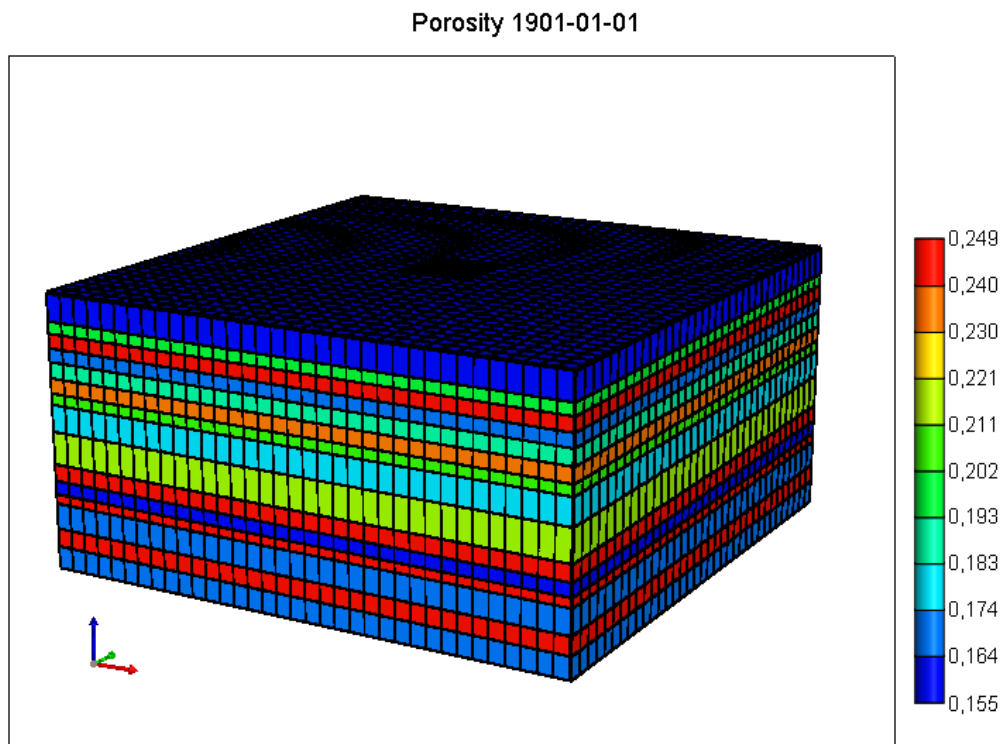
Estrato	Permeabilidad (mD)
1	306
2	290
3	338
4	270
5	310
6	359
7	289
8	325
9	346
10	292
11	313
12	268
13	308
14	347
15	274

Fuente: Los autores.

Porosidad

La porosidad del yacimiento varía en un intervalo de 15.5% a 24.9% teniendo un valor diferente en cada uno de los estratos. En la siguiente figura se puede apreciar la vista 3D de la porosidad del yacimiento:

Figura 21. Porosidad del yacimiento.



Fuente: Modificado de Builder-CMG technologies.

Los valores de porosidad para cada estrato están descritos en la siguiente tabla:

Tabla 4. Porosidades para cada estrato.

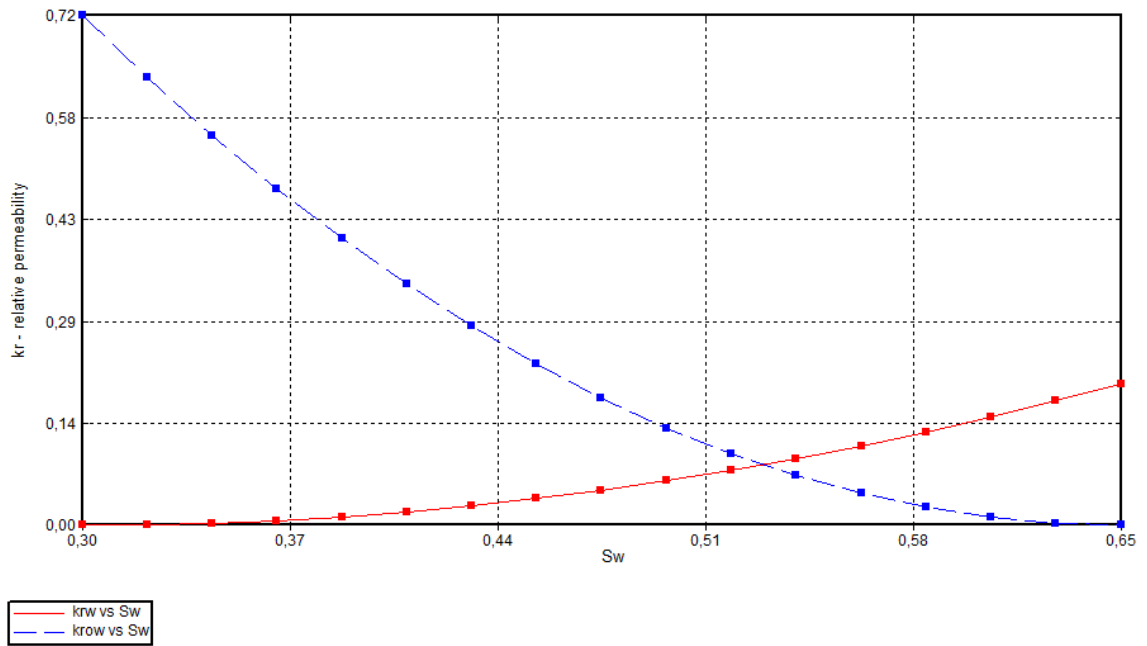
Estrato	Porosidad (%)
1	18.14
2	19.8
3	24.3
4	16.5
5	18.6
6	23.4
7	20.9
8	17.6
9	21.6
10	24.8
11	15.9
12	24.4
13	16.7
14	24.9
15	17.1

Fuente: Los autores.

Curvas de permeabilidad relativa

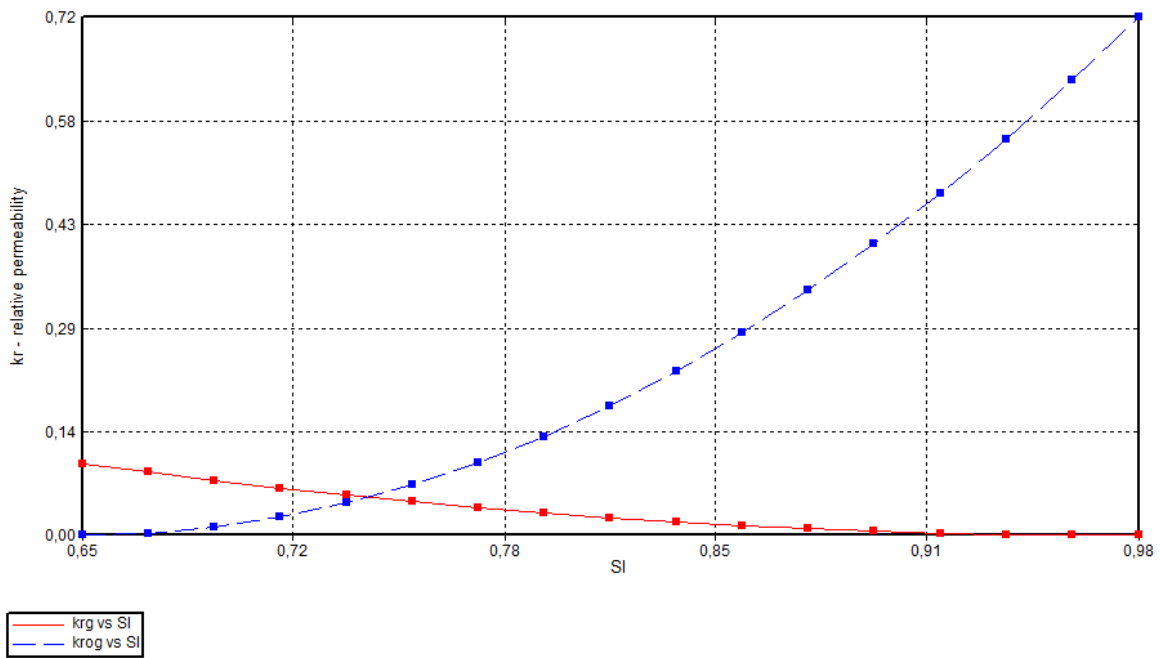
Las curvas de permeabilidad relativa para el yacimiento muestran una saturación de agua connata del 30% y una saturación de aceite residual del 35%. A través de las curvas de permeabilidad relativa se puede observar que el yacimiento está preferencialmente mojado por agua. Las figuras 22 y 23 representan las curvas de permeabilidad relativa para aceite-agua y para gas-líquido respectivamente.

Figura 22. Curva de permeabilidad relativa agua-aceite.



Fuente: Modificado de Builder-CMG technologies.

Figura 23. Curva de permeabilidad relativa gas-líquido.

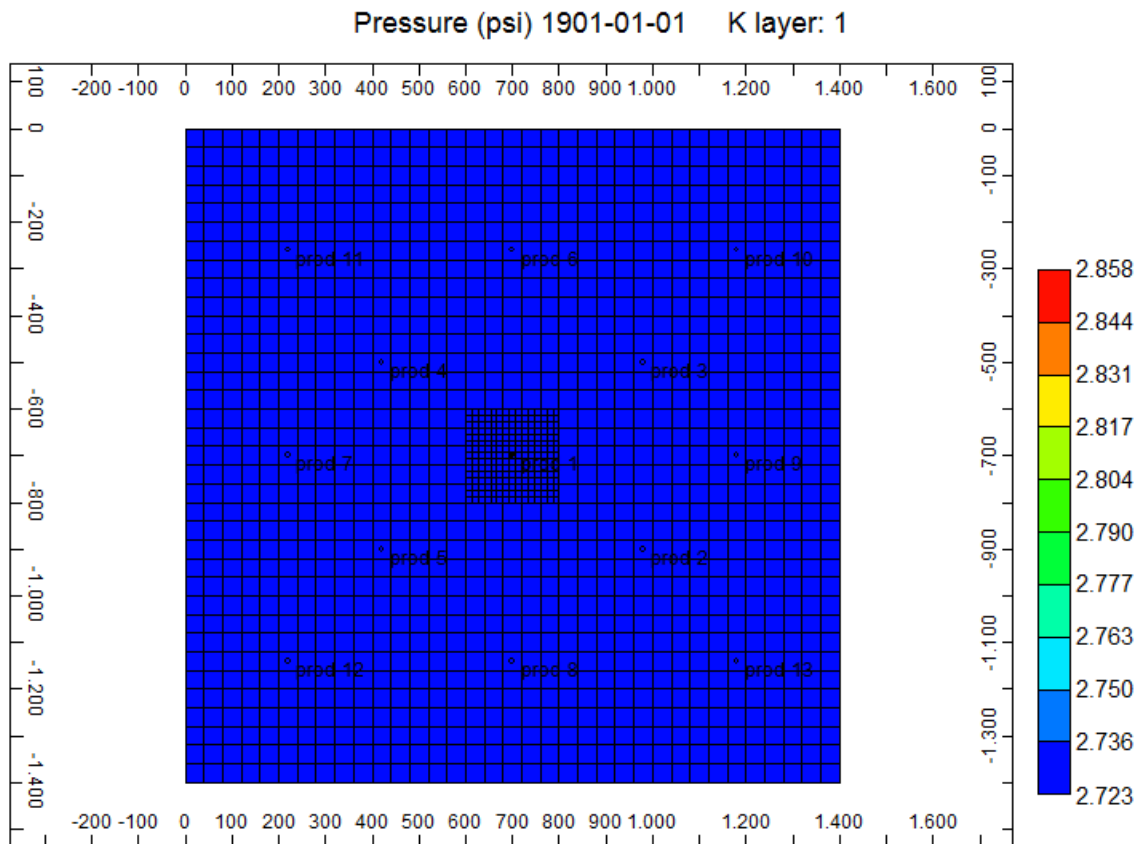


Fuente: Modificado de Builder-CMG technologies.

2.2.3. Propiedades de los fluidos

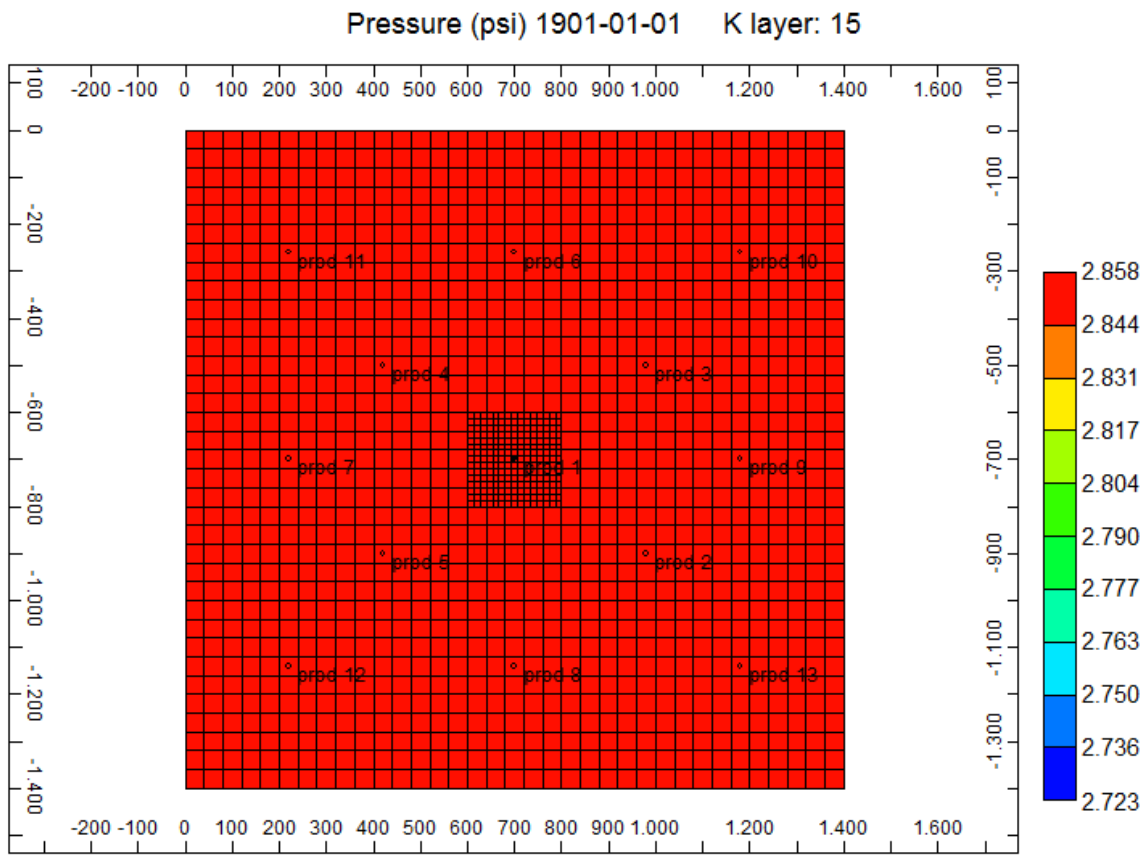
El yacimiento contiene un aceite subsaturado de 16°API con una presión de burbuja de 1250 psi a una temperatura de 150°F. La viscosidad del aceite es de 100 cP. La presión inicial del yacimiento varía para cada estrato dependiendo de la profundidad de éstos en un intervalo de 2723 psi a 2858 psi como se muestra en las figuras 24 y 25:

Figura 24. Presión inicial para el primer estrato.



Fuente: Modificado de Builder-CMG technologies.

Figura 25. Presión inicial para el último estrato.



Fuente: Modificado de Builder-CMG technologies.

La siguiente tabla muestra las propiedades de los fluidos:

Tabla 5. Propiedades de los fluidos.

Propiedad	Valor
Gravedad API	16°
Presión de burbuja	1250 psi
Temperatura del yacimiento	150 °F
Viscosidad del aceite	100 cP
Densidad del aceite	59.8286 lb/ft ³
Factor volumétrico de formación del aceite	1.058 bbl/STB
Gravedad específica del gas	0.63
Viscosidad del gas	0.01246 cP
Factor volumétrico de formación del gas	0.0085 bbl/ft ³
Densidad del agua	62.0261 lb/ft ³
Viscosidad del agua	0.47184 Cp
Factor volumétrico de formación del agua	1.01307 bbl/STB

Fuente: Los autores.

El yacimiento está inicializado con agua, gas y aceite, con una presión de referencia de 2800 psi a una profundidad datum de 5100 ft. El contacto agua-aceite (WOC) se encuentra a 5237 ft y el contacto gas-aceite (GOC) se encuentra a 4910 ft.

2.3 HOMOGENEIZACIÓN DEL YACIMIENTO

Los análisis de presiones se pueden ver afectados por diferentes factores como la heterogeneidad del medio, la forma del yacimiento, la permeabilidad, la porosidad, el tipo de flujo, entre otros. En particular, este yacimiento es estratificado, por tanto, contiene diferentes valores de permeabilidad y porosidad para cada estrato. Por otro lado, el yacimiento además del aceite contiene capa de gas y agua, lo que indica que tiene flujo multifásico. Para realizarle las pruebas de presión al

yacimiento es necesario homogeneizar sus propiedades, en este caso, la permeabilidad y la porosidad. Adicionalmente, se debe lograr que solamente se mueva aceite, es decir, flujo monofásico.

2.3.1. Homogeneización de la permeabilidad

Para homogeneizar la permeabilidad, se debe tener en cuenta el espesor de cada capa, puesto que el producto de la permeabilidad por el espesor de cada estrato representa la capacidad de entrega del mismo.

La siguiente tabla representa los estratos y sus respectivos espesores y permeabilidades.

Tabla 6. Espesor y permeabilidad de cada estrato.

Estrato	Espesor (ft)	Permeabilidad (mD)
1	34	254
2	15	290
3	18	338
4	17	270
5	20	310
6	19	359
7	14	289
8	34	325
9	41	346
10	21	292
11	17	313
12	12	268
13	32	295
14	23	320
15	28	274

Fuente: Los autores.

Cálculo de la permeabilidad:

Como ya se mencionó, para encontrar la permeabilidad del yacimiento, se debe utilizar una expresión que relacione la permeabilidad de cada estrato y el espesor.

Para esto se utiliza la ecuación 43:

$$\bar{k} = \frac{k_1 h_1 + k_2 h_2}{h_1 + h_2} \quad \langle 43 \rangle$$

Dónde:

$$A = k_1 h_1 + k_2 h_2 \quad \langle 44 \rangle$$

$$B = h_1 + h_2 \quad \langle 45 \rangle$$

Por tanto:

$$\bar{k} = \frac{A}{B} \quad \langle 46 \rangle$$

Se procede a reemplazar los valores de k y h en las ecuaciones 44 y 45:

$$\begin{aligned} A = & (254 * 34) + (290 * 15) + (338 * 18) + (270 * 17) + (310 * 20) + (359 * 19) \\ & + (289 * 14) + (325 * 34) + (346 * 41) + (292 * 21) + (313 * 17) \\ & + (268 * 12) + (295 * 32) + (320 * 23) + (274 * 28) \end{aligned}$$

$$A = 105104$$

$$B = 34 + 15 + 18 + 17 + 20 + 19 + 14 + 34 + 41 + 21 + 17 + 12 + 32 + 23 + 28$$

$$B = 345$$

A continuación, se reemplazan los valores de A y B en la ecuación 46:

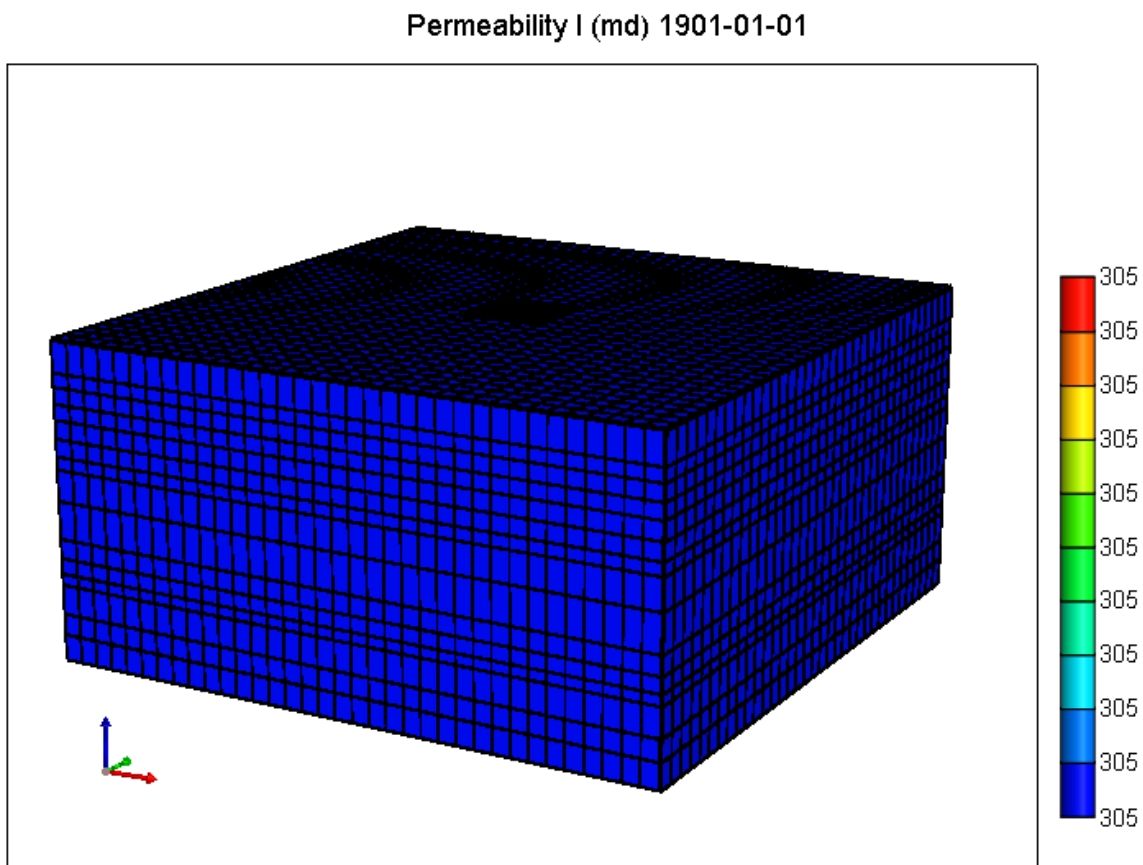
$$\bar{k} = \frac{105104}{345}$$

$$\bar{k} = 304.64 \cong 305 \text{ mD}$$

Una vez finalizados los cálculos, se concluye que la permeabilidad del yacimiento es $k= 305 \text{ mD}$.

La siguiente figura es una vista en 3D de la permeabilidad del modelo donde se puede comprobar que, efectivamente posee el mismo valor en todos los puntos del yacimiento.

Figura 26. Permeabilidad homogénea.



Fuente: Modificado de Builder-CMG technologies.

2.3.2. Homogeneización de la porosidad

Para homogeneizar la porosidad, igualmente se debe tener en cuenta el espesor de cada capa.

La siguiente tabla representa los estratos y sus respectivos espesores y porosidades.

Tabla 7. Espesor y porosidad para cada estrato.

Estrato	Espesor (ft)	Porosidad (%)
1	34	15.5
2	15	19.8
3	18	24.3
4	17	16.5
5	20	18.6
6	19	23.4
7	14	20.9
8	34	17.6
9	41	21.6
10	21	24.8
11	17	15.9
12	12	20.4
13	32	16.7
14	23	24.9
15	28	17.1

Fuente: Los autores.

Cálculo de la porosidad:

De igual manera como ocurrió con la permeabilidad, también se debe utilizar una expresión que relacione la porosidad con el espesor de cada estrato. En este caso se utiliza la ecuación 47:

$$\bar{\phi} = \frac{\phi_1 h_1 + \phi_2 h_2}{h_1 + h_2} \quad (47)$$

Dónde:

$$A = \phi_1 h_1 + \phi_2 h_2 \quad \langle 48 \rangle$$

$$B = h_1 + h_2 \quad \langle 49 \rangle$$

Por tanto:

$$\bar{\phi} = \frac{A}{B} \quad \langle 50 \rangle$$

Se reemplaza cada valor de espesor y porosidad en las ecuaciones 48 y 49:

$$\begin{aligned} A = & (15.5 * 34) + (19.8 * 15) + (24.3 * 18) + (16.5 * 17) + (18.6 * 20) + (23.4 * 19) \\ & + (20.9 * 14) + (17.6 * 34) + (21.6 * 41) + (24.8 * 21) + (15.9 * 17) \\ & + (20.4 * 12) + (16.7 * 32) + (24.9 * 23) + (17.1 * 28) \end{aligned}$$

$$A = 6804.9$$

$$B = 34 + 15 + 18 + 17 + 20 + 19 + 14 + 34 + 41 + 21 + 17 + 12 + 32 + 23 + 28$$

$$B = 345$$

Se reemplazan los valores de A y B en la ecuación 50:

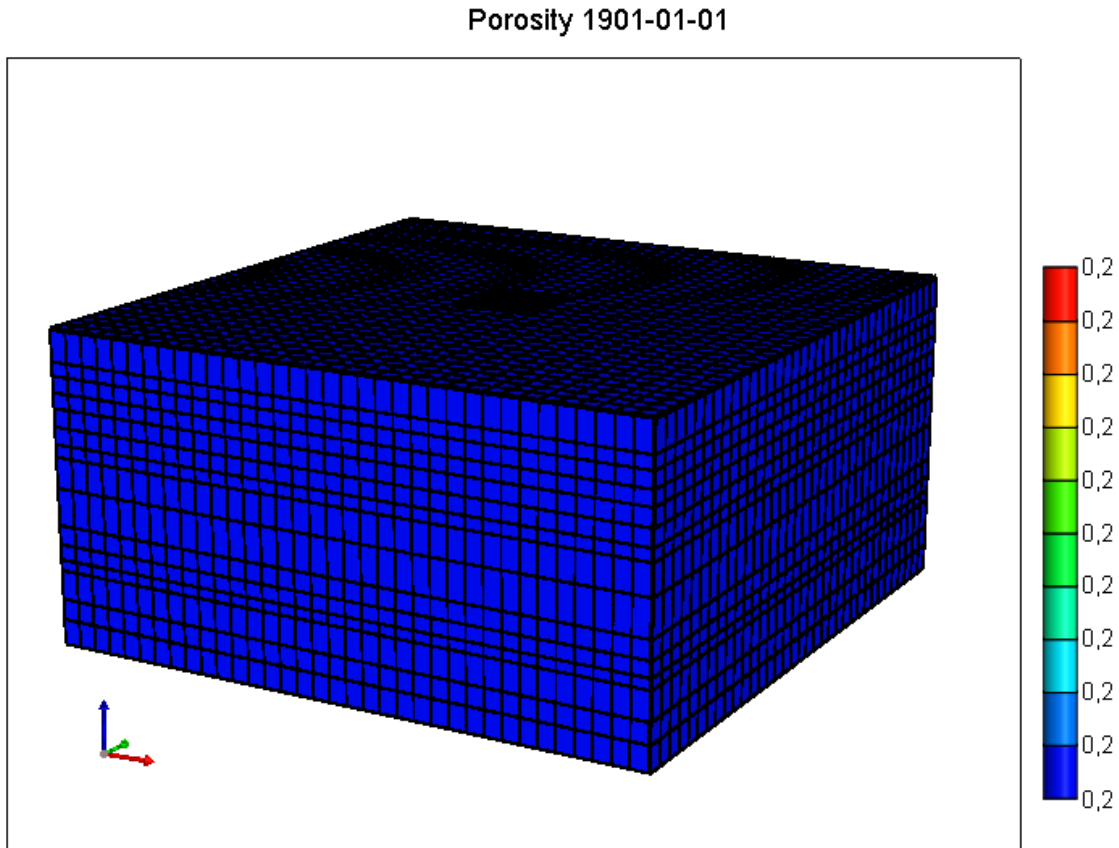
$$\bar{\phi} = \frac{6804.9}{345}$$

$$\bar{\phi} = 19.72 \cong 20 \%$$

Una vez finalizados los cálculos, se concluye que la porosidad del yacimiento es $\phi = 20 \%$.

En la siguiente figura se puede apreciar que el modelo tiene la misma porosidad en todos los puntos del yacimiento.

Figura 27. Porosidad homogénea.



Fuente: Modificado de Builder-CMG technologies.

2.3.3. Flujo monofásico en el yacimiento

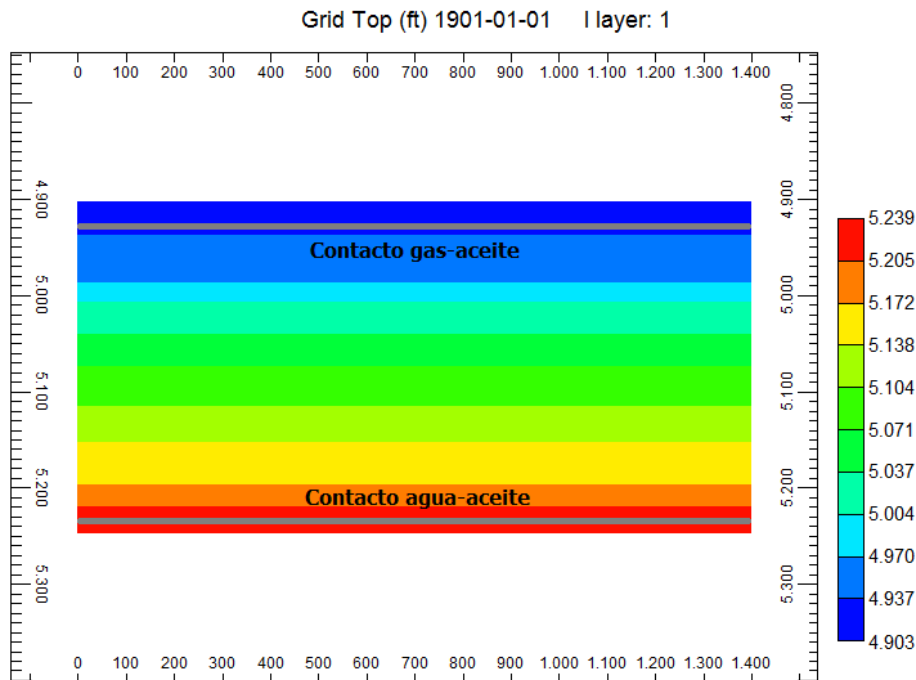
Para lograr que el flujo en el yacimiento sea monofásico, es decir, que produzca únicamente aceite, se mueven los contactos agua-aceite (WOC) y gas-aceite (GOC).

El contacto agua-aceite se encuentra a 5237 ft, que es por encima de la base del yacimiento y el contacto gas-aceite se encuentra a 4910 ft, es decir, por debajo del tope del yacimiento. Esto indica que ambos contactos se encuentran dentro de la arena productora; es por ello que se tiene tanto producción de agua como de gas en el yacimiento. La alternativa utilizada en este caso consiste en ubicar los

contactos por fuera de la zona productora, para evitar el movimiento de estos dos fluidos. Así, el contacto agua-aceite se mueve a 6003 ft que es por debajo de la base del yacimiento y el contacto gas-aceite se mueve a 4830 ft que es por encima del tope. De esta manera se garantiza el flujo monofásico en el yacimiento.

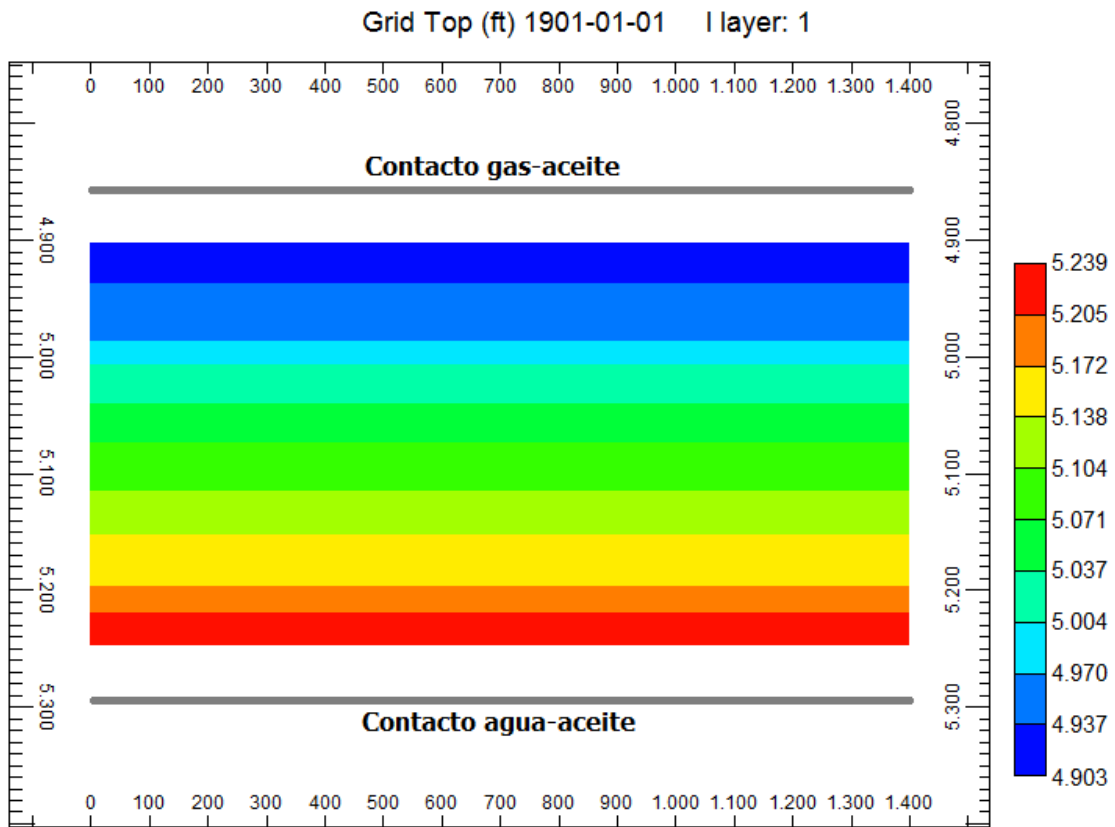
En las figuras 28 y 29 se muestra la vista seccional del yacimiento en la cual se puede observar la presencia de los contactos y en las figuras 30 y 31 se pueden apreciar la interfaz del simulador CMG con los valores de los contactos correspondientes al flujo multifásico y monofásico respectivamente.

Figura 28. Contactos para flujo multifásico.



Fuente: Modificado de Builder-CMG technologies.

Figura 29. Contactos para flujo monofásico.



Fuente: Modificado de Builder-CMG technologies.

Figura 30. Modificación de contactos para flujo multifásico.

Initial Conditions

Perform Gravity-Capillary Equilibrium of A Reservoir Initially Containing

- Water, Oil, Gas (VERTICAL DEPTH_AVE WATER_OIL_GAS EQUIL)
- Water, Oil (VERTICAL DEPTH_AVE WATER_OIL EQUIL)
- Water, Gas (VERTICAL DEPTH_AVE WATER_GAS EQUIL NOTRANZONE)

There will be no residual saturation in Gas Cap (GASZONE NOOIL)

Reference Pressure and Depth

Pressure (REFPRES) 2800 psi

Depth (REFDEPTH) 5100 ft

Phase Contact Depths

Water-Oil Contact (DWOC) 5237 ft

Gas-Oil Contact (DGOC) 4910 ft

Water-Gas Contact (DWGC)

Datum Depth for Output Pressure

Note: This item is optional.

Depth (DATUMDEPTH depth) 2800 ft

Pressure will be corrected using the initial equilibrium pressure distribution (DATUMDEPTH depth INITIAL)

Bubble Point Input Format

- Reservoir initially saturated (PB = P)
- Constant Bubble Point Pressure (PB) 1250 psi

For more options use the Advanced Interface

Advanced

OK Cancel Apply Help

Fuente: Modificado de Builder-CMG technologies.

Figura 31. Modificación de contactos para flujo monofásico.

Initial Conditions

Perform Gravity-Capillary Equilibrium of A Reservoir Initially Containing

- Water, Oil, Gas (VERTICAL DEPTH_AVE WATER_OIL_GAS EQUIL)
- Water, Oil (VERTICAL DEPTH_AVE WATER_OIL EQUIL)
- Water, Gas (VERTICAL DEPTH_AVE WATER_GAS EQUIL NOTRANZONE)

There will be no residual saturation in Gas Cap (GASZONE NOOIL)

Reference Pressure and Depth

Pressure (REFPRES) 2800 psi

Depth (REFDEPTH) 5100 ft

Phase Contact Depths

Water-Oil Contact (DWOC) 6003 ft

Gas-Oil Contact (DGOC) 4830 ft

Water-Gas Contact (DWGC)

Datum Depth for Output Pressure

Note: This item is optional.

Depth (DATUMDEPTH depth) 2800 ft

Pressure will be corrected using the initial equilibrium pressure distribution (DATUMDEPTH depth INITIAL)

For more options use the Advanced Interface

Advanced

Bubble Point Input Format

- Reservoir initially saturated (PB = P)
- Constant Bubble Point Pressure (PB) 1250 psi

OK Cancel Apply Help

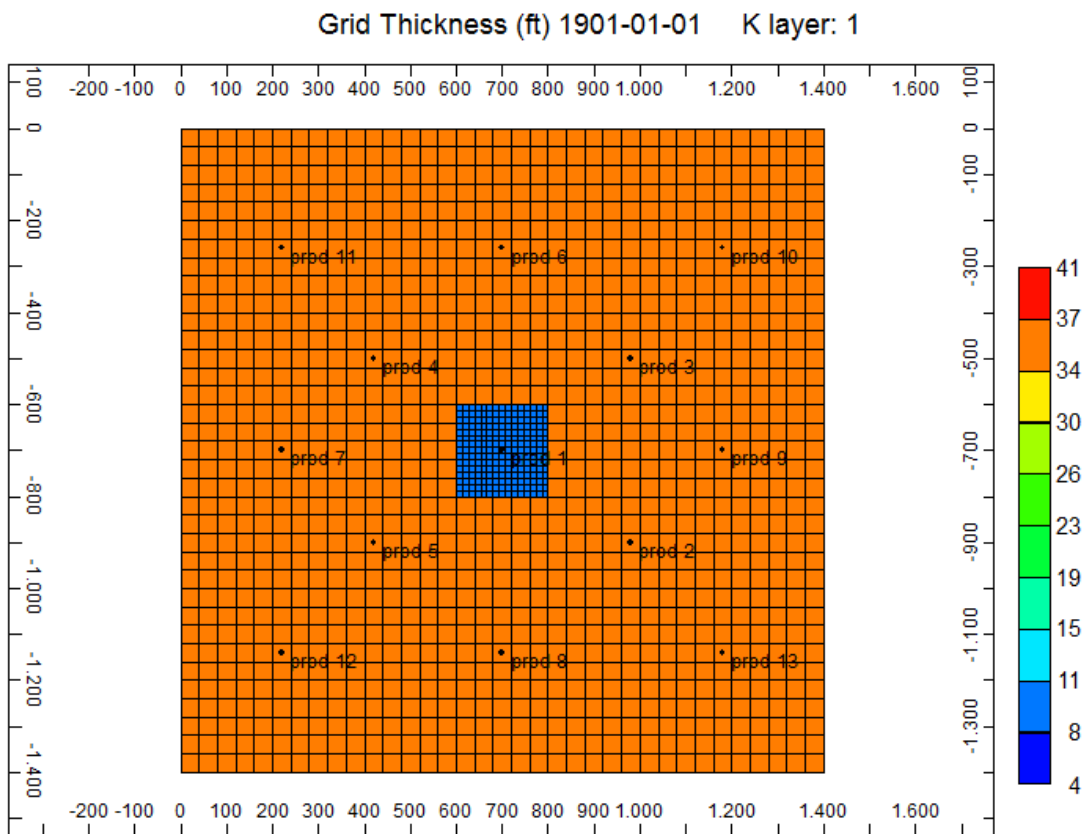
Fuente: Modificado de Builder-CMG technologies.

2.4 ANÁLISIS DE PRESIONES PARA YACIMIENTOS HOMOGÉNEOS

Las pruebas de presión se realizaron a través del simulador CMG – Computer Modelling Group, sobre la interfaz de BUILDER y por ser un aceite negro que no tiene ningún tipo de tratamiento térmico, la simulación se realizó a través de IMEX. En el anexo 1 se explica el procedimiento utilizado para simular una prueba de presión para un yacimiento homogéneo y con flujo monofásico en IMEX.

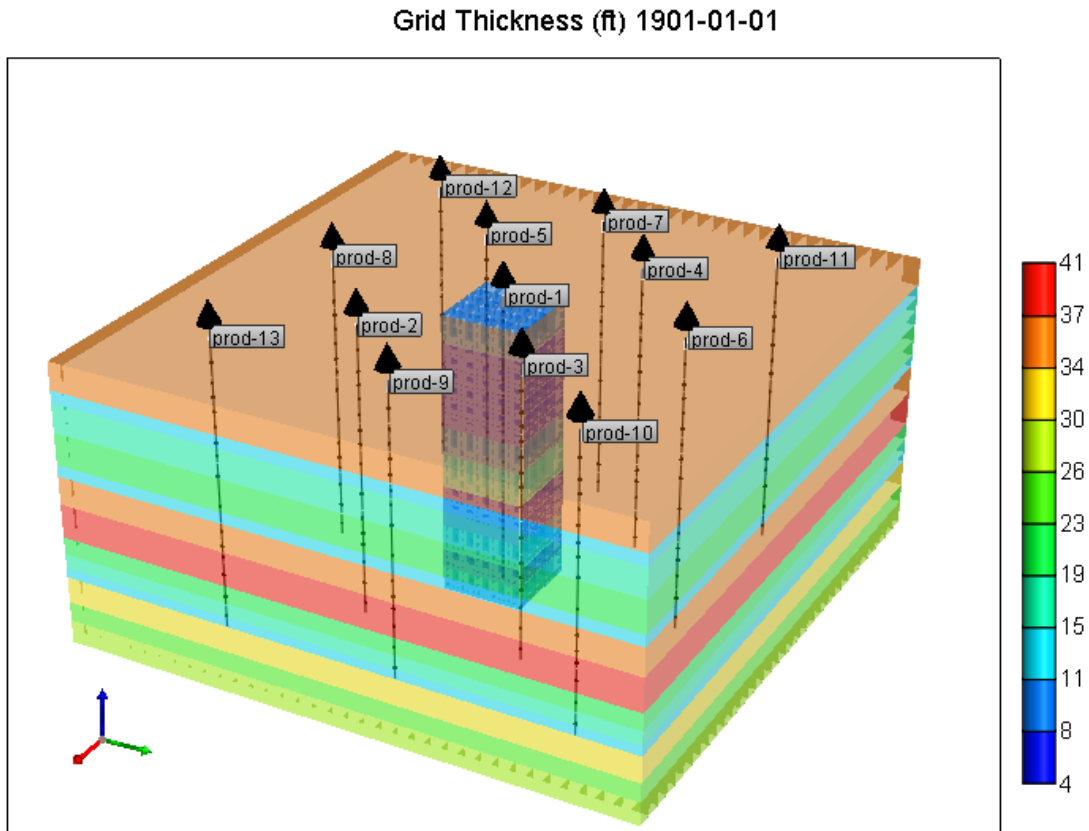
Para realizar las pruebas de presión, se perforaron 13 pozos, distribuidos como se observa en las figuras 32 y 33. Esto se hizo con el fin de realizarle las pruebas a los 13 pozos para determinar las diferencias en las curvas debidas a la ubicación de ellos.

Figura 32. Vista areal de las perforaciones.



Fuente: Modificado de Builder-CMG technologies.

Figura 33. Vista en 3D de las perforaciones.



Fuente: Modificado de Builder-CMG technologies.

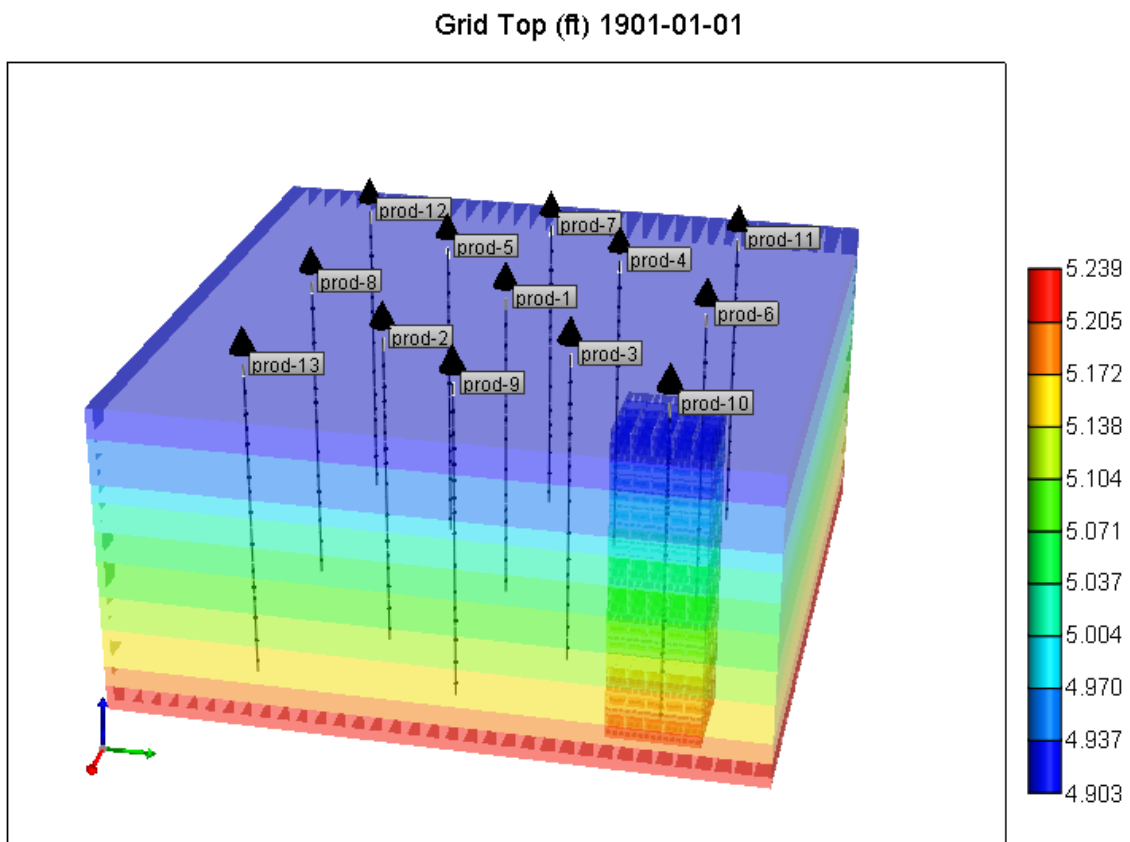
2.4.1. Factores que se tuvieron en cuenta para realizar las pruebas

- Refinamiento de las inmediaciones del pozo: El objetivo de este refinamiento era obtener curvas más acertadas con base en que en esta zona se podía obtener un mejor registro de las presiones. Esto porque las propiedades estaban más discretizadas que en el resto del yacimiento. En la figura 34 se puede apreciar el refinamiento del pozo “prod-10”.
- Control de la tasa de producción: Este control se realizó ya que es una de las condiciones más importantes para el éxito de una prueba PBU. La selección de las tasas a controlar se hizo de acuerdo a la producción

individual de cada pozo y teniendo en cuenta la ubicación de ellos para evitar que no se presentaran cambios en las gráficas. En la tabla 8 se pueden observar dichas tasas.

- Tiempo de producción del pozo: El pozo en prueba se dejó producir por 3 meses. Esto con el fin de que hubiese una caída de presión significativa para que al cerrar el pozo durante la prueba, se presentara el ascenso de presión esperado.
- Tiempo de cierre del pozo: El pozo se cerró por 4 meses para poder registrar la mayoría de las presiones y de esta manera generar las curvas. La lectura de las presiones se realizó en intervalos de tiempo de 15 segundos para los primeros minutos. Después, intervalos de tiempo de 10 minutos para la primera hora y durante el tiempo restante, intervalos de 5 horas, seleccionando los valores más representativos.
- Cierre de los pozos restantes: Cada vez que se realizaba una prueba, se cerraban los 12 pozos restantes. Esto con el fin de evitar la interferencia que los demás pozos le generaban al pozo en prueba a causa de la producción de éstos.
- Generación de daño para cada uno de los pozos: Esto con el fin de tener un punto de comparación en el momento de hallar el daño a través de las diferentes ecuaciones, para comprobar que la propiedad que se estaba evaluando correspondía a la generada para el pozo. En la tabla 8 se puede observar el valor de daño asignado para cada pozo.

Figura 34. Refinamiento de los pozos.



Fuente: Modificado de Builder-CMG technologies.

Tabla 8. Tasa y daño para cada pozo.

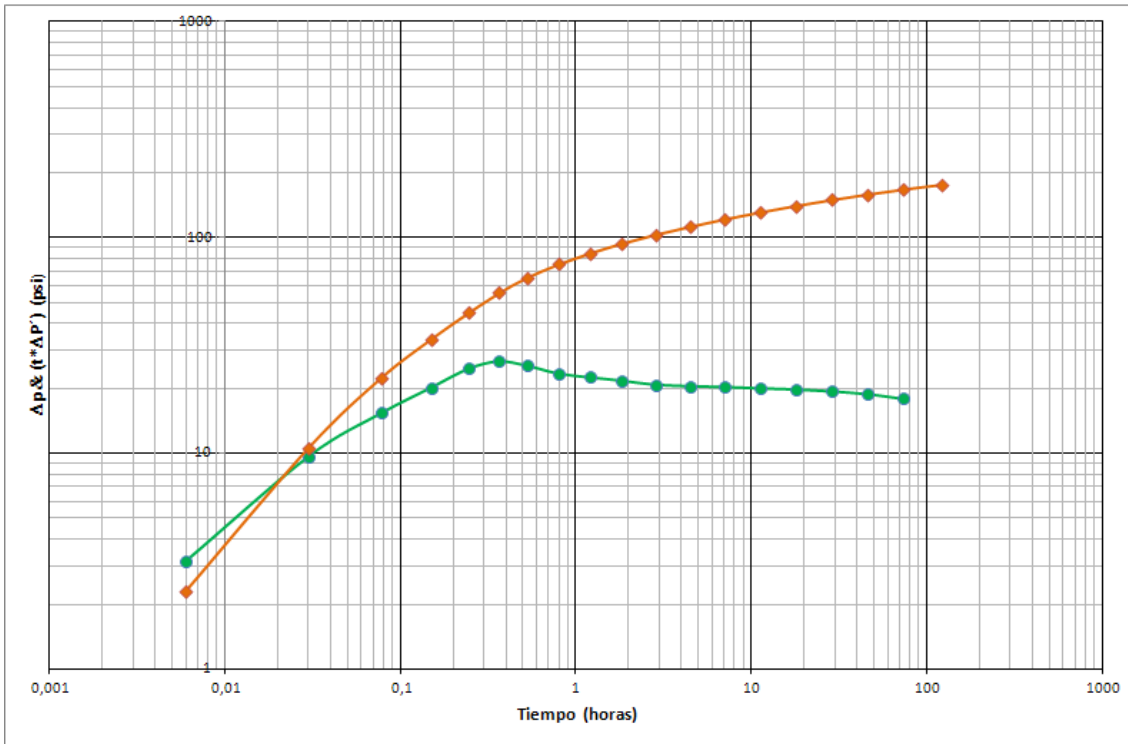
Pozo	Tasa controlada (STB/día)	Daño asignado
Prod-1	300	0
Prod-2	300	2
Prod-3	500	0
Prod-4	700	3
Prod-5	900	4
Prod-6	500	3
Prod-7	600	2
Prod-8	300	4
Prod-9	400	1
Prod-10	600	3
Prod-11	700	2
Prod-12	800	1
Prod-13	900	4

Fuente: Los autores.

2.4.2. Gráfica de la presión y la derivada de la presión

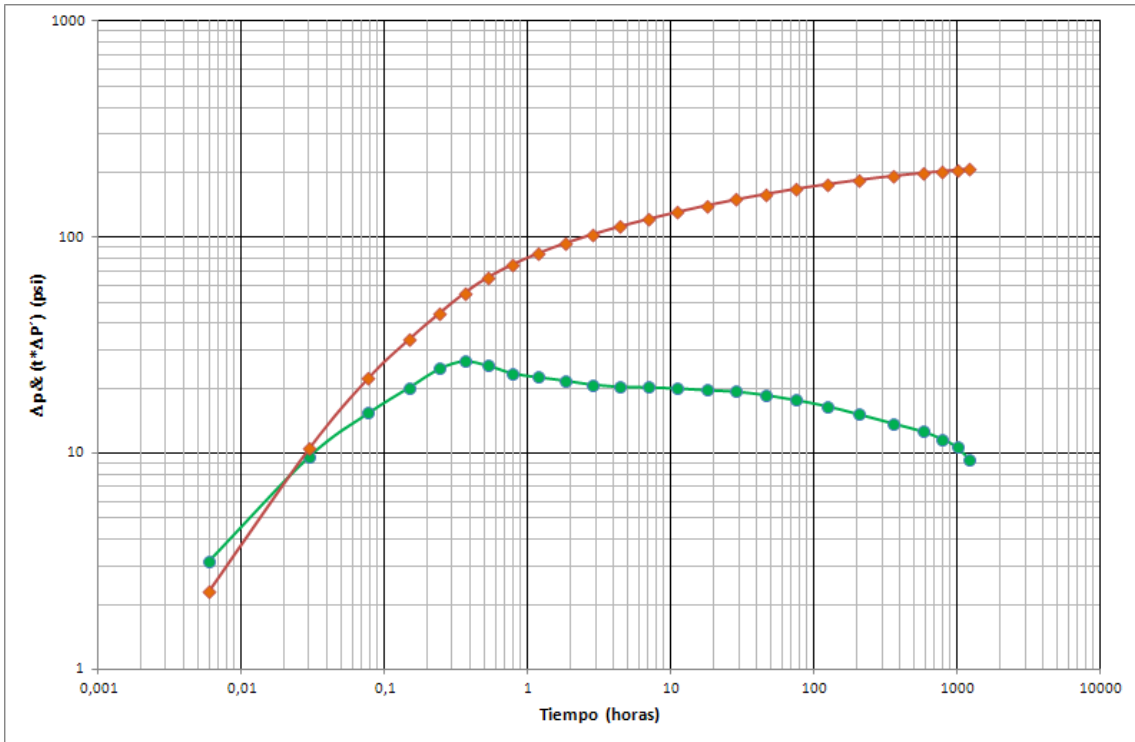
Las siguientes figuras muestran algunas de las gráficas obtenidas como resultado de la simulación en el yacimiento homogéneo y con flujo monofásico.

Figura 35. Gráfica de la presión y la derivada de la presión para el pozo 1.



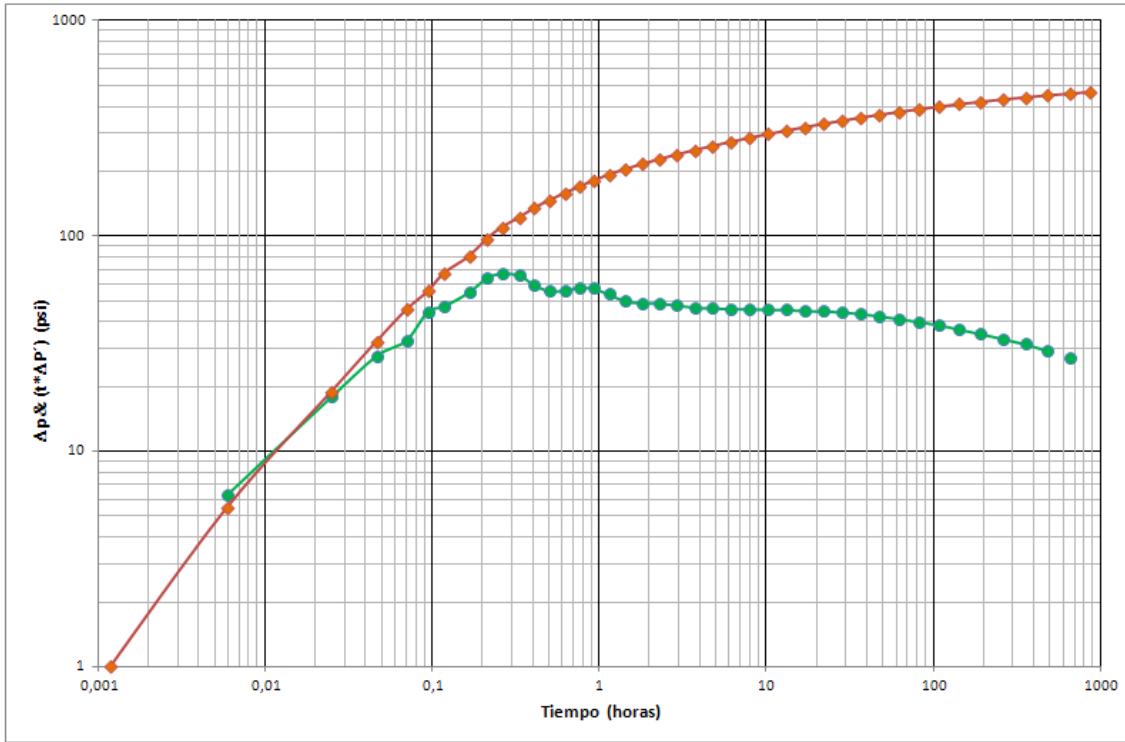
Fuente: Los autores.

Figura 36. Gráfica de la presión y la derivada de la presión para el pozo 2.



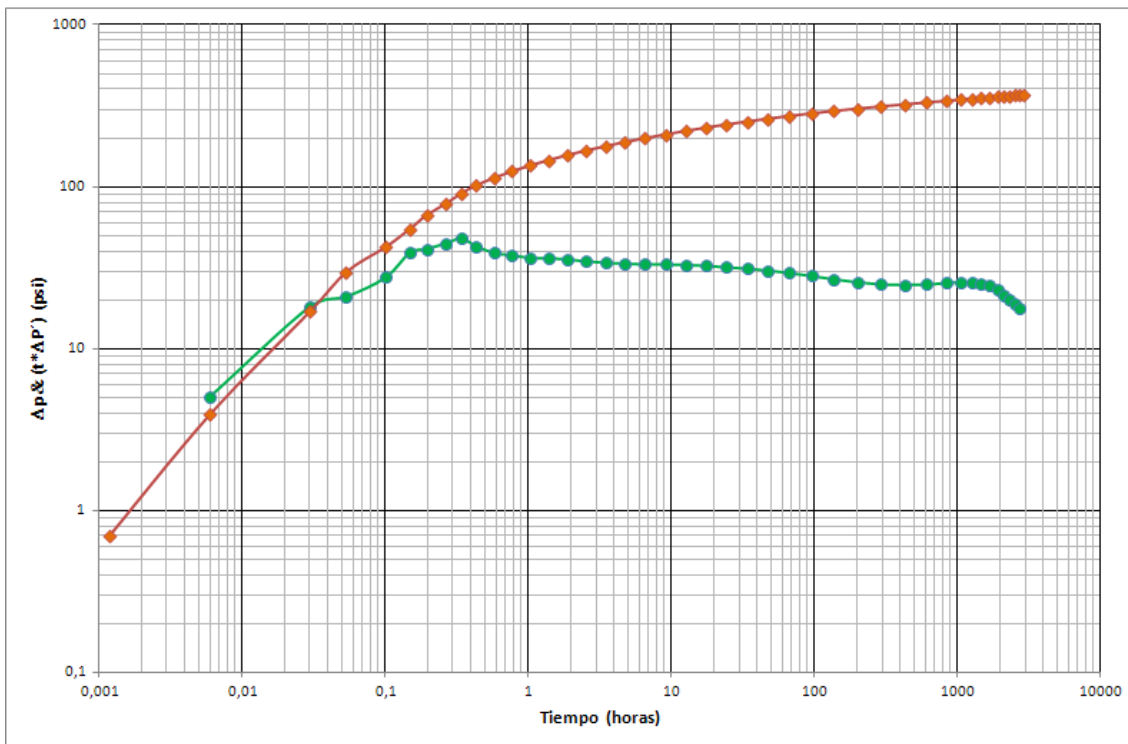
Fuente: Los autores.

Figura 37. Gráfica de la presión y la derivada de la presión para el pozo 4.



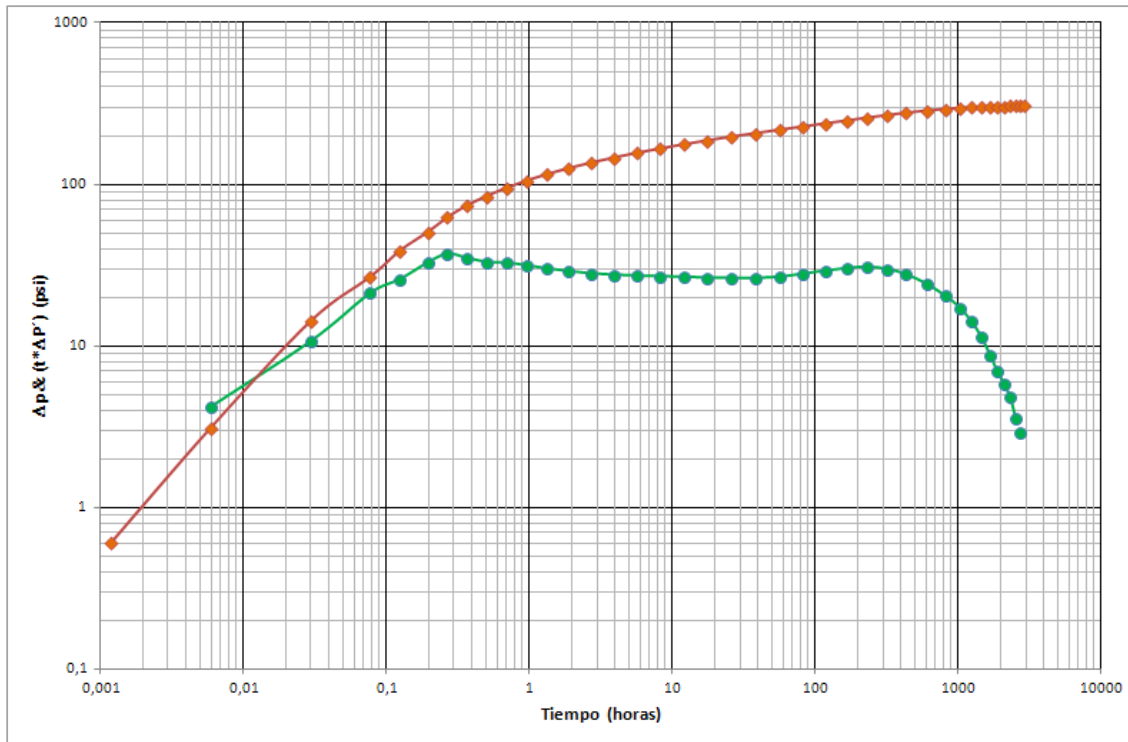
Fuente: Los autores.

Figura 38. Gráfica de la presión y la derivada de la presión para el pozo 6.



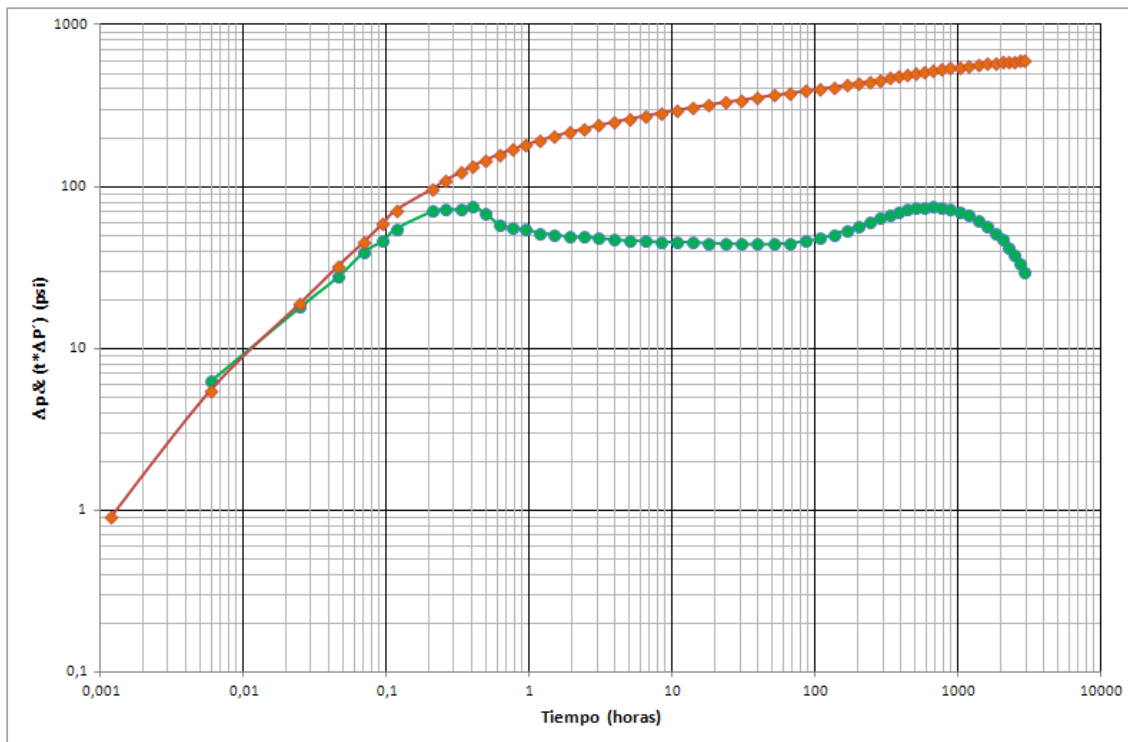
Fuente: Los autores.

Figura 39. Gráfica de la presión y la derivada de la presión para el pozo 9.



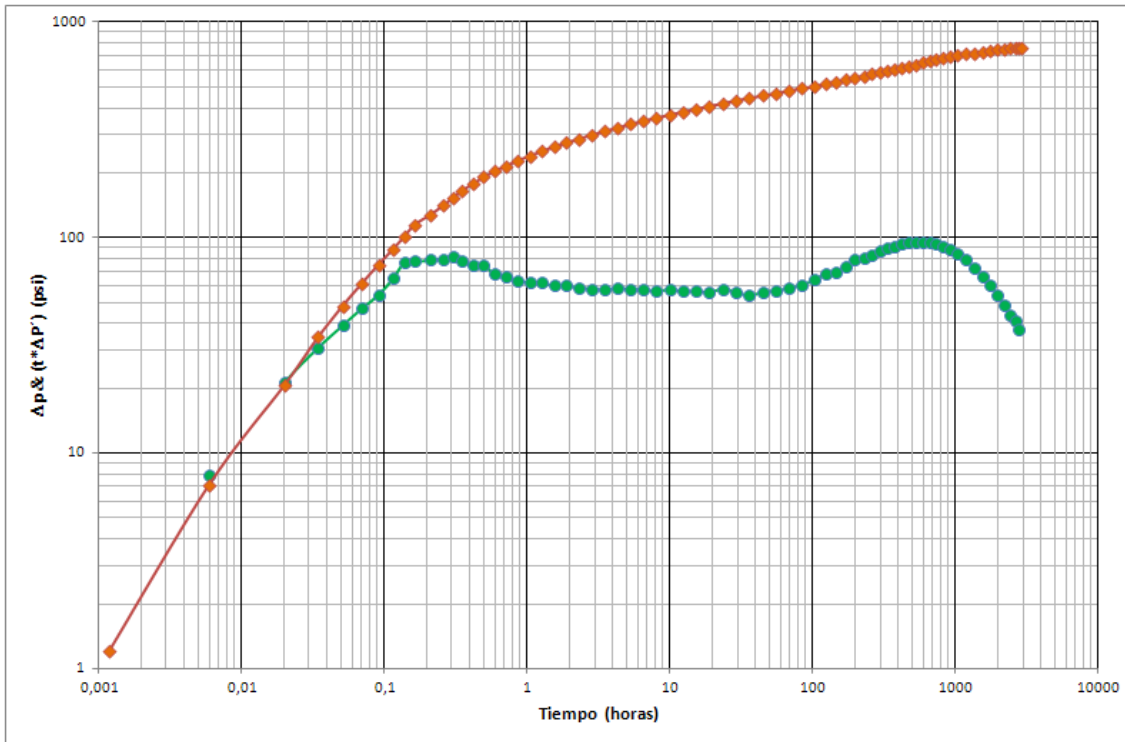
Fuente: Los autores.

Figura 40. Gráfica de la presión y la derivada de la presión para el pozo 11.



Fuente: Los autores.

Figura 41. Gráfica de la presión y la derivada de la presión para el pozo 13.



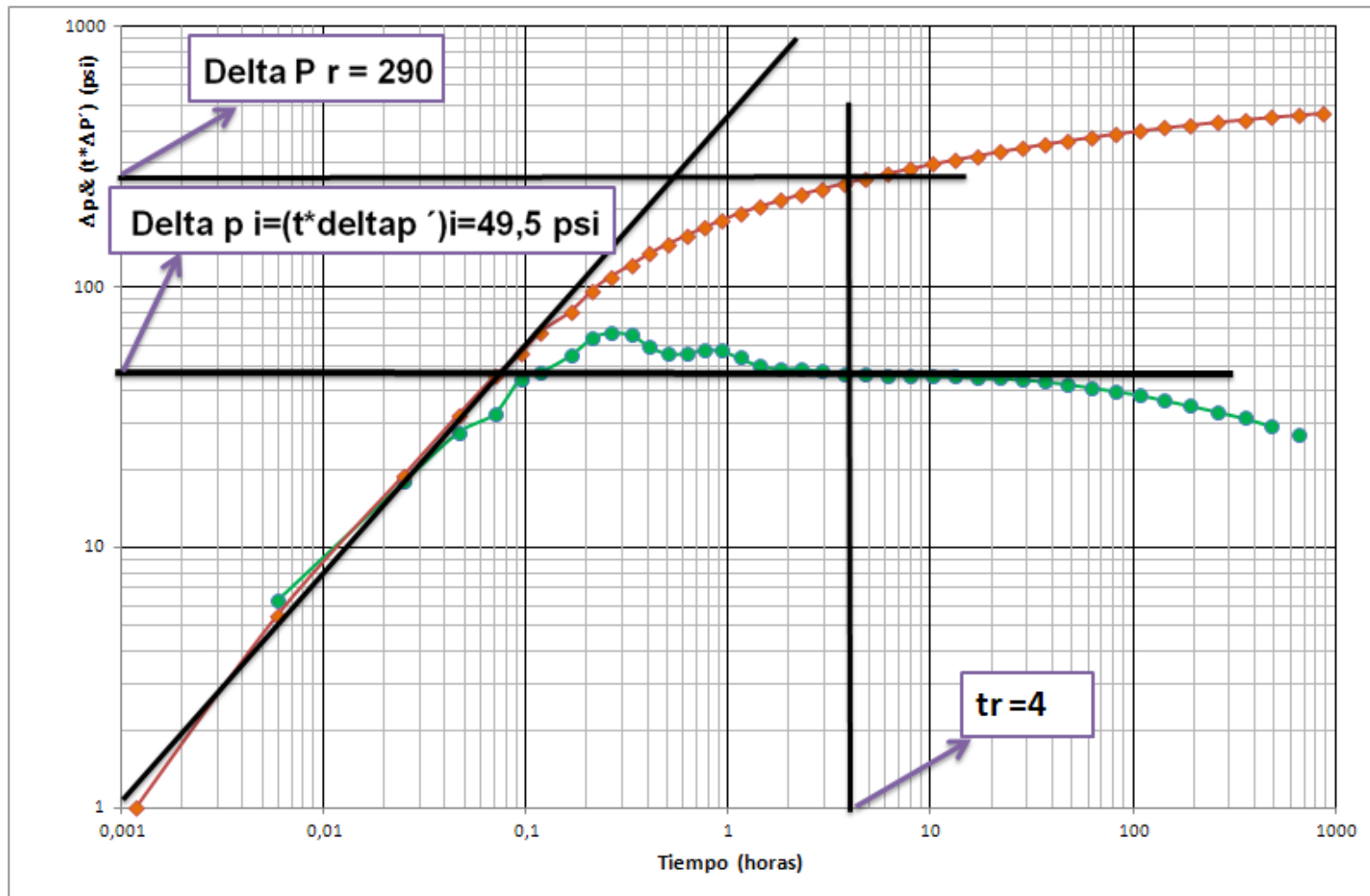
Fuente: Los autores.

2.4.3. Interpretación de las pruebas de presión

Las pruebas de presiones son una herramienta muy importante para los Ingenieros de petróleos ya que a través de ellas se pueden encontrar diferentes parámetros de las inmediaciones del pozo y por supuesto del yacimiento. En este libro se enfocó el estudio en 3 parámetros importantes: Permeabilidad del yacimiento, daño y coeficiente de almacenamiento.

A continuación se desarrolla el análisis de la prueba de presión para el pozo 4 a través de la síntesis directa de Tiab.

Figura 42. Presión y derivada de la presión para el yacimiento homogéneo.



Fuente: Los autores.

Para el desarrollo de este análisis es indispensable el uso de la figura 42, a través de la cual se determinan los valores necesarios para emplear las expresiones que se han descrito anteriormente.

En la tabla 9 están consignadas las propiedades del yacimiento que se deben utilizar durante el análisis para determinar la permeabilidad, el daño y el coeficiente de almacenamiento.

Tabla 9. Datos para los cálculos en el yacimiento homogéneo.

Parámetro	Valor	Unidades
Espesor, h	345	Ft
Tasa de aceite, Q_o	700	BPD
Viscosidad, μ_o	100	cP
Factor volumétrico de formación del aceite, B_o	1.054	RB/STB
Porosidad	20	%
Compresibilidad del aceite, c_t	3.002e-5	psi ⁻¹
Radio del pozo, r_w^2	0.0625	Inch ²

Fuente: Los autores.

Del análisis de la figura 42 se obtienen los siguientes datos:

Tabla 10. Datos encontrados en la curva de la derivada de presión.

Parámetro	Valor	Unidades
Δp en r	290	Psi
Derivada en $r=i$	49,5	Psi
T_r	4,2	Horas
T_x	0,28	horas
Derivada en x	68	Psi

Fuente: Los autores.

A partir de los datos consignados en las tablas 9 y 10, se procede al cálculo de la permeabilidad, el daño y el coeficiente de almacenamiento:

Cálculo de la permeabilidad:

$$k = \frac{70.6 qB \mu}{h (t * \Delta P')_r} \quad \langle 51 \rangle$$

Reemplazando los valores en la ecuación 51:

$$k = \frac{70.6 * (700) * (1.054) * (100)}{(345) * (49.5)}$$

$$k = 305.0134973 \text{ mD}$$

Del análisis de la gráfica se puede observar que el valor de la permeabilidad para el pozo 4 es 305.0135 mD. De este resultado se puede concluir que coincide con la permeabilidad del yacimiento asignada inicialmente que es de 305 mD.

Cálculo del daño:

$$S = 0.5 \left[\frac{\Delta P_r}{(t * \Delta P')_r} - \ln \left(\frac{kt_r}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 7.43 \right] \quad \langle 52 \rangle$$

Reemplazando en la ecuación 52 se obtiene:

$$S = 0.5 \left[\frac{290}{49.5} - \ln \left(\frac{(305.01) * (4.2)}{(0.2) * (100) * (0.000003) * (0.0625)} \right) + 7.43 \right]$$

$$S = 2.89$$

El resultado del daño para el análisis de presiones en el pozo 4 es de 2.89 que está muy cerca de 3 que es el valor de daño asignado inicialmente para este pozo.

Cálculo del coeficiente de almacenamiento:

$$C = \frac{0.015qBt_x}{(t * \Delta P')_x + 0.48(t * \Delta P')_r} \quad \langle 53 \rangle$$

Reemplazando los valores en la ecuación 53:

$$C = \frac{0.015 * (700) * (1.054) * (0.28)}{(68) + (0.48 * 49.5)}$$

$$C = 0.0295 \text{ STB/psi}$$

El coeficiente de almacenamiento de este pozo es de 0.0295 STB/psi. Teniendo en cuenta que no se tiene un punto de referencia y considerando que los

porcentajes de error entre los valores de permeabilidad y daño del yacimiento homogéneo y los valores encontrados durante esta prueba son muy bajos, se asume este valor como correcto.

A continuación se presenta la tabla 11 que posee los resultados para cada uno de los 13 pozos probados durante este trabajo.

Tabla 11. Resultados para los pozos en el yacimiento homogéneo.

Pozo	Permeabilidad (mD)	Factor de daño real	Factor de daño hallado (s)	Coefficiente de almacenamiento STB/psi
1	308,12588	0	0,29263	0,0312
2	309,60065	2	2,48536	0,0498
3	307,44231	0	0,33324	0,0365
4	305,01349	3	2,887669	0,0295
5	308,11352	4	3,778621	0,0564
6	309,58829	3	2,842256	0,0214
7	307,42995	2	1,77763	0,0146
8	305,00113	4	3,96564	0,0485
9	306,22477	1	1,45233	0,0364
10	307,44841	3	2,88112	0,5089
11	308,67205	2	1,854312	0,0254
12	309,89569	1	0,84427	0,0314
13	311,11933	4	3,95514	0,0141

Fuente: Los autores.

Como se puede observar en esta tabla, los valores de permeabilidad y factor de daño encontrados están muy cerca a los valores originales del yacimiento homogéneo con flujo monofásico, sin embargo existen diferencias, para ello se presenta la siguiente tabla que contiene el porcentaje de error de los datos encontrados con respecto a los originales:

Tabla 12. Porcentajes de error para el yacimiento homogéneo.

Pozo	Porcentaje de error para la permeabilidad	Porcentaje de error para el daño
1	1,02487869	-----
2	1,50840984	0,24268
3	0,80075738	-----
4	0,00442295	0,037443667
5	1,02082623	0,05534475
6	1,50435738	0,052581333
7	0,79670492	0,111185
8	0,00037049	0,00859
9	0,40156393	0,45233
10	0,80275738	0,039626667
11	1,20395082	0,072844
12	1,60514426	0,15573
13	2,0063377	0,011215

Fuente: Los autores.

Estos porcentajes de error confirman que el método de análisis de pruebas de restauración de presión para yacimientos homogéneos con flujo monofásico a través del simulador CMG, son confiables y representan los valores esperados.

3. ANÁLISIS DE PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN –PBU– CONSIDERANDO LAS HETEROGENEIDADES POR ESTRATIFICACIÓN Y FLUJO MONOFÁSICO.

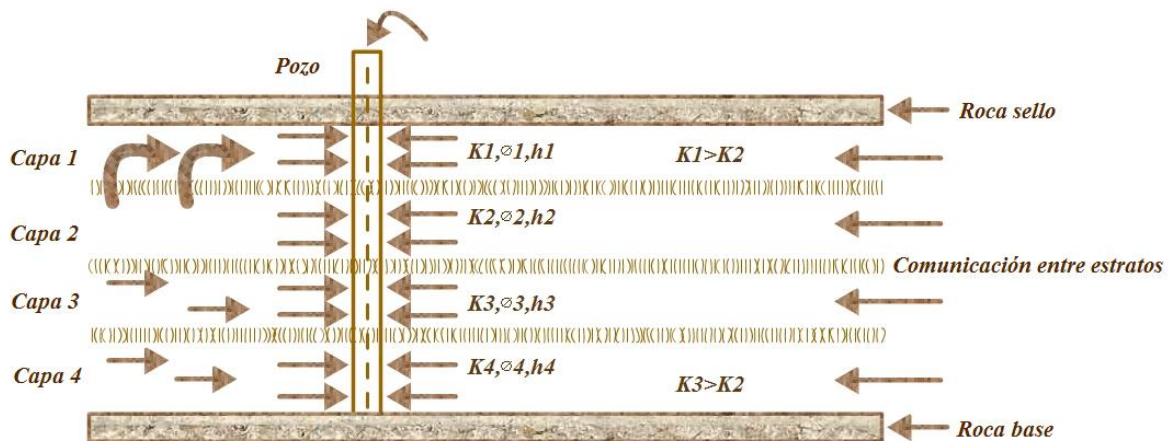
Un yacimiento estratificado es un yacimiento donde las características petrofísicas difieren, presentándose estratos con mejor permeabilidad que otros. Los yacimientos estratificados se encuentran con frecuencia en los campos petroleros, esto los convierte en objetivos de investigación por parte de la ingeniería.

3.1 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS

3.1.1. Yacimientos con flujo cruzado

En este tipo de yacimiento las capas se comunican entre sí, a través del plano de contacto como se puede observar en la figura 43 donde se presenta un yacimiento de cuatro capas, con flujo cruzado entre ellas.

Figura 43. Yacimiento con flujo cruzado.



Fuente: Modificado de CHAUDHRY, A. "Oil well testing handbook". Houston, Texas, 2004.

El análisis de presión en este yacimiento se puede tratar como si fuera homogéneo, realizando ciertas modificaciones mostradas a continuación:

- Producto del espesor por la permeabilidad:

$$(kh)_t = \sum_{j=1}^n (kh)_j \quad \langle 54 \rangle$$

- Producto de la porosidad y la compresibilidad:

$$(\phi C_t h)_t = \sum_{j=1}^n (\phi C_t h)_j \quad \langle 55 \rangle$$

- La permeabilidad analizada para cada capa

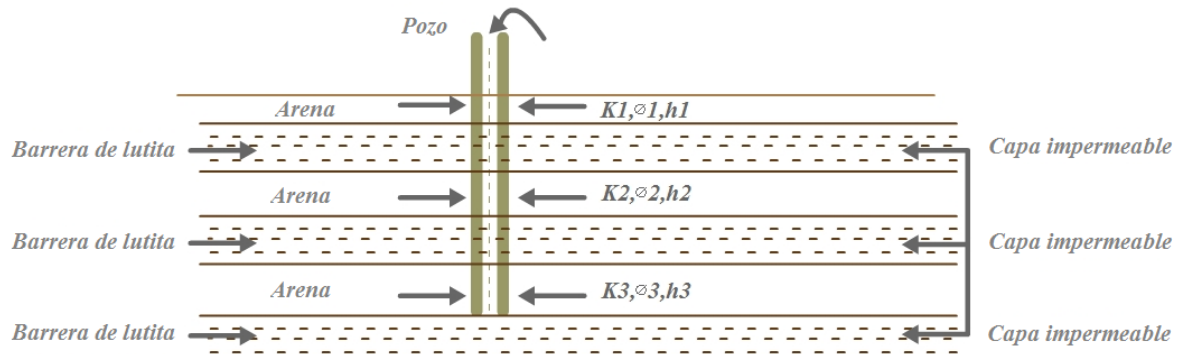
$$k_j = \left(\frac{q_j}{q} \right) \left[\frac{(kh)_t}{h_j} \right], j = 1, 2, \dots, n \quad \langle 56 \rangle$$

Dónde el número total de capas es n.

3.1.2. Yacimientos sin flujo cruzado

Este tipo de yacimiento se caracteriza por tener sus capas separadas por una barrera de baja permeabilidad que impide el flujo de una capa hacia otra. En la figura 44 se muestra un yacimiento de cuatro capas separadas mediante una barrera de lutita, que evita el flujo entre capas, permitiendo la mezcla de la producción sólo a través del pozo.

Figura 44. Yacimiento sin flujo cruzado.



Fuente: Modificado de CHAUDHRY, A. "Oil well testing handbook". Houston, Texas, 2004.

En este tipo de yacimientos el estado pseudoestable inicia aproximadamente en:

$$(t_{DA})_{pss} \cong 23.5 \left(\frac{k_1}{k_2} \right), \quad k_1 > k_2 \quad (57)$$

El tiempo al inicio del estado pseudoestable también depende de:

- Las relaciones entre porosidad, espesor y compresibilidad entre las diferentes capas.
- La forma del yacimiento.
- El número de capas.
- La localización del pozo.

Para el análisis de este tipo de yacimientos, se hace práctico el uso de términos adimensionales, entre ellos:

$$t_D = \frac{0.000264 \bar{k} t}{\phi \mu_g C r_w^2} \quad (58)$$

$$t_{DA} = \frac{0.000264 \bar{k} t}{\Phi \mu_g c A} \quad \langle 59 \rangle$$

$$P_D = \frac{\bar{k} h (P_i - P_{wf})}{141.2 q \mu_o \beta_o} \quad \langle 60 \rangle$$

Dónde:

$$\bar{k} = \frac{k_1 h_1 + k_2 h_2}{h_1 + h_2} \quad \langle 61 \rangle$$

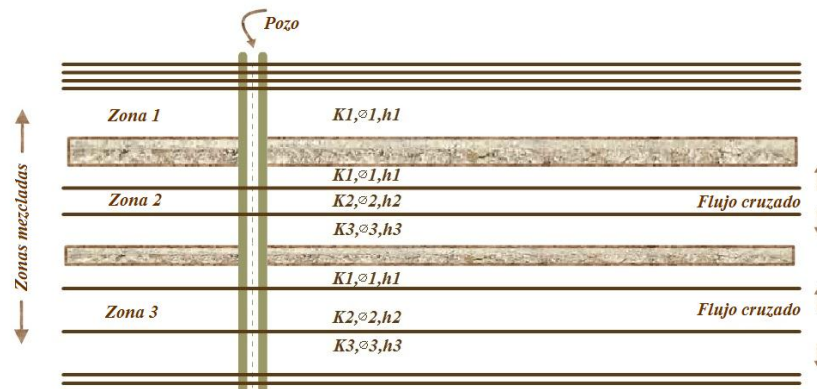
$$\bar{h} = h_1 + h_2 \quad \langle 62 \rangle$$

$$\bar{\Phi} = \frac{\Phi_1 h_1 + \Phi_2 h_2}{h_1 + h_2} \quad \langle 63 \rangle$$

3.1.3. Yacimientos compuestos

También conocidos como yacimientos mezclados, estos yacimientos se comunican únicamente por el pozo, donde las producciones de las diferentes zonas se mezclan. Estas zonas presentan flujo cruzado en su interior como se puede observar en la figura 45.

Figura 45. Yacimientos compuestos.

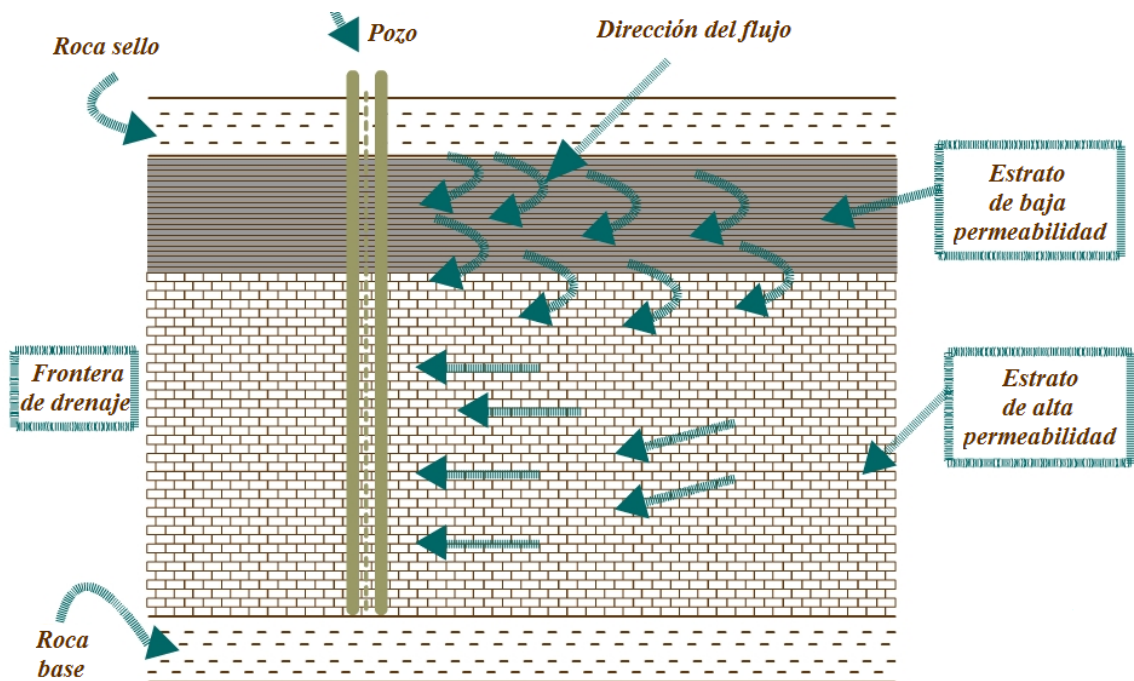


Fuente: Modificado de CHAUDHRY, A. "Oil well testing handbook". Houston, Texas, 2004.

3.1.4. Flujo cruzado entre capas

El flujo ocurre de una capa hacia la otra como se muestra en la figura 46, gracias a la diferencia de permeabilidad entre una capa y la otra, causando variaciones en la presión y la producción del yacimiento.

Figura 46. Flujo cruzado entre capas.



Fuente: Modificado de CHAUDHRY, A. "Oil well testing handbook". Houston, Texas, 2004.

3.2 MÉTODO PARA EL ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN EN YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS

3.2.1. Análisis adimensional para un yacimiento sin flujo cruzado¹

Para cualquier yacimiento que produce a una tasa constante, existen tres periodos importantes de flujo, tiempos tempranos, tiempos tardíos y el estado pseudoestable. A tiempos tempranos antes de la influencia de los límites, el comportamiento de la presión en el yacimiento es idéntico al observado en un yacimiento infinito.

A través de una gráfica de P_D contra t_D se puede definir si la diferencia de permeabilidades influye en la presencia de flujo cruzado entre los estratos. Esto se hace teniendo en cuenta la relación de permeabilidades entre capas adyacentes del yacimiento.

$$\text{Relación de permeabilidades} = \frac{k_1}{k_2} \quad (64)$$

Si la diferencia entre la relación de permeabilidades para todos los estratos no es muy grande y la tendencia de todas las curvas obtenidas para las diferentes relaciones de permeabilidad es la misma, se puede concluir que cada capa tiene una producción individual.

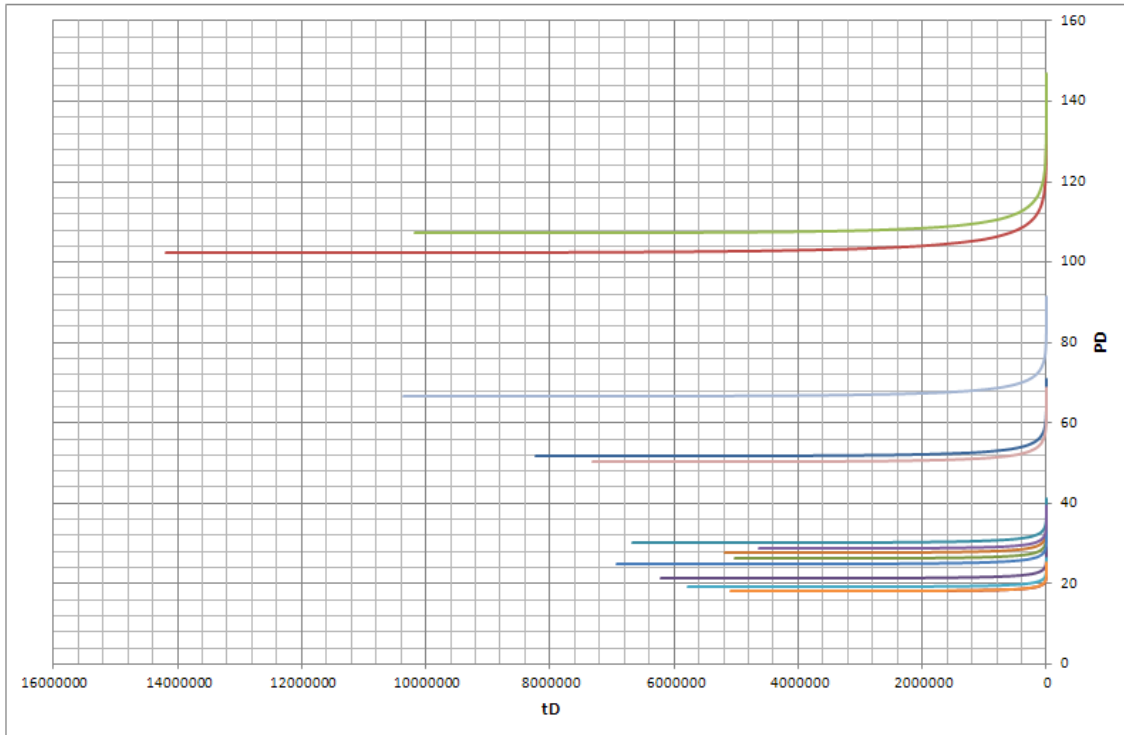
El valor de la relación de permeabilidad se reemplaza en las ecuaciones 65 y 66 en lugar de la permeabilidad y se realiza la gráfica de P_D contra t_D para todas las relaciones de permeabilidad posibles. La figura 47 muestra una gráfica de P_D contra t_D .

1. COBB, W.; RAMEY, H.; MILLER, F. "Well test analysis for wells producing commingled zones". Atlantic Richfield Co.; Stanford University, 1972.

$$P_D = \frac{(kh)_t}{141.2} (P_i - P_{ws}) \quad (65)$$

$$t_D = \left[\frac{0.0002637(kh)_t}{(\phi c_t h)_t \mu r_w^2} \right] * t \quad (66)$$

Figura 47. Gráfica de presión adimensional contra tiempo adimensional.



Fuente: Los autores.

3.2.2. Método convencional usando la gráfica de Horner¹

Este método requiere una gráfica de la p_{ws} versus el logaritmo de $(t_p + \Delta t)/\Delta t$ en la cual la presión puede ser una función lineal del logaritmo de $(t_p + \Delta t)/\Delta t$, logrando calcular la permeabilidad mediante la siguiente expresión:

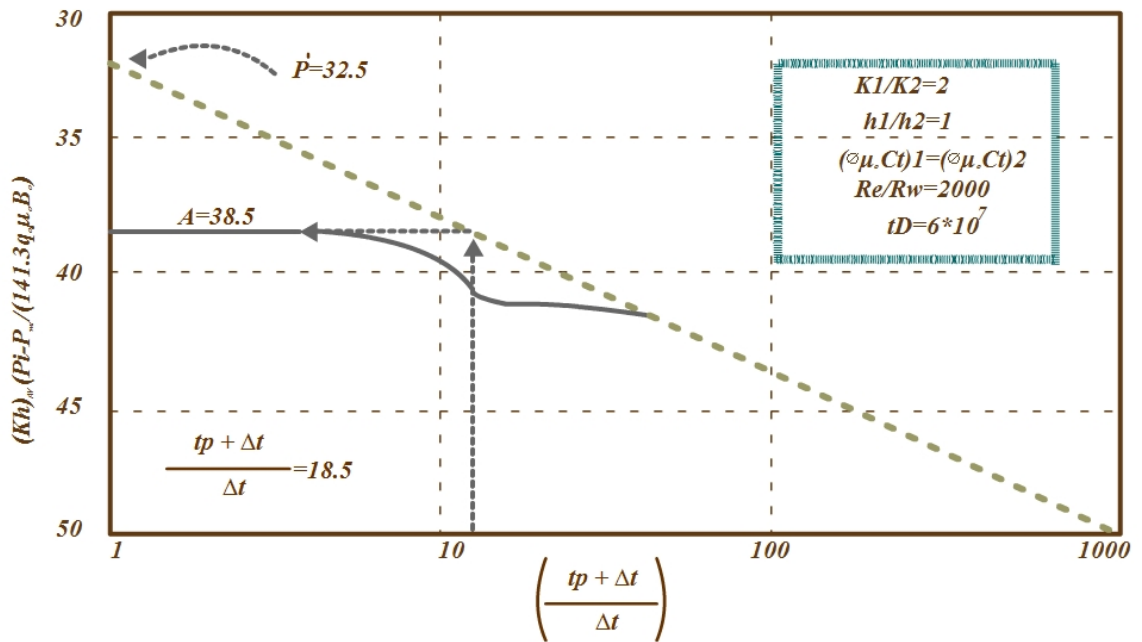
1. CHAUDHRY, A. "Oil well testing handbook". Houston, Texas, 2004.

$$\bar{k} = \frac{162.6q_o\mu_o\beta_o}{m\bar{h}} \quad \langle 67 \rangle$$

Donde m es la pendiente de la línea recta de la grafica semilog.

La figura 48 explica la forma de hallar la presión promedio, \bar{P} , para un yacimiento de 2 capas:

Figura 48. Gráfica para hallar presión promedio en un yacimiento de dos capas.



Fuente: Modificado de CHAUDHRY, A. "Oil well testing handbook". Houston, Texas, 2004.

La prueba completa se puede realizar usando la siguiente expresión:

$$\frac{\bar{k}\bar{h}}{141.3q_o\mu_o\beta_o} (P_i - P_{ws}) = PD(t + \Delta t)_D - PD(\Delta t)_D \quad \langle 68 \rangle$$

La extrapolación de la línea recta puede aportar un valor falso conocido como P^* , pero es posible hallar el valor adimensional de la presión ($P^* - \bar{P}$) por medio de:

$$\frac{\bar{k}h}{70.65q_o\mu_o\beta_o}(P^* - \bar{P}) = 2(A - P^*) = 2(38.5 - 32.5) = 12 \quad \langle 69 \rangle$$

$$\ln\left(\frac{t + \Delta t}{\Delta t}\right) = \ln(18.5) = 2.92 \quad \langle 70 \rangle$$

Desarrollando los terminos anteriores se obtiene la expresi3n para hallar la presi3n promedio:

$$\bar{P} = P^* - \frac{141.3q_o\mu_o\beta_o(A - P^*)}{\bar{k}h} \quad \langle 71 \rangle$$

La producci3n individual de cada una de las capas esta definida, durante los tiempos tempranos, de la siguiente manera:

$$\frac{q_1}{q} = \frac{k_1h_1}{k_1h_1 + k_2h_2} \quad \langle 72 \rangle$$

$$\frac{q_2}{q} = 1 - \frac{q_1}{q_2} = \frac{k_2h_2}{k_1h_1 + k_2h_2} \quad \langle 73 \rangle$$

En estado pseudoestable la producci3n de cada capa se define como:

$$\frac{q_1}{q} = \frac{h_1\phi_1}{h_1\phi_1 + h_2\phi_2} \quad \langle 74 \rangle$$

$$\frac{q_2}{q} = 1 - \frac{q_1}{q_2} = \frac{h_2\phi_2}{h_1\phi_1 + h_2\phi_2} \quad \langle 75 \rangle$$

3.3 DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO HETEROGÉNEO CON FLUJO MONOFÁSICO

Este modelo representa un yacimiento compuesto, es decir, un yacimiento con 15 estratos que no se comunican entre sí debido a que la diferencia entre una permeabilidad y otra no es mayor a 100 mD¹ y que, en el único lugar donde existe comunicación es en el pozo, donde las producciones de cada capa se mezclan. Este tipo de yacimiento también recibe el nombre de “commingled” en inglés. En la tabla 13 se puede observar la relación entre estratos y su respectiva diferencia de permeabilidades.

Tabla 13. Relación de permeabilidades.

Relación ente estratos	Relación de permeabilidades (mD)	Diferencia de permeabilidades (mD)
1-2	306-290	16
2-3	290-338	48
3-4	338-270	68
4-5	270-310	40
5-6	310-359	49
6-7	359-289	70
7-8	289-325	36
8-9	325-346	21
9-10	346-292	54
10-11	292-313	21
11-12	313-268	45
12-13	268-308	40
13-14	308-347	39
14-15	347-274	73

Fuente: Los autores.

1. COBB, W.; RAMEY, H.; MILLER, F. “Well test analysis for wells producing commingled zones”. Atlantic Richfield Co.; Stanford University, 1972.

El yacimiento heterogéneo con flujo monofásico contiene las mismas propiedades del yacimiento heterogéneo con flujo multifásico, la diferencia radica en que sólo un fluido fluye a través del yacimiento. Para realizar las pruebas de presión, se debe partir del yacimiento heterogéneo con flujo multifásico con el objetivo de alcanzar el flujo monofásico. Para esto se procede de la misma manera como se hizo en el capítulo 2 de este libro, modificando los contactos agua-aceite y gas-aceite en la sección condiciones iniciales de la interfaz del simulador CMG, para que dichos contactos queden ubicados por fuera de la arena productora.

La siguiente imagen evidencia los nuevos valores de los contactos para que se presente el flujo monofásico en el yacimiento.

Figura 49. Contactos para un yacimiento monofásico.

Initial Conditions

Perform Gravity-Capillary Equilibrium of A Reservoir Initially Containing

Water, Oil, Gas (VERTICAL DEPTH_AVE WATER_OIL_GAS EQUIL)

Water, Oil (VERTICAL DEPTH_AVE WATER_OIL EQUIL)

Water, Gas (VERTICAL DEPTH_AVE WATER_GAS EQUIL NOTRANZONE)

There will be no residual saturation in Gas Cap (GASZONE NOOIL)

Reference Pressure and Depth

Pressure (REFPRES) 2800 psi

Depth (REFDEPTH) 5100 ft

Phase Contact Depths

Water-Oil Contact (DWOC) 6003 ft

Gas-Oil Contact (DGOC) 4830 ft

Water-Gas Contact (DWGC)

Datum Depth for Output Pressure

Note: This item is optional.

Depth (DATUMDEPTH depth) 2800 ft

Pressure will be corrected using the initial equilibrium pressure distribution (DATUMDEPTH depth INITIAL)

Bubble Point Input Format

Reservoir initially saturated (PB = P)

Constant Bubble Point Pressure (PB) 1250 psi

For more options use the Advanced Interface

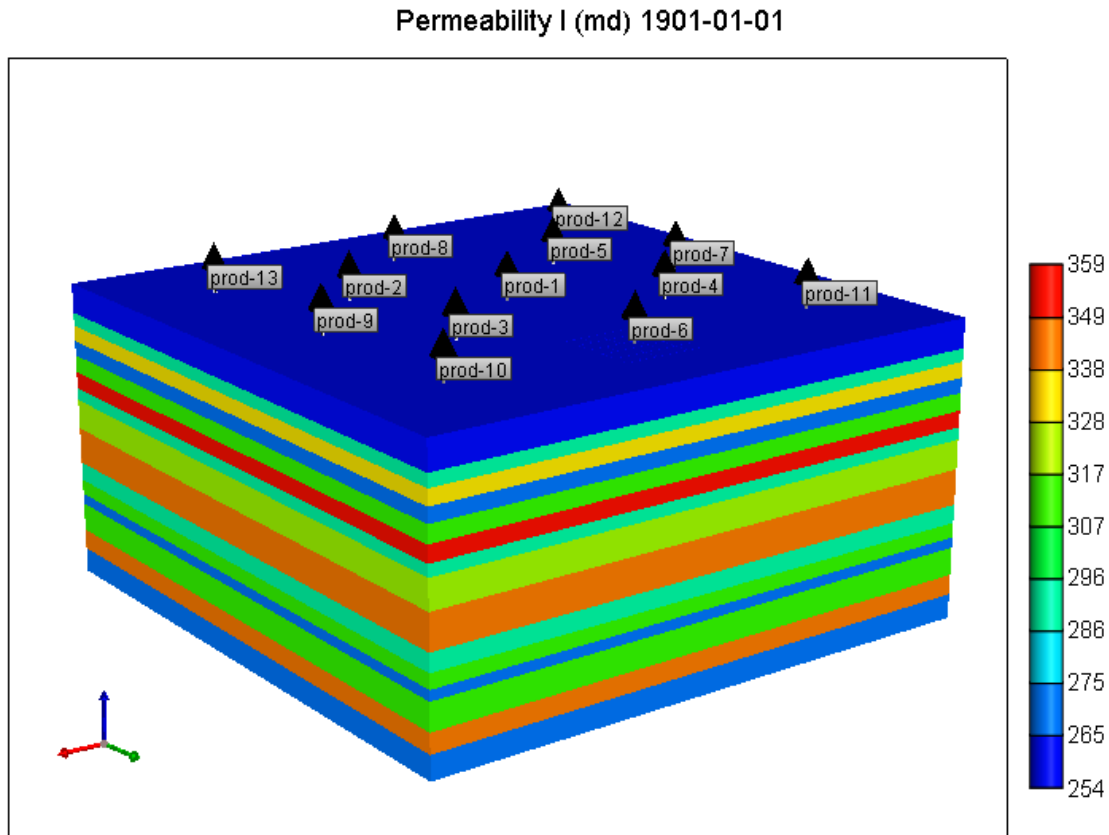
Advanced

OK Cancel Apply Help

Fuente: Modificado de Builder-CMG technologies.

La figura 50 representa una vista 3D del yacimiento heterogéneo por estratificación y flujo monofásico.

Figura 50. Vista 3D del yacimiento estratificado y flujo monofásico.



Fuente: Modificado de Builder-CMG technologies.

3.4 ANÁLISIS DE PRESIONES PARA EL YACIMIENTO HETEROGÉNEO CON FLUJO MONOFÁSICO.

Las consideraciones que se tuvieron en cuenta en esta sección fueron las mismas que se tuvieron en cuenta para el yacimiento homogéneo con flujo monofásico. Esto se hizo porque es muy importante que las pruebas sean tan similares entre ellas como sea posible y que lo único que cambie sea las heterogeneidades del yacimiento o el tipo de flujo.

En esta sección de igual manera, se conservaron las tasas de control y el daño para cada pozo como se muestra en la tabla 14:

Tabla 14. Tasa y daño para cada pozo.

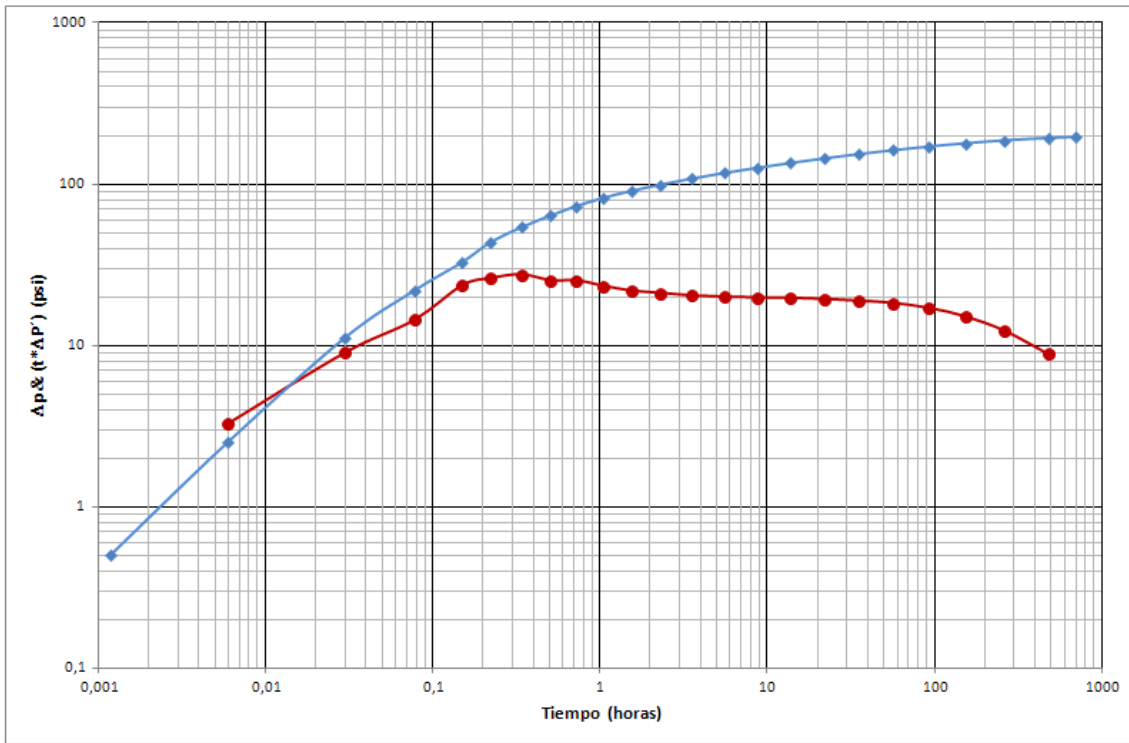
Pozo	Tasa controlada (STB/día)	Daño asignado
Prod-1	300	0
Prod-2	300	2
Prod-3	500	0
Prod-4	700	3
Prod-5	900	4
Prod-6	500	3
Prod-7	600	2
Prod-8	300	4
Prod-9	400	1
Prod-10	600	3
Prod-11	700	2
Prod-12	800	1
Prod-13	900	4

Fuente: Los autores.

3.4.1. Gráfica de la presión y la derivada de la presión

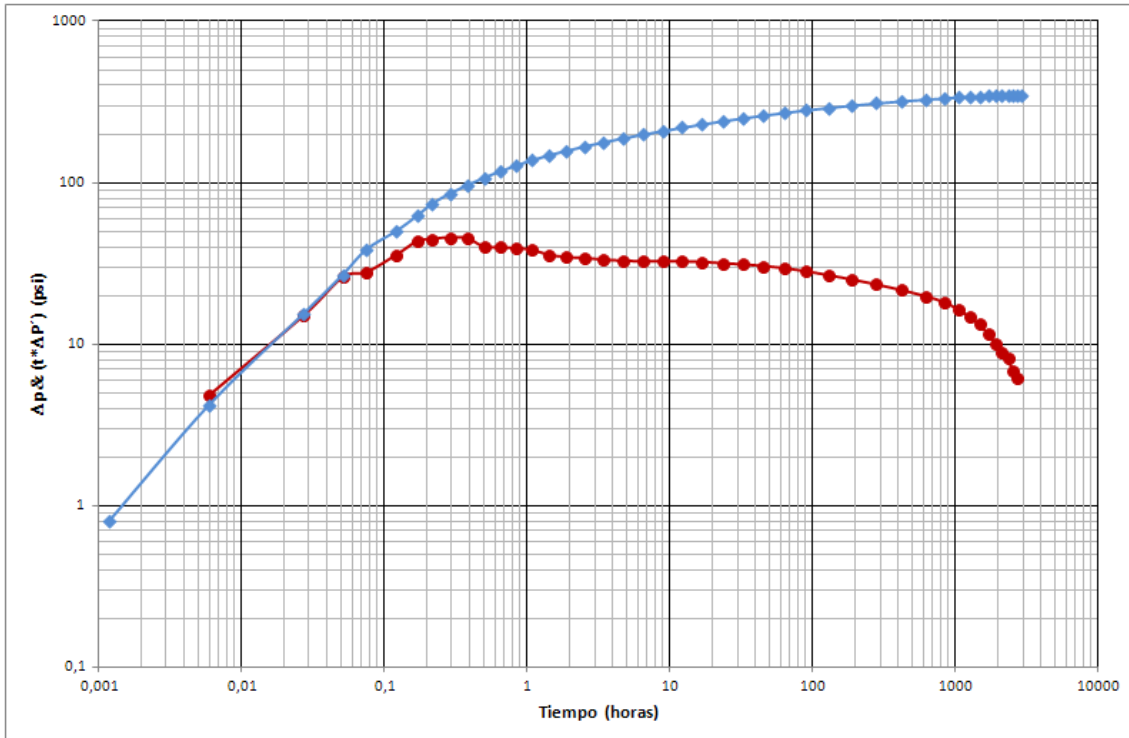
Las simulaciones para los diferentes pozos dieron como resultado las gráficas de la presión y de la derivada de la presión que se presentan a continuación.

Figura 51. Gráfica de la presión y la derivada de la presión para el pozo 1.



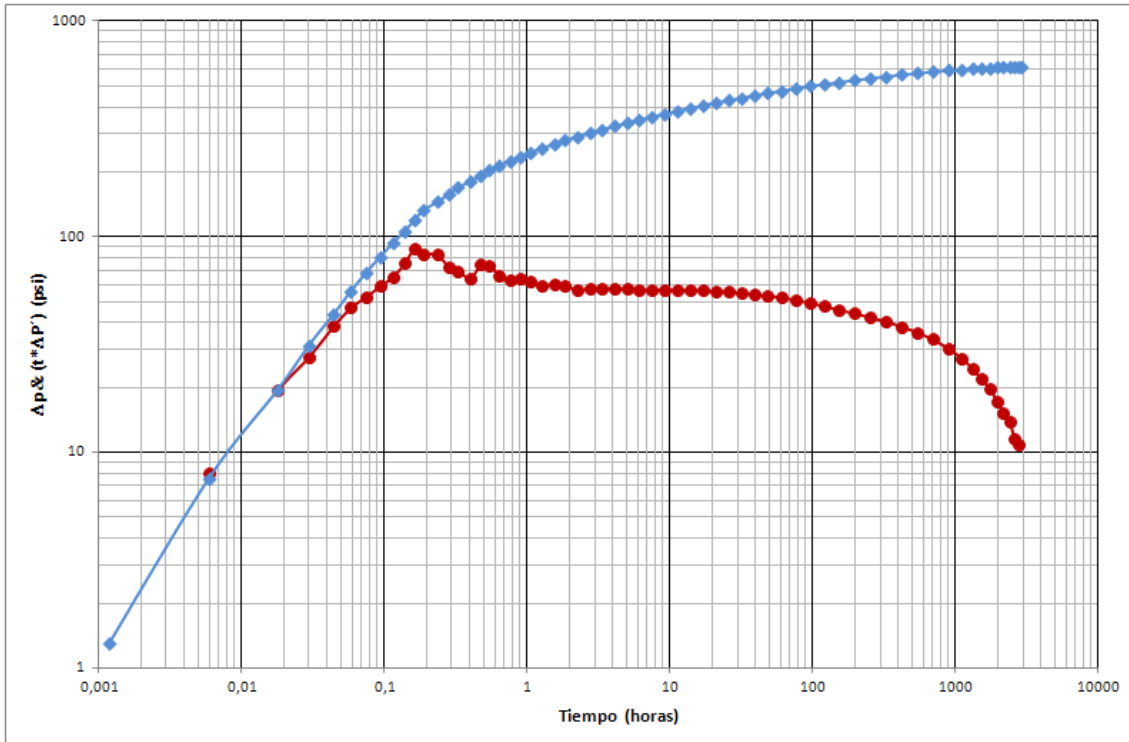
Fuente: Los autores.

Figura 52. Gráfica de la presión y la derivada de la presión para el pozo 2.



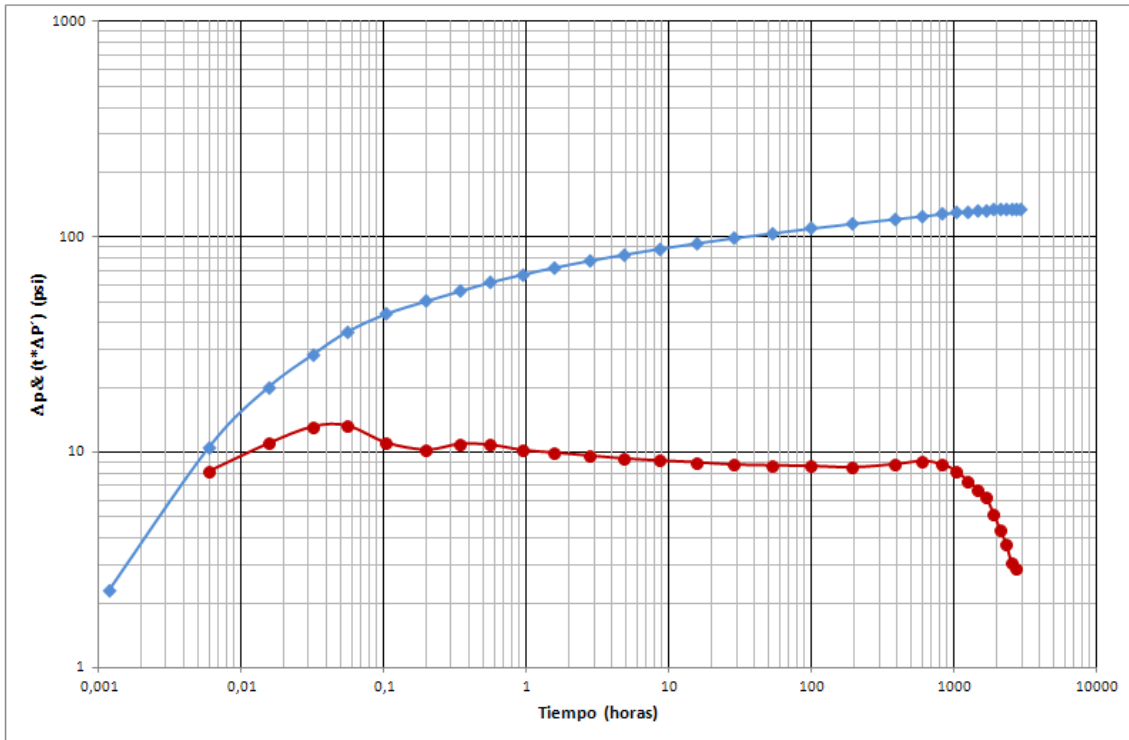
Fuente: Los autores.

Figura 53. Gráfica de la presión y la derivada de la presión para el pozo 5.



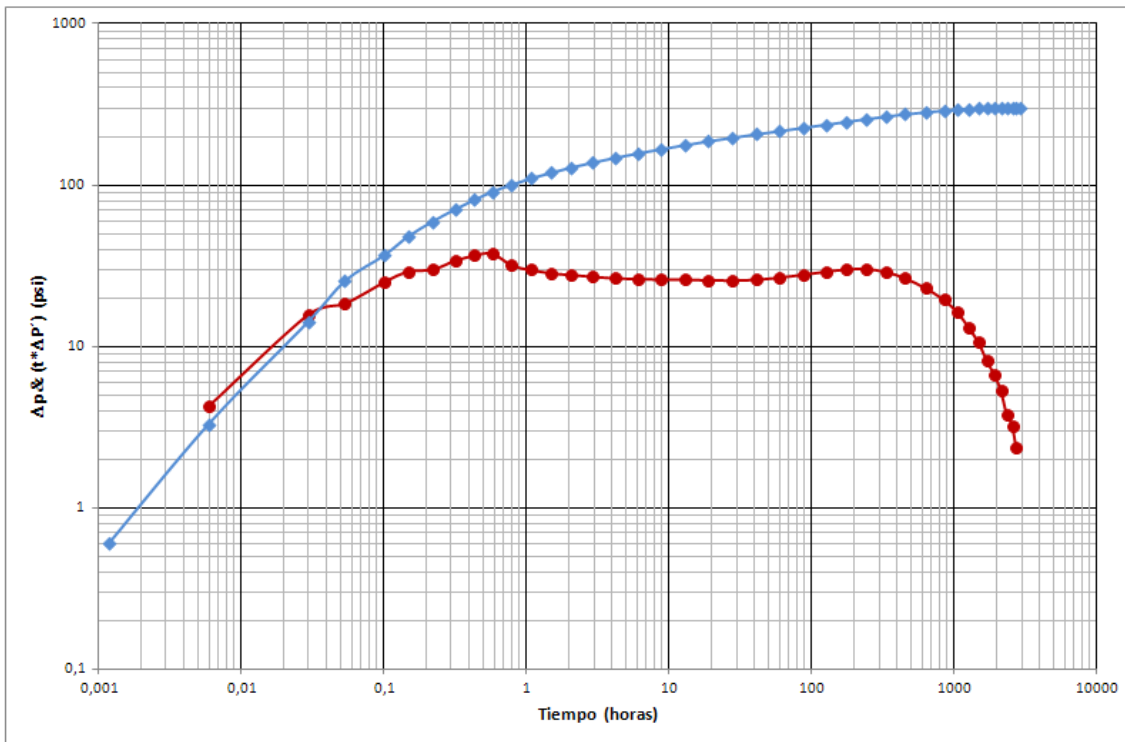
Fuente: Los autores.

Figura 54. Gráfica de la presión y la derivada de la presión para el pozo 8.



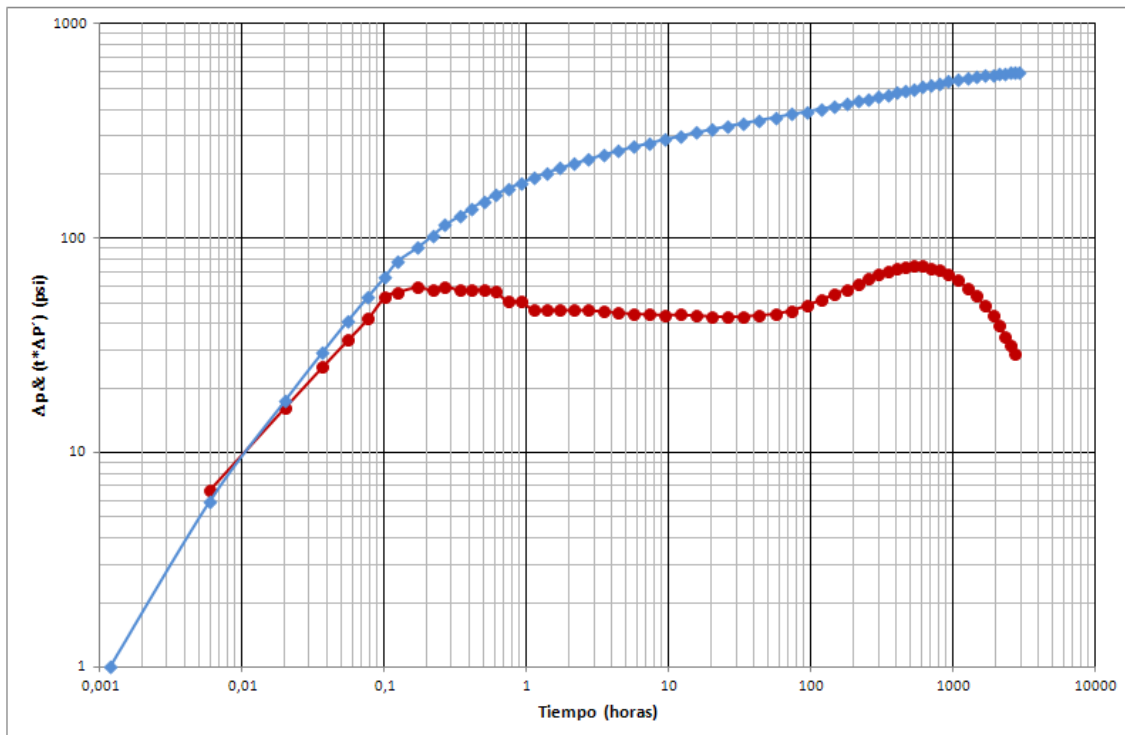
Fuente: Los autores.

Figura 55. Gráfica de la presión y la derivada de la presión para el pozo 9.



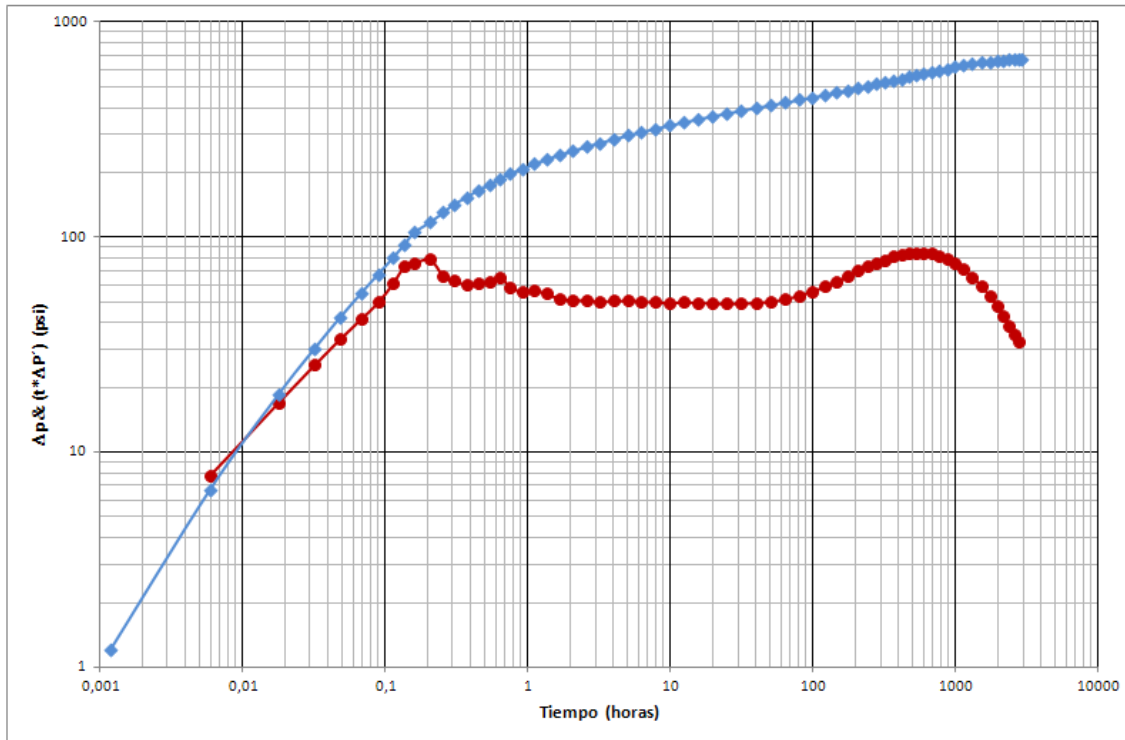
Fuente: Los autores.

Figura 56. Gráfica de la presión y la derivada de la presión para el pozo 11.



Fuente: Los autores.

Figura 57. Gráfica de la presión y la derivada de la presión para el pozo 12.

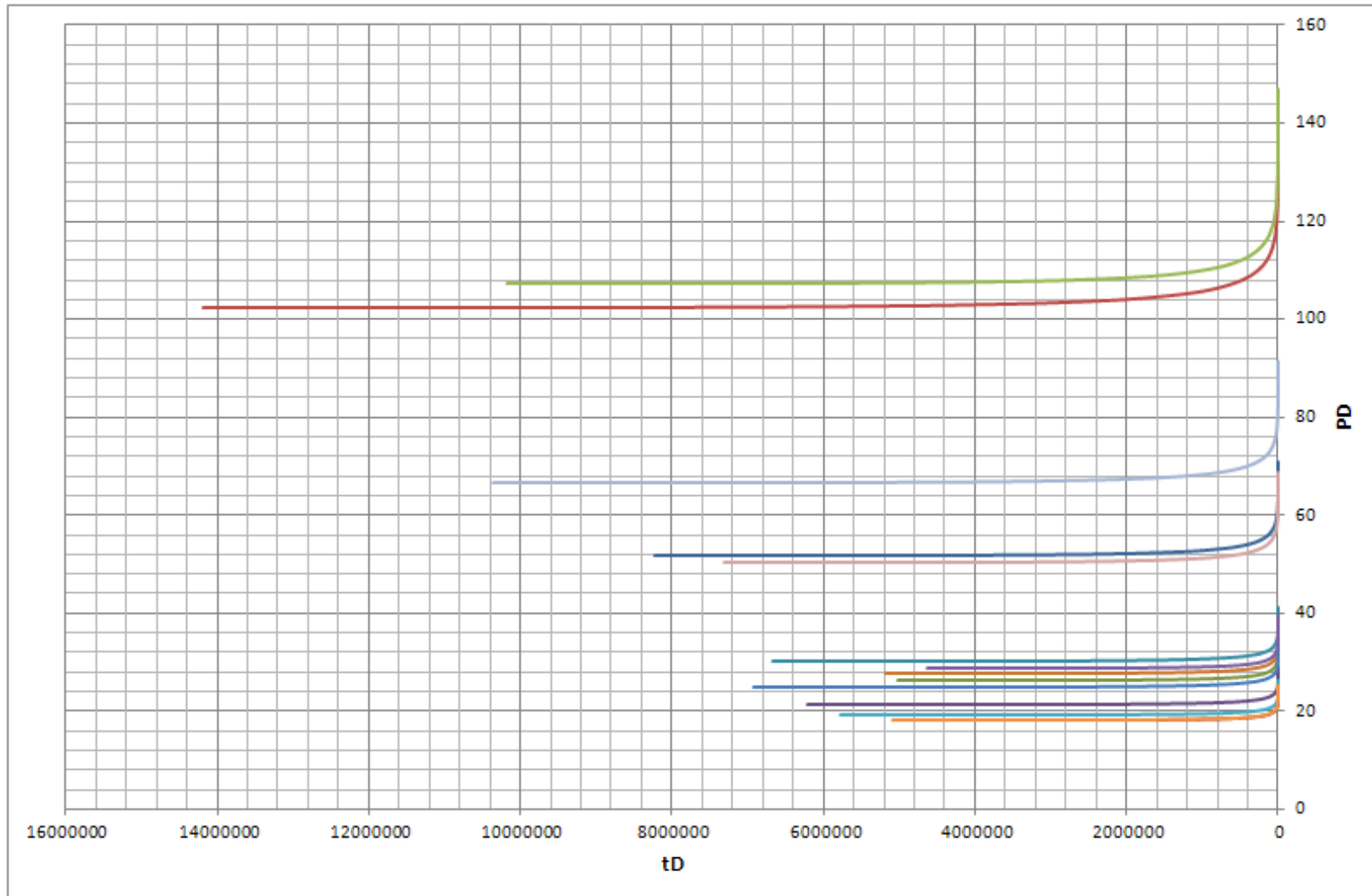


Fuente: Los autores.

3.4.2. Interpretación de las pruebas de presión

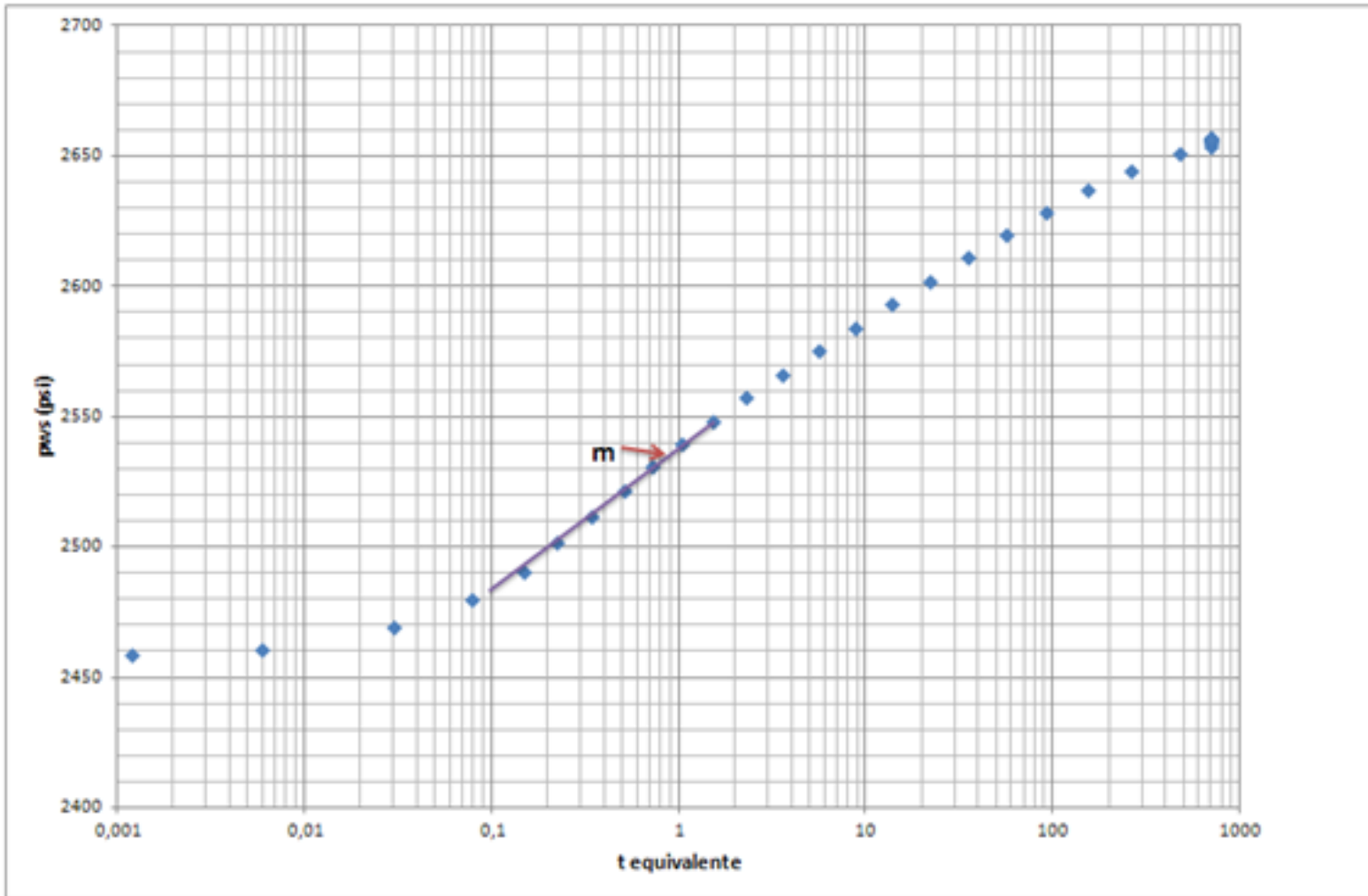
El desarrollo de este análisis parte de la gráfica de P_D contra t_D en la cual se tiene en cuenta la relación de permeabilidades en los estratos adyacentes. Esto se hace para definir la producción individual de cada capa y la falta de flujo cruzado. La figura 58 es la gráfica de P_D contra t_D realizada para el pozo 1 en la cual se puede comprobar que las tendencias de las curvas es la misma, lo que indica que el yacimiento produce por capas individuales y no tiene flujo cruzado.

Figura 58. Gráfica de presión adimensional contra tiempo adimensional.



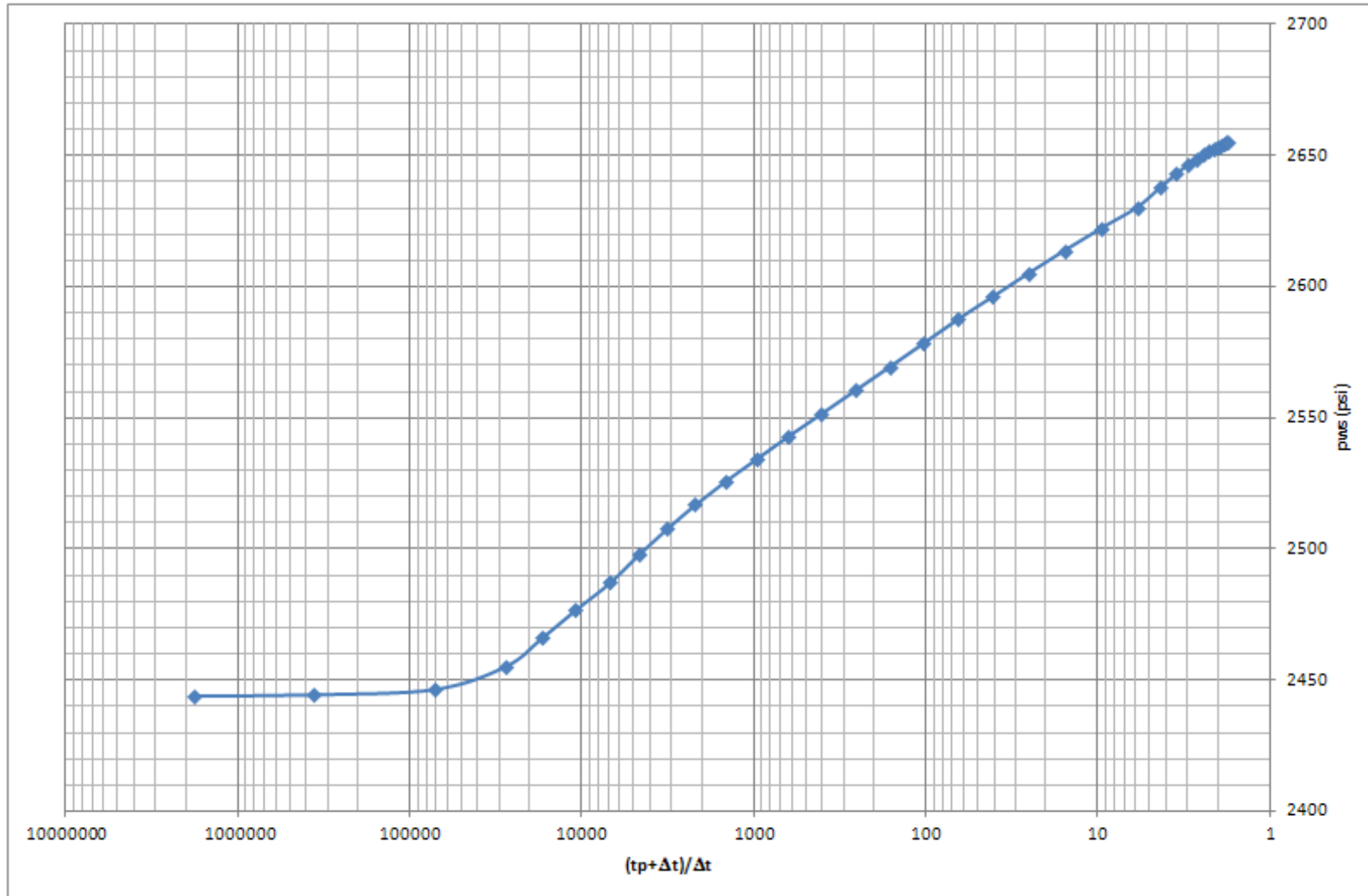
Fuente: Los autores.

Figura 59. Gráfica MDH para un yacimiento heterogéneo por estratificación.



Fuente: Los autores.

Figura 60. Gráfica de Horner para un yacimiento estratificado.



Fuente: Los autores.

Tras realizar el análisis adimensional, se procede a realizar el análisis a partir de las gráficas de MDH y de Horner representadas por las figuras 59 y 60 respectivamente.

Cálculos por el método MDH:

En la siguiente tabla se encuentran las propiedades necesarias para calcular la permeabilidad y el daño a través del método MDH.

Tabla 15. Datos para los cálculos del yacimiento estratificado por MDH.

Parámetro	Valor	Unidades
Pendiente	19.44	psi/ciclo
Tasa de aceite, Q_o	300	BPD
Viscosidad, μ_o	100	cP
Factor volumétrico de formación del aceite, B_o	1.056	RB/STB
Espesor, h	345	ft

Fuente: Los autores.

Cálculo de la permeabilidad:

Para calcular la permeabilidad se debe encontrar la pendiente de la gráfica de MDH en la figura 59.

$$\bar{k} = \frac{162.6 q \mu B}{m \bar{h}} \quad (76)$$

Reemplazando en la ecuación 76:

$$\bar{k} = \frac{162.6 * (300) * (100) * (1.056)}{(19.44) * (345)}$$

$$\bar{k} = 307.73$$

Cálculo del daño:

$$S = 1.1513 \left[\frac{p_{1hr} - p_{wf}}{m} - \ln \left(\frac{k}{\bar{\phi} \mu c_t r_w^2} \right) + 3.2275 \right] \quad \langle 77 \rangle$$

Reemplazando en la ecuación 77 se obtiene:

$$S = 1.1513 \left[\frac{2542.16 - 2458.1}{19.44} - \ln \left(\frac{307.73}{0.2 * 100 * 0.0000032 * 0.0625} \right) + 3.2275 \right]$$

$$S = 0.27$$

Cálculos por el método de Horner:

En la siguiente tabla se encuentran las propiedades necesarias para calcular la permeabilidad, el coeficiente de almacenamiento y el daño a través del método de Horner.

Tabla 16. Datos para los cálculos del yacimiento estratificado por Horner.

Parámetro	Valor	Unidades
Pendiente	59.96	psi/ciclo
Tasa de aceite, Q_o	300	BPD
Viscosidad, μ_o	100	cP
Factor volumétrico de formación del aceite, B_o	1.056	RB/STB
Espesor, h	345	ft

Fuente: Los autores.

Cálculo de la permeabilidad:

Para realizar este cálculo, se debe encontrar la permeabilidad en la gráfica de Horner en la figura 60.

$$\bar{k} = \frac{141.3 q \mu B}{m \bar{h}} \quad \langle 78 \rangle$$

Reemplazando en la ecuación 78 se tiene:

$$\bar{k} = \frac{141.3 * (300) * (100) * (1.056)}{(59.96) * (345)}$$

$$\bar{k} = 312.66$$

Cálculo del daño:

$$S = 1.1513 \left[\frac{p_{1hr} - p_{wf}}{m} - \ln \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.2275 \right] \quad \langle 79 \rangle$$

$$S = 1.1513 \left[\frac{2542.16 - 2458.1}{59.96} - \ln \left(\frac{312.66}{0.2 * 100 * 0.0000032 * 0.0625} \right) + 3.2275 \right]$$

$$S = -1.9$$

Cálculo del coeficiente de almacenamiento:

$$C = \left(\frac{qB}{24}\right) \left(\frac{t}{\Delta P}\right)_{lpu} \quad \langle 80 \rangle$$

Reemplazando en la ecuación 80:

$$C = \left(\frac{300 * 1.056}{24}\right) \left(\frac{0.2}{20}\right)_{lpu}$$

$$C = 0.1355 \text{ STB/psi}$$

Este procedimiento se realiza para los doce pozos restantes. Los resultados de estos análisis están consignados en la tabla 17.

Tabla 17. Resultados para los pozos en el yacimiento estratificado.

Pozo	Permeabilidad (mD)	Factor de daño real	Factor de daño (s)	Coefficiente de almacenamiento (STB/psi)
1	307,7321	0	0.27	0,1355
2	305,4133	2	1,2	0,223
3	304,2903	0	1,9	0,0999
4	303,1673	3	2,87	0,32114
5	302,0443	4	3,355	0,76333
6	303,2743	3	2,2323	0,4896
7	304,5243	2	-0,1559	0,4411
8	305,7743	4	5,32	0,4995
9	307,0243	1	4,656	0,8889
10	308,2743	3	2,00001	0,4466
11	309,5243	2	-2,233	0,79316
12	310,7743	1	4,323	0,11554
13	312,0243	4	1,6565	0,3599

Fuente: Los autores.

Para realizar una comparación con el yacimiento homogéneo con el objetivo de determinar las diferencias entre las dos pruebas, se genera la siguiente tabla de porcentaje de error.

Tabla 18. Porcentajes de error para el yacimiento estratificado.

Pozo	Porcentaje de error de la permeabilidad	Porcentaje de error del daño
1	0,00503705	-----
2	0,00135508	40
3	0,00232689	-----
4	0,00600885	4,333333333
5	0,00969082	16,125
6	0,00565803	25,59
7	0,00155967	107,795
8	0,00253869	33
9	0,00663705	365,6
10	0,01073541	33,333
11	0,01483377	211,65
12	0,01893213	332,3
13	0,02303049	58,5875

Fuente: Los autores.

4. ANÁLISIS DE PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESION –PBU– CONSIDERANDO MEDIO HOMOGÉNEO Y FLUJO MULTIFÁSICO.

Los análisis de pruebas de presión están diseñados para yacimientos con flujo monofásico, es decir, yacimientos en los cuales fluya un solo fluido, bien sea petróleo, agua o gas, sin embargo, en muchos casos existen yacimientos que poseen más de dos fluidos. Esta condición genera la necesidad de estudiar este tipo de casos, para ver cuál es la consecuencia de asumir un solo fluido o varios a la vez.

4.1 MÉTODO PARA EL ANÁLISIS DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN EN YACIMIENTOS CON FLUJO MULTIFÁSICO

4.1.1. Aplicación de la síntesis directa de TIAB para flujo multifásico¹

El análisis de pruebas de presión en yacimientos con flujo multifásico está compuesto por dos partes. La primera parte considera el método de Perrine quien en 1956 introdujo un método para el análisis de flujo multifásico basándose en el método de flujo monofásico, reemplazando la compresibilidad de una sola fase por la compresibilidad total, y reemplazando la movilidad de una sola fase por la suma de las movilidades de los fluidos en flujo multifásico, y así poder tener en cuenta los demás fluidos. La segunda parte considera la introducción de las expresiones definidas por Perrine en la síntesis directa de TIAB, esto gracias a su sencillez y practicidad.

1. ESCOBAR, F.; MONTEALEGRE, M. "Application of TDS technique to multiphase flow". Universidad Surcolombiana de Neiva, 2008.

De acuerdo a lo planteado por Perrine la movilidad total se define como:

$$\lambda_t = \left(\frac{k}{\mu}\right)_t = \frac{k_o}{\mu_o} + \frac{k_g}{\mu_g} + \frac{k_w}{\mu_w} = k \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o} + \frac{k_{rg}}{\mu_g} + \frac{k_{rw}}{\mu_w}\right) \quad \langle 81 \rangle$$

Entonces la ecuación de difusión radial puede ser expresada en unidades de campo de la siguiente forma:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{\phi c_t}{0.0002637 \lambda_t} \frac{\partial}{\partial r} \quad \langle 82 \rangle$$

La compresibilidad del sistema puede ser estimada con la siguiente expresión:

$$C_t = C_o S_o + C_g S_g + C_w S_w + C_f + \frac{S_o B_g}{5.615 B_o} \frac{\partial R_s}{\partial P} + \frac{S_w B_g}{5.615 B_w} \frac{\partial R_s}{\partial P} \quad \langle 83 \rangle$$

La anterior expresión es la forma correcta de abordar la compresibilidad total, pero para fines prácticos, la expresión se puede reducir a:

$$C_t = C_o S_o + C_g S_g + C_w S_w + C_f \quad \langle 84 \rangle$$

Entonces la ecuación total de flujo es :

$$q_t = q_o B_o + (1000 q_g - q_o R_s) B_g + q_w B_w \quad \langle 85 \rangle$$

Luego de aplicar las relaciones previamente mencionadas a las ecuaciones presentadas por TIAB, se pueden obtener las siguientes ecuaciones para establecer el almacenamiento:

$$C = \left(\frac{q_t}{24}\right) \frac{t_i}{(\Delta P)_i} \quad \langle 86 \rangle$$

$$C = \left(\frac{q_t}{24}\right) \frac{t_i}{(t * \Delta P')_i} \quad \langle 87 \rangle$$

Para la prueba de restauración de presión el ΔP se obtiene mediante esta expresión $\Delta P = P_{ws} - P_{wf}$ y así se pueden identificar las expresiones para cada una de las movilidades en cada fase:

$$\frac{k_o}{\mu_o} = \frac{70,6q_o B_o}{h(t * \Delta P')_r} \quad \langle 88 \rangle$$

$$\frac{k_w}{\mu_w} = \frac{70,6q_w B_w}{h(t * \Delta P')_r} \quad \langle 89 \rangle$$

$$\frac{k_g}{\mu_g} = \frac{70,6q_g B_g}{h(t * \Delta P')_r} \quad \langle 90 \rangle$$

Siendo $(t * \Delta P')_r$ el valor de la derivada de la presión durante el régimen de flujo radial.

La movilidad total puede ser calculada por:

$$\left(\frac{k}{\mu}\right) = \frac{70,6q_t}{h(t * \Delta P')_r} \quad \langle 91 \rangle$$

En la gráfica de la derivada existe un punto de intersección entre la línea de pendiente unitaria en la gráfica de presión y la derivada de la presión, del cual surge el siguiente término:

$$(t * \Delta P')_i = (\Delta P)_i = (t * \Delta P')_r \quad \langle 92 \rangle$$

Por lo tanto el sufijo r en las ecuaciones anteriores puede ser reemplazado por i para indicar la importancia de la intersección, la cual se ve reflejada:

$$\left(\frac{k}{\mu}\right)_t = \frac{1695C}{ht_i} \quad \langle 93 \rangle$$

Mediante la división de la ecuación de la presión y de la derivada de la presión durante el flujo radial infinito y resolviendo para el factor skin se obtiene :

$$S = 0.5 \left[\frac{\Delta P_r}{(t * \Delta P')_r} - \ln \left(\frac{\lambda_t t_r}{\phi c_t r_w^2} \right) + 7,43 \right] \quad \langle 94 \rangle$$

ΔP_r es el valor de la presión leído en un punto t_r que es un punto arbitrario durante el comportamiento radial infinito. Desarrollando la ecuación se llega a la siguiente expresión para el delta de presión:

$$\Delta P_s = 2s(t * \Delta P')_r \quad \langle 95 \rangle$$

TIAB además presenta varias correlaciones para estimar la permeabilidad del yacimiento, el factor de daño y el coeficiente de almacenamiento, siendo necesario el uso de un tiempo y una derivada en el pico o máximo punto de la gráfica de la derivada. Las correlaciones son las siguientes :

$$\lambda_t = \left(\frac{70,6q_t}{h} \right) \frac{1}{\left(\frac{0,0188q_t}{C} \right) t_x - (t * \Delta P')_x} \quad \langle 96 \rangle$$

$$\lambda_t = \frac{4745,36C}{ht_x} \left[\frac{(t * \Delta P')_x}{(t * \Delta P')_r} + 1 \right] \quad \langle 97 \rangle$$

$$C = \frac{0,01488q_t t_x}{(t * \Delta P')_x + (t * \Delta P')_r} \quad \langle 98 \rangle$$

$$S = 0,171 \left(\frac{t_x}{t_i} \right)^{1,24} - 0,5 \ln \left(\frac{0,8935C}{\phi h c_t r_w^2} \right) \quad \langle 99 \rangle$$

$$S = 0,921 \left(\frac{(t * \Delta P')_x}{(t * \Delta P')_i} \right)^{1,1} - 0,5 \ln \left(\frac{0,8935C}{\phi h c_t r_w^2} \right) \quad \langle 100 \rangle$$

El sufijo x se refiere al punto máximo en la gráfica de la derivada.

TIAB también derivó una ecuación para estimar el área de drenaje del yacimiento basado en un punto en la intersección de la línea de pendiente unitaria de la gráfica de la presión contra tiempo y la gráfica de la derivada contra el tiempo cuando se encuentra en flujo radial infinito, la cual es llamada t_{rpi} . Esta ecuación para flujo multifásico resulta ser la siguiente:

$$A = \frac{\lambda_t t_{rpi}}{301,77 \phi c_t} \frac{1}{43560} \quad \langle 101 \rangle$$

Adicionalmente, es posible calcular estos valores a partir del flujo radial infinito evidenciado en la gráfica de la derivada a través de las siguientes expresiones:

$$\frac{k_o}{\mu_o} = \frac{70.6 q_o \beta_o}{h(t * \Delta P')_r} \quad \langle 102 \rangle$$

$$\frac{k_w}{\mu_w} = \frac{70.6 q_w \beta_w}{h(t * \Delta P')_r} \quad \langle 103 \rangle$$

$$\frac{k_g}{\mu_g} = \frac{70.6 q_g \beta_g}{h(t * \Delta P')_r} \quad \langle 104 \rangle$$

Por tanto la permeabilidad es:

$$\left(\frac{k}{\mu}\right)_t = \frac{70.6q_t}{h(t * \Delta P')_r} \quad \langle 105 \rangle$$

Para el factor de daño se tiene:

$$S = 0.5 \left[\frac{\Delta P_r}{(t * \Delta P')_r} - \ln \left(\frac{\lambda_t t_r}{\phi c_t r_w^2} \right) + 7.43 \right] \quad \langle 106 \rangle$$

Donde λ_t es:

$$\lambda_t = \left(\frac{70.6q_t}{h} \right) \frac{1}{(0.01488q_t/C)t_x - (t * \Delta P')_x} \quad \langle 107 \rangle$$

$$\lambda_t = \frac{4745.36C}{ht_x} \left[\frac{(t * \Delta P')_x}{(t * \Delta P')_r} + 1 \right] \quad \langle 108 \rangle$$

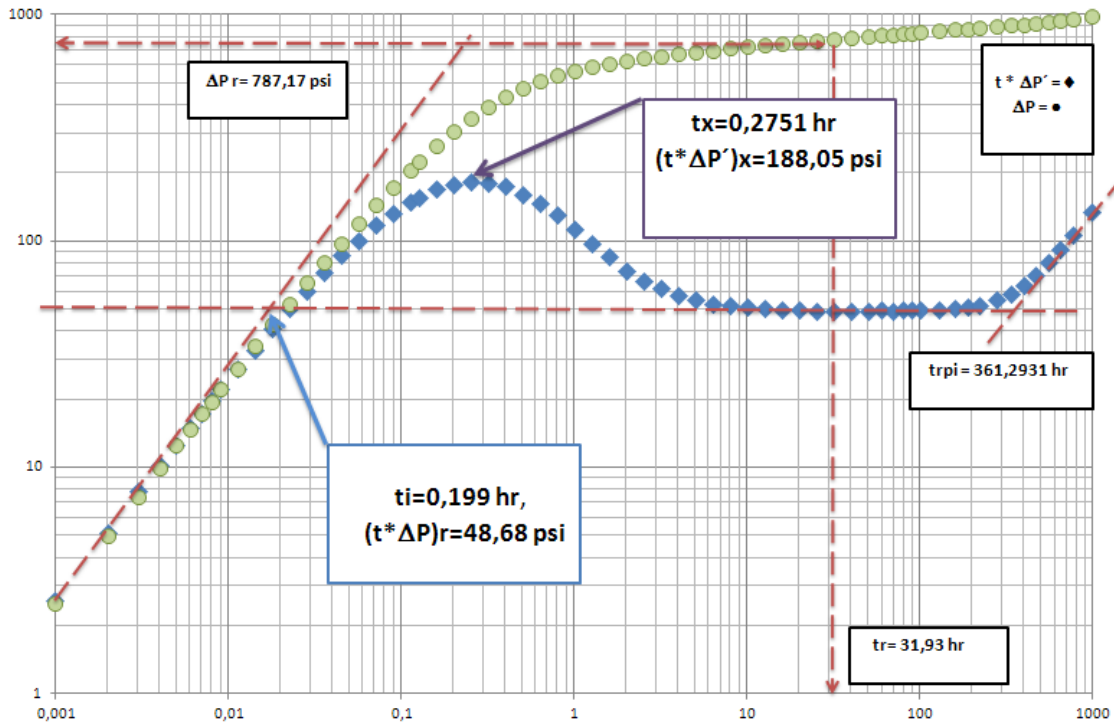
Para el cálculo del coeficiente de almacenamiento se tiene:

$$C = \frac{0.01488q_t t_x}{(t * \Delta P')_x (t * \Delta P')_r} \quad \langle 109 \rangle$$

La figura 61 muestra una prueba de presión realizada a un modelo ideal, de la cual se pueden obtener los valores necesarios para hallar datos como:

- Permeabilidad.
- Factor de daño.
- Coeficiente de almacenamiento.

Figura 61. Curva de la presión y la derivada de la presión para flujo multifásico.



Fuente: Los autores.

4.2 DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO HOMOGÉNEO CON FLUJO MULTIFÁSICO

El yacimiento homogéneo con flujo multifásico tiene las mismas propiedades del yacimiento heterogéneo con flujo multifásico. En este caso, es más factible partir del modelo homogéneo, puesto que se deben mover únicamente los contactos agua-aceite y gas-aceite para lograr el flujo multifásico. Los contactos se modifican en la sección de condiciones iniciales, en la interfaz del simulador CMG, como se aprecia en la siguiente figura:

Figura 62. Contactos para flujo multifásico.

Initial Conditions

Perform Gravity-Capillary Equilibrium of A Reservoir Initially Containing

- Water, Oil, Gas (VERTICAL DEPTH_AVE WATER_OIL_GAS EQUIL)
- Water, Oil (VERTICAL DEPTH_AVE WATER_OIL EQUIL)
- Water, Gas (VERTICAL DEPTH_AVE WATER_GAS EQUIL NOTRANZONE)

There will be no residual saturation in Gas Cap (GASZONE NOOIL)

Reference Pressure and Depth

Pressure (REFPRES) 2800 psi

Depth (REFDEPTH) 5100 ft

Phase Contact Depths

Water-Oil Contact (DWOC) 5237 ft

Gas-Oil Contact (DGOc) 4910 ft

Water-Gas Contact (DWGC)

Datum Depth for Output Pressure

Note: This item is optional.

Depth (DATUMDEPTH depth) 2800 ft

Pressure will be corrected using the initial equilibrium pressure distribution (DATUMDEPTH depth INITIAL)

Bubble Point Input Format

- Reservoir initially saturated (PB = P)
- Constant Bubble Point Pressure (PB) 1250 psi

For more options use the Advanced Interface

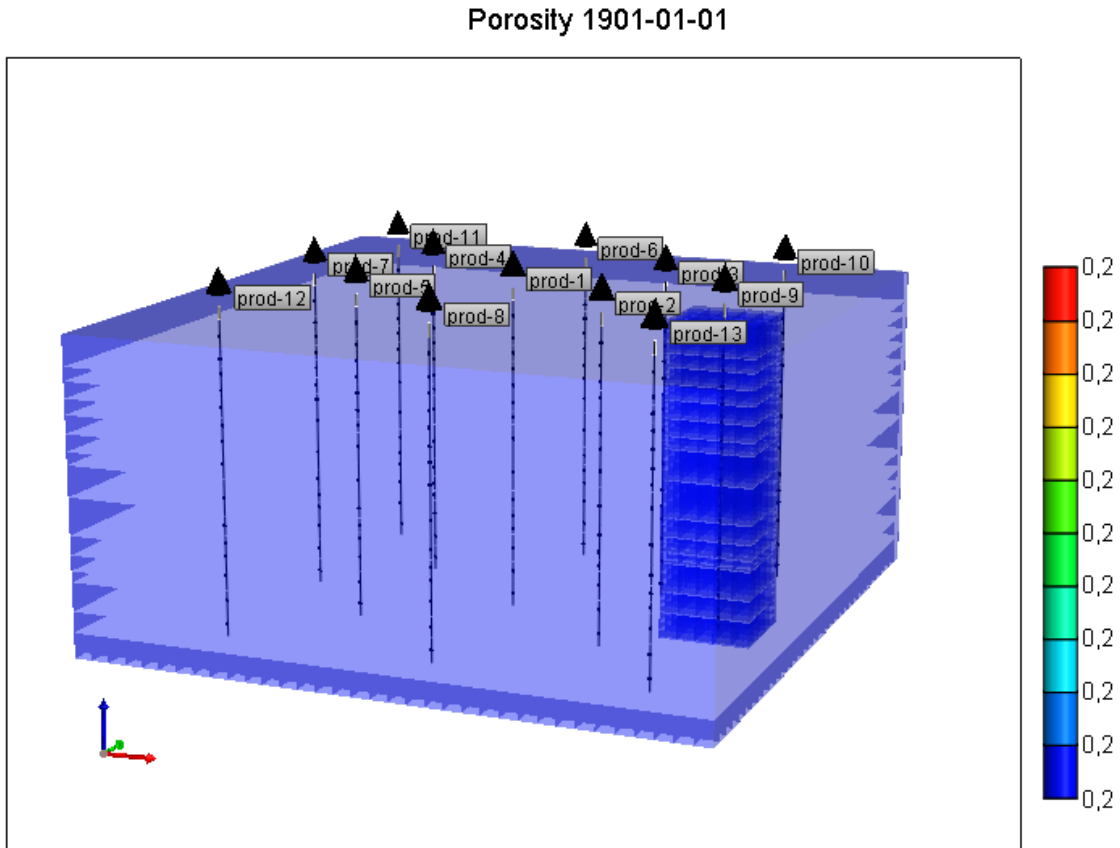
Advanced

OK Cancel Apply Help

Fuente: Modificado de Builder-CMG technologies.

La figura 63 representa el yacimiento homogéneo con flujo multifásico.

Figura 63. Vista 3D del yacimiento homogéneo con flujo multifásico.



Fuente: Modificado de Builder-CMG technologies.

4.3 ANÁLISIS DE PRESIONES PARA EL YACIMIENTO HOMOGÉNEO CON FLUJO MULTIFÁSICO

Las consideraciones que se tuvieron en cuenta en esta sección fueron las mismas que se tuvieron en cuenta para el yacimiento homogéneo con flujo monofásico. Esto se hizo porque es muy importante que las pruebas sean tan similares entre

ellas como sea posible y que lo único que cambie sea las heterogeneidades del yacimiento o el tipo de flujo.

En esta sección de igual manera, se conservaron las tasas de control y el daño para cada pozo como se muestra en la tabla 19:

Tabla 19. Tasa y daño para cada pozo.

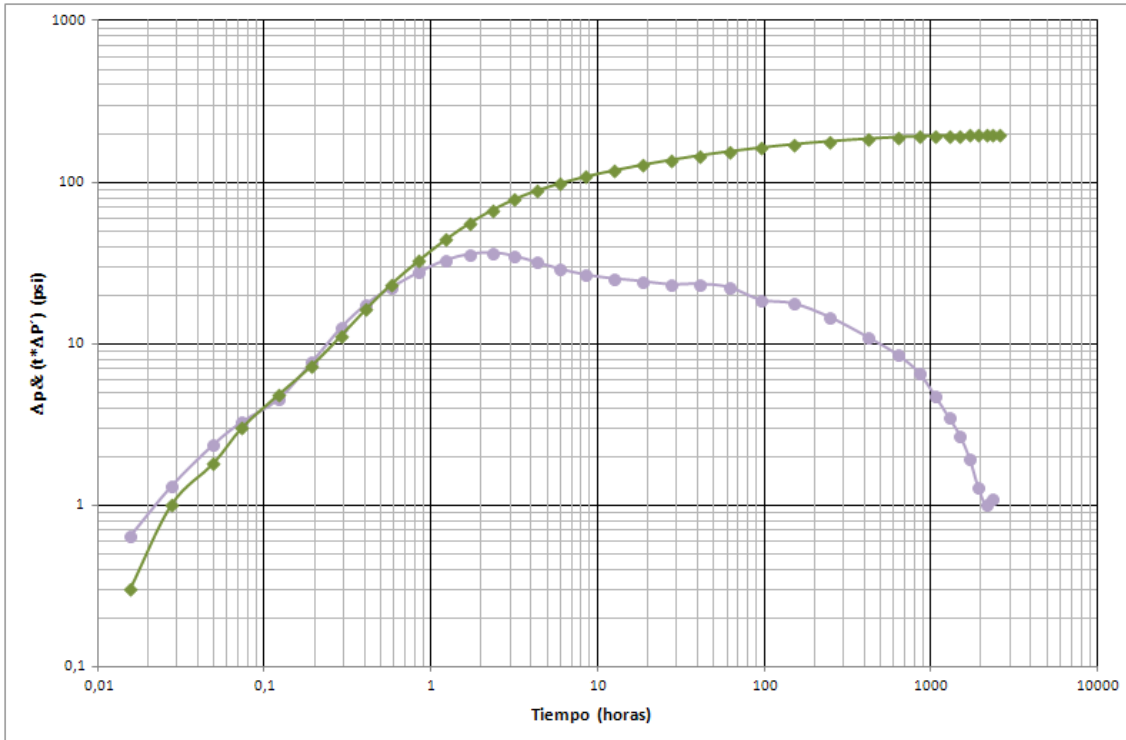
Pozo	Tasa controlada (STB/día)	Daño asignado
Prod-1	300	0
Prod-2	300	2
Prod-3	500	0
Prod-4	700	3
Prod-5	900	4
Prod-6	500	3
Prod-7	600	2
Prod-8	300	4
Prod-9	400	1
Prod-10	600	3
Prod-11	700	2
Prod-12	800	1
Prod-13	900	4

Fuente: Los autores.

4.3.1. Gráfica de la presión y la derivada de la presión

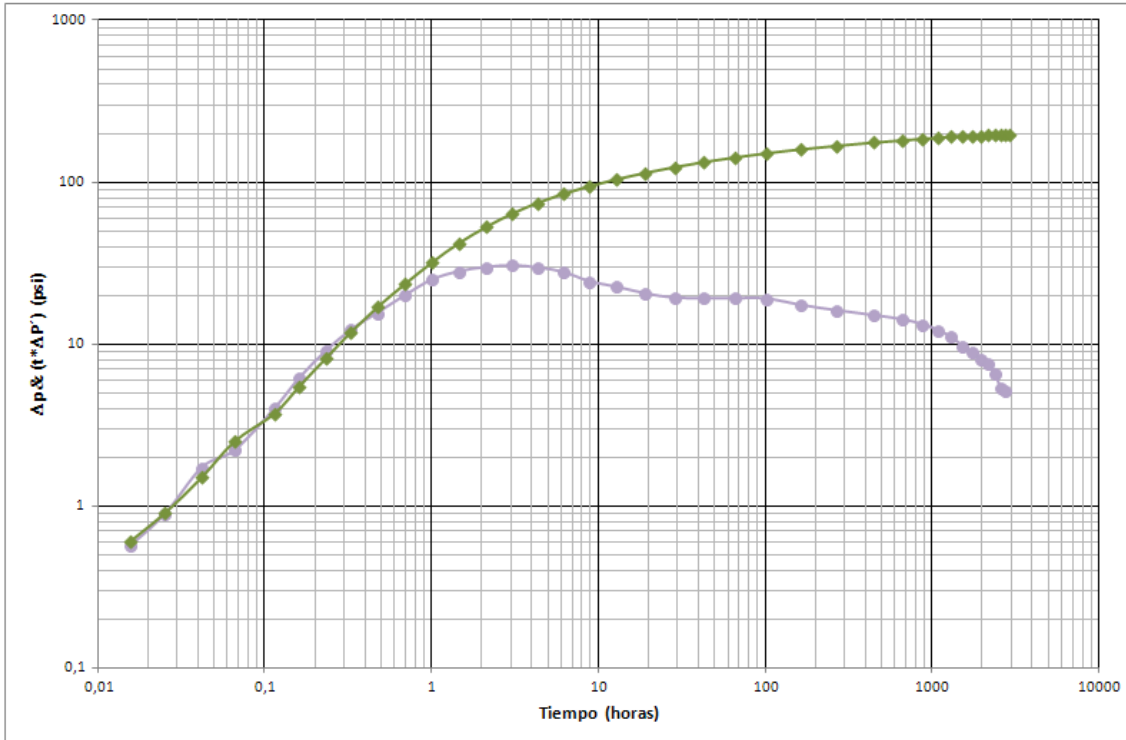
Las gráficas mostradas a continuación representan la presión y la derivada de la presión para algunos de los pozos del modelo. Estas gráficas fueron obtenidas a partir de la simulación del yacimiento con flujo multifásico y medio homogéneo.

Figura 64. Gráfica de la presión y la derivada de la presión para el pozo 1.



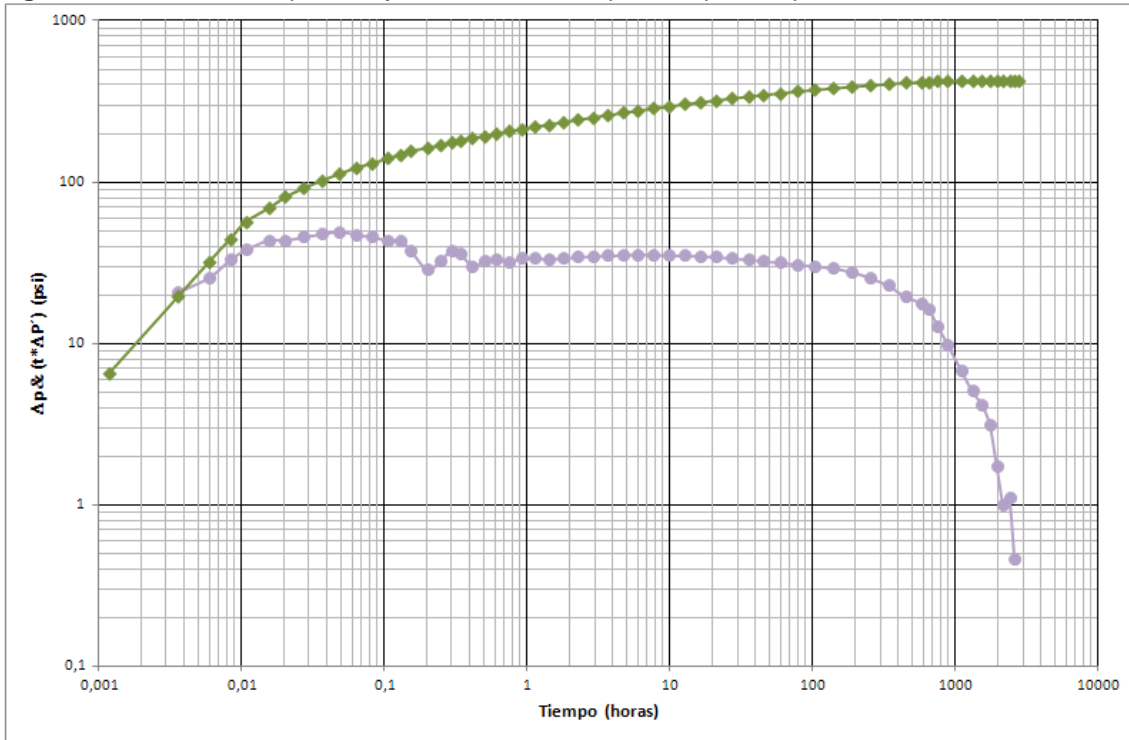
Fuente: Los autores.

Figura 65. Gráfica de la presión y la derivada de la presión para el pozo 2.



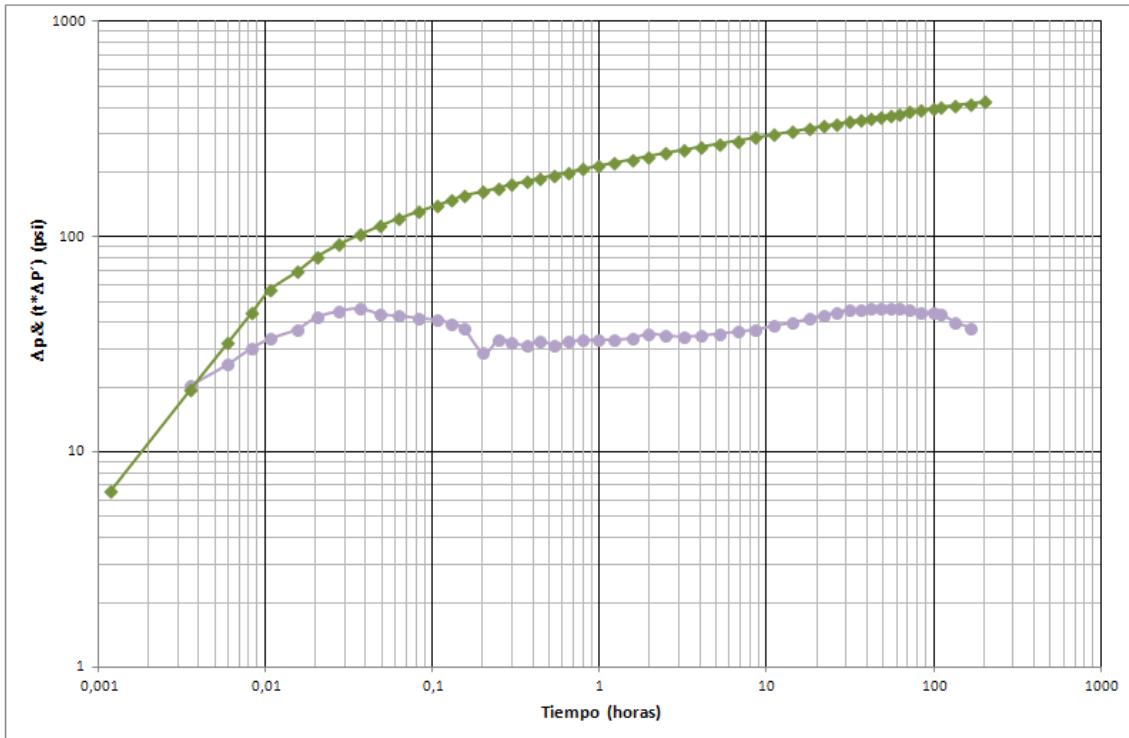
Fuente: Los autores.

Figura 66. Gráfica de la presión y la derivada de la presión para el pozo 5.



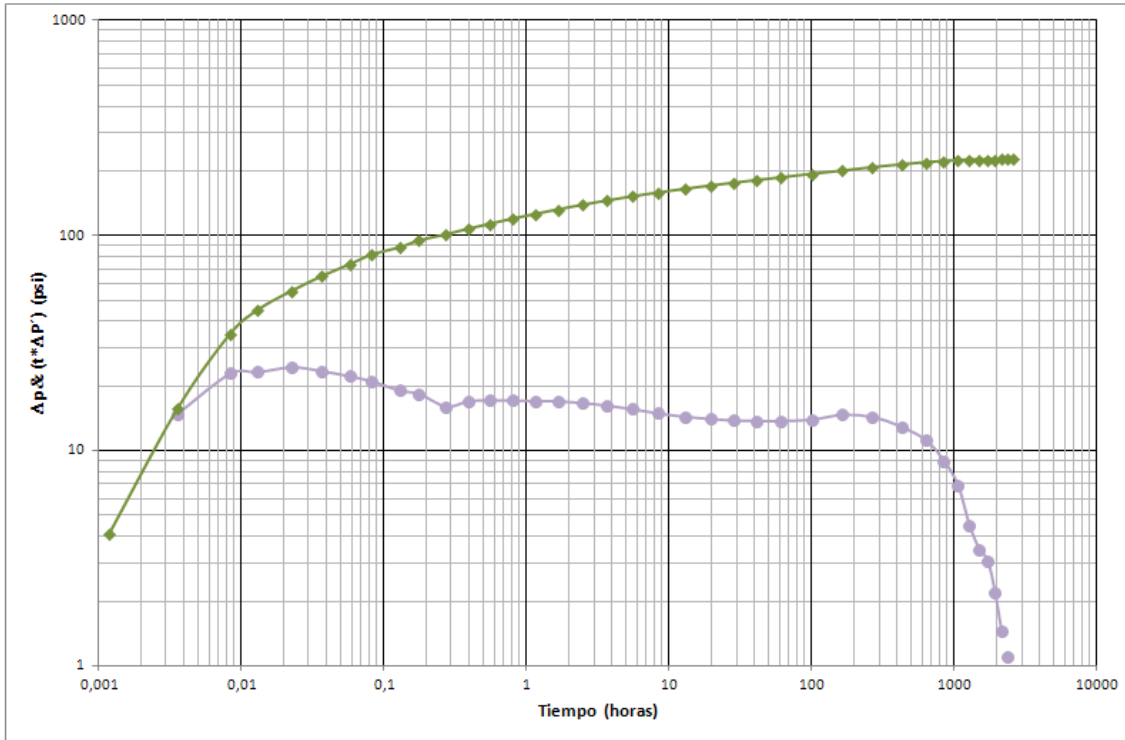
Fuente: Los autores.

Figura 67. Gráfica de la presión y la derivada de la presión para el pozo 7.



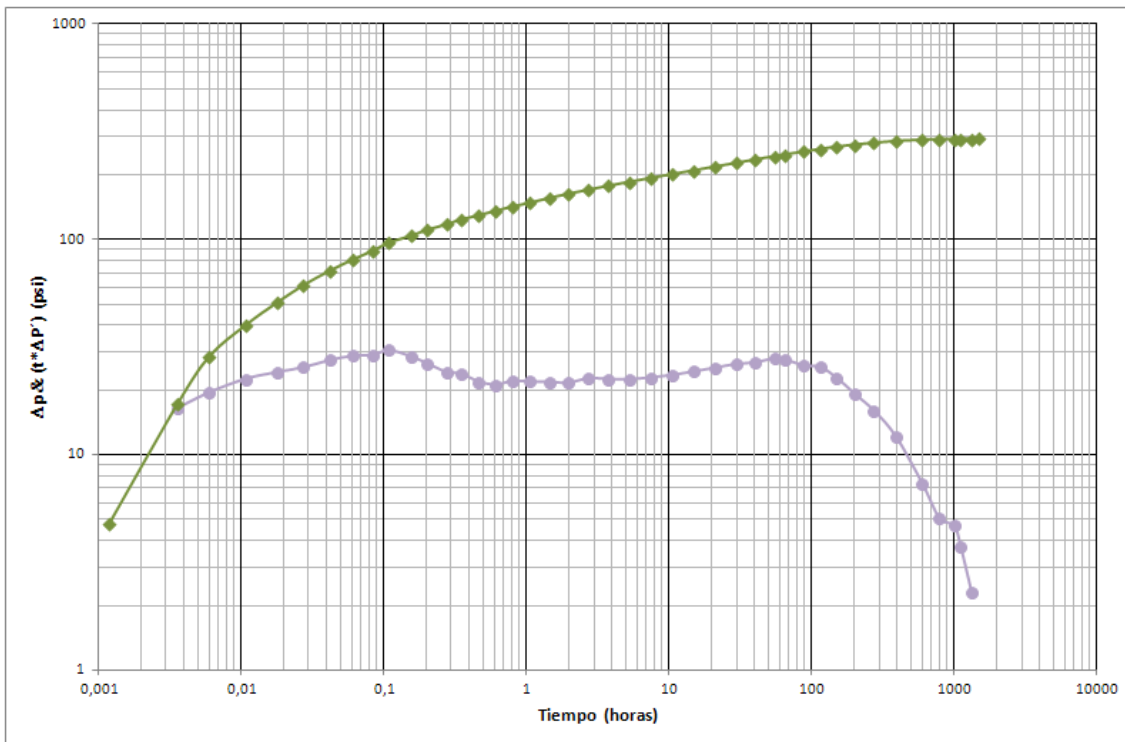
Fuente: Los autores.

Figura 68. Gráfica de la presión y la derivada de la presión para el pozo 8.



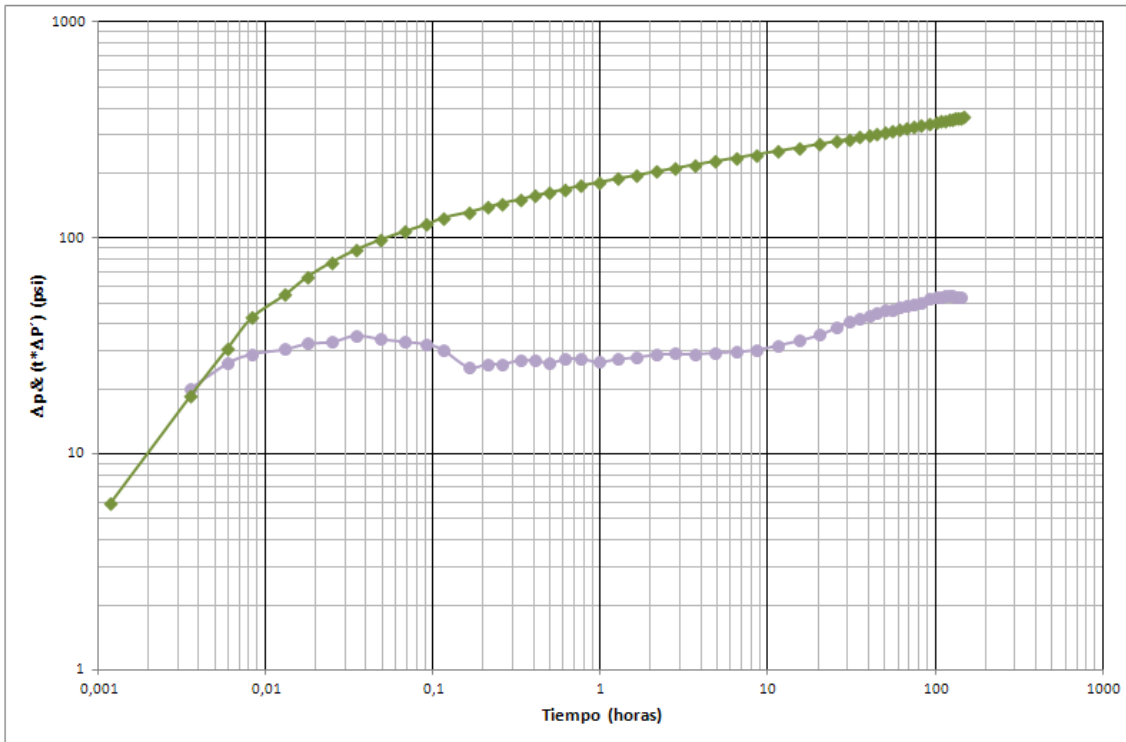
Fuente: Los autores.

Figura 69. Gráfica de la presión y la derivada de la presión para el pozo 9.



Fuente: Los autores.

Figura 70. Gráfica de la presión y la derivada de la presión para el pozo 13.



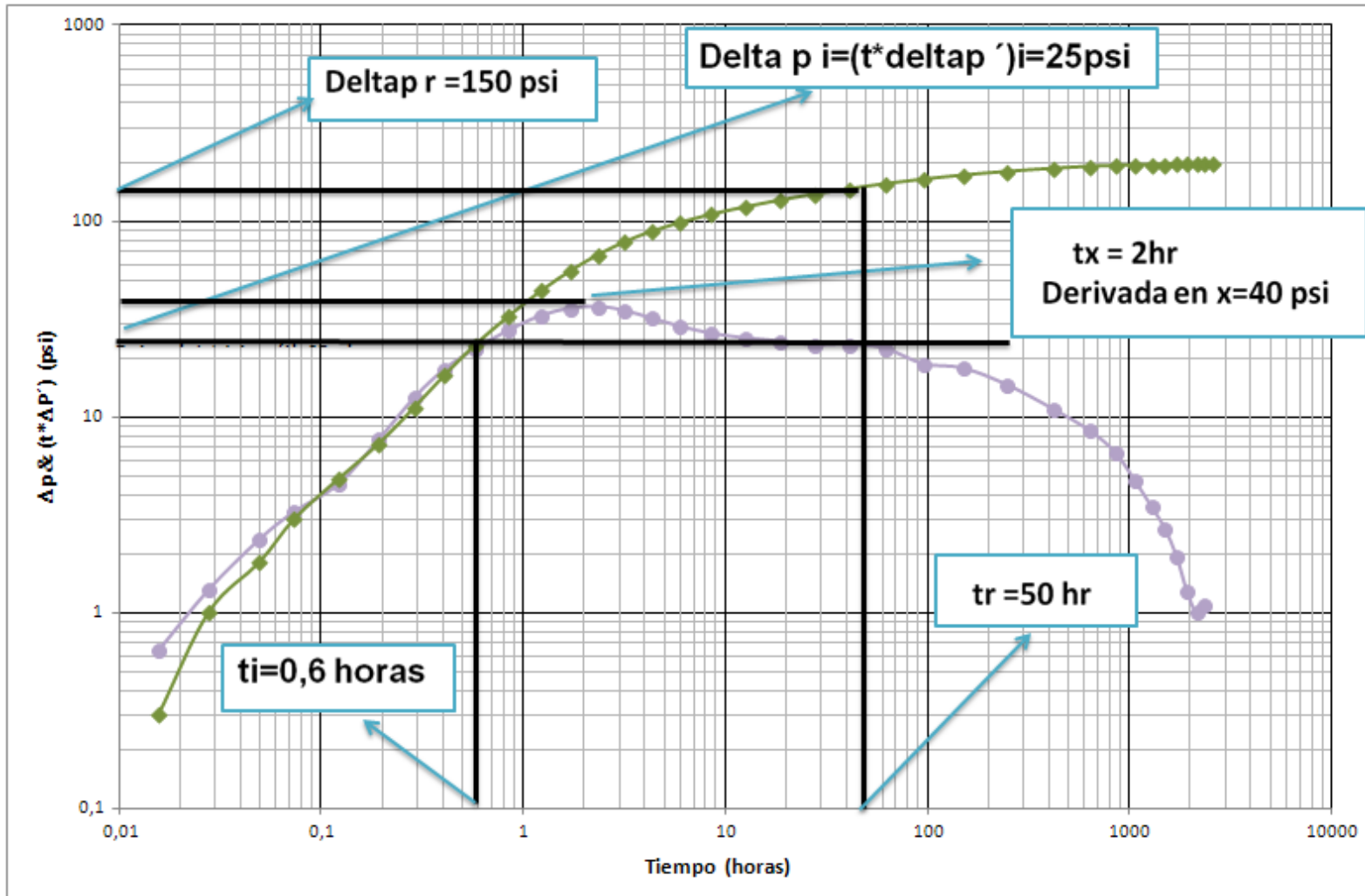
Fuente: Los autores.

4.3.2. Interpretación de las pruebas de presión

Como se mencionó anteriormente, la metodología a usar para el análisis de pruebas de presión en yacimientos homogéneos con flujo multifásico es la síntesis directa de Tiab¹ modificada para este caso. A continuación se puede visualizar la gráfica del delta de presión y la derivada de la presión para el pozo 1.

1. ESCOBAR, F.; MONTEALEGRE, M. "Application of TDS technique to multiphase flow". Universidad Surcolombiana de Neiva, 2008.

Figura 71. Presión y derivada de la presión para un yacimiento multifásico.



Fuente: Los autores.

La figura 71 es indispensable para la interpretación de las pruebas de presión en yacimientos con flujo multifásico ya que de ella se obtienen los valores necesarios para realizar los cálculos para encontrar la permeabilidad, el daño y el coeficiente de almacenamiento.

La tabla 20 contiene las propiedades que se deben tener en cuenta para analizar este tipo de yacimientos.

Tabla 20. Datos para los cálculos en el yacimiento multifásico.

Parámetro	Valor	Unidades
Tasa de aceite, Q_o	300	BPD
Tasa de agua, Q_w	250	BPD
Tasa de gas, Q_g	213.732	BPD
Tasa total, Q_{total}	763.732	BPD
Factor volumétrico de formación del aceite, B_o	1.056	RB/STB
Factor volumétrico de formación del agua, B_w	1.01307	RB/STB
Factor volumétrico de formación del gas, B_g	0.0085	RB/STB
Viscosidad del aceite, μ_o	100	cP
Viscosidad del agua, μ_w	0.47184	cP
Viscosidad del gas, μ_g	0.01246	cP
Viscosidad total, μ_{total}	100.4843	cP
Espesor, h	345	ft
Compresibilidad total, c_t	3.002e-5	psi ⁻¹
Derivada en r	25	psi
Radio del pozo, r_w^2	0.0625	inch ²
Porosidad	20	%

Fuente: Los autores.

Para realizar los cálculos de los parámetros, se deben leer algunos valores de la figura 71. A continuación se pueden observar en la tabla 21 estos valores.

Tabla 21. Datos leídos de la gráfica de la derivada de presión.

Parámetro	Valor	Unidades
ti	0.6	Horas
Δp en i	25	psi
Derivada en i	25	psi
tx	2	Horas
Derivada x	40	psi
Δp en r	150	psi
tr	50	Horas

Fuente: Los autores.

Una vez se hayan leído los valores de la gráfica, se procede a calcular el coeficiente de almacenamiento, la permeabilidad y el daño respectivamente.

Cálculo del coeficiente de almacenamiento:

$$C = \frac{0.01488 q_t t_x}{(t * \Delta P')_x + (t * \Delta P')_r} \quad (110)$$

Reemplazando en la ecuación 110 se tiene:

$$C = \frac{0.01488 * (763.732) * (2)}{(40 + 25)}$$

$$C = 0.3496 \text{ STB/psi}$$

Cálculo de la permeabilidad:

$$k = \frac{165C}{ht_i} \mu_t \quad (111)$$

Reemplazando en la ecuación 111 se obtiene:

$$k = \frac{165 * 0.3496}{345 * 0.6} * 100.48$$

$$k = 333.54$$

Cálculo del factor de daño:

$$s = 0.921 \left(\frac{(t * \Delta P')_x}{(t * \Delta P')_i} \right)^{1.1} - 0.5 \ln \left(\frac{0.8935 C}{\phi h c_t r_w^2} \right) \quad (112)$$

Reemplazando en 112 se tiene:

$$s = 0.921 \left(\frac{40}{25} \right)^{1.1} - 0.5 \ln \left(\frac{0.8935 * 0.3496}{0.2 * 345 * 0.000003002 * 0.0625} \right)$$

$$s = -2.34$$

El cálculo de los parámetros para los otros 12 pozos se hace de igual manera como se representó anteriormente. En la tabla 22 se pueden visualizar los parámetros encontrados para cada uno de los pozos.

Tabla 22. Resultados para los pozos en el yacimiento monofásico.

Pozo	Permeabilidad (mD)	Factor de daño real	Factor de daño hallado (S)	Coefficiente de almacenamiento STB/psi
1	333,5423	0	-2,34908	0,3496
2	300,9951	2	0,3211	0,4326
3	315,1545	0	-2,4459	0,3259
4	299,5453	3	1,6488	0,2226
5	318,4899	4	2,125	0,1545
6	320,556	3	1,5589	0,1122
7	301,4569	2	-0,1559	0,3541
8	319,1156	4	2,6659	0,2311
9	315,2236	1	-1,2269	0,3115
10	303,3669	3	1,22369	0,2471
11	317,4456	2	0,2326	0,3966
12	308,6659	1	-3,1545	0,3009
13	316,5558	4	2,5889	0,4567

Fuente: Los autores.

Para tener una mejor comprensión de la diferencia entre los valores encontrados durante esta prueba y los valores encontrados para el yacimiento homogéneo con flujo monofásico, se plantea una tabla que contiene los porcentajes de error con respecto a este yacimiento.

Tabla 23. Porcentajes de error para el yacimiento multifásico.

Pozo	Porcentaje de error para la permeabilidad	Porcentaje de error para el daño
1	9,35813115	-----
2	1,31308197	83,945
3	3,32934426	-----
4	1,78842623	45,04
5	4,42291803	46,875
6	5,10032787	48,0366667
7	1,16167213	107,795
8	4,62806557	33,3525
9	3,352	222,69
10	0,53544262	59,2103333
11	4,08052459	88,37
12	1,20193443	415,45
13	3,78878689	35,2775

Fuente: Los autores.

5. COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS

5.1 COMPARACIÓN DE LOS PARÁMETROS

La realización de las pruebas de restauración de presión en los yacimientos tratados durante el estudio, tenía el propósito de investigar metodologías desarrolladas para tratar los casos propuestos, como son la presencia de flujo multifásico y la presencia de estratos en el yacimiento. Igualmente, pretendían identificar la influencia que las modificaciones aplicadas al yacimiento original ejercían sobre el análisis de las pruebas como tal y la importancia de considerarlas o no, además del hecho de comparar los procedimientos que se tuvieron en cuenta para cada metodología y por supuesto los resultados obtenidos a partir de ellas. Esta comparación es posible hacerla gracias a las propiedades que comparten los yacimientos entre sí, tomando como punto de referencia el yacimiento que se obtuvo mediante la homogeneización de las propiedades del modelo conceptual inicial.

Permeabilidad

La comparación de los resultados obtenidos, a través de las diferentes técnicas, inicia con el estudio de la tabla 24, la cual presenta las permeabilidades que fueron calculadas para cada uno de los pozos, así como el error absoluto que presentaron con respecto al valor real del yacimiento homogéneo (305 mD), error que como se puede observar en el caso del yacimiento homogéneo no supera el valor de 2 % marcando el correcto desarrollo del método y la calidad de los datos que se obtienen en el simulador. Tanto los ascensos de presión como los intervalos de tiempo que fueron seleccionados, cobran gran importancia en el trazado de las gráficas, debido a la sensibilidad que la derivada de la presión sufre, incluso con pequeñas variaciones.

- Los valores de permeabilidad resultado de los cálculos, pueden considerarse correctos partiendo de la definición como tal de la propiedad, la cual indica la capacidad que posee la roca para permitir el flujo de fluidos a través de los poros de la formación, lo que revela que no hay factores que distorsionen las pruebas y causen un desvío en ellos.
- La permeabilidad hallada a través de las tres metodologías presentó un bajo porcentaje de error, corroborando la consideración correcta de variables para emplear en cada escenario, así como los procesos realizados en cada una de las metodologías implementadas, extendiendo así lo que varios autores han propuesto para casos teóricos o relativamente más sencillos.

Tabla 24. Comparación de resultados para la permeabilidad.

Pozo	K Homogéneo (mD)	Error en K %	K Multifásico (mD)	Error en K %	k Heterogéneo (mD)	Error en k %
1	308,12588	1,024878689	333,5423	9,358131148	306,5363	0,005037049
2	309,60065	1,508409836	300,9951	1,313081967	305,4133	0,001355082
3	307,44231	0,800757377	315,1545	3,329344262	304,2903	0,002326885
4	305,01349	0,004422951	299,5453	1,78842623	303,1673	0,006008852
5	308,11352	1,02082623	318,4899	4,422918033	302,0443	0,00969082
6	309,58829	1,504357377	320,556	5,100327869	303,2743	0,005658033
7	307,42995	0,796704918	301,4569	1,161672131	304,5243	0,001559672
8	305,00113	0,000370492	319,1156	4,628065574	305,7743	0,002538689
9	306,22477	0,401563934	315,2236	3,352	307,0243	0,006637049
10	307,44841	0,802757377	303,3669	0,535442623	308,2743	0,01073541
11	308,67205	1,20395082	317,4456	4,08052459	309,5243	0,01483377
12	309,89569	1,605144262	308,6659	1,201934426	310,7743	0,018932131
13	311,11933	2,006337705	316,5558	3,788786885	312,0243	0,023030492

Fuente: Los autores.

Factor de daño

A diferencia de los resultados positivos observados en la determinación de la permeabilidad, el daño no obtuvo datos tan satisfactorios como se esperaba. En la tabla 25, se observan los diferentes valores de daño obtenidos para cada pozo, en contraste con el valor asignado para cada uno de ellos en la simulación, en la cual se visualiza un porcentaje de error considerable en muchos de los casos, salvo en el caso del yacimiento homogéneo, el cual mantuvo su correcto desarrollo y resultados. Para los dos casos en que los resultados no fueron los esperados existen factores que pueden influir en su comportamiento, que hacen distorsionar el valor, en comparación con el esperado.

- En el yacimiento que presenta flujo multifásico, una de las causas que podrían hacer que el factor de daño varíe, es la presencia de gas en las inmediaciones del pozo, ya que esta saturación de fluido contiene propiedades favorables como su viscosidad que es menor que la viscosidad del aceite y del agua, esto hará que el gas ingrese con mayor facilidad al pozo con respecto a los demás fluidos generando un factor de daño menor al asignado. Esto es un inconveniente porque se le pueden dar tratamientos al pozo erróneos o se puede considerar que el pozo esté estimulado cuando en realidad está dañado.
- Otro factor a considerar en este tipo de yacimientos es la presencia de los tres fluidos que saturan el yacimiento, que pueden afectar la presión en la cara del pozo al tratar de atravesar una permeabilidad diferente a la que experimentó en yacimiento, y ya que el daño está asociado a la diferencia de presión causada por esta variación de permeabilidad, el daño obtenido debe ser diferente al observado con un solo fluido en yacimiento.

- En el yacimiento estratificado se observa un error importante en el factor de daño, lo que deberá ser consecuencia de sus características, como son sus diferentes permeabilidades, y ya que en la cara de pozo se tendrán las mismas propiedades mecánicas, la diferencia de presión que experimentará el fluido al atravesar la zona dañada, que aunque es la misma para todo el pozo, para cada valor de permeabilidad será diferente el delta de presión por la presencia de los estratos, lo que se convertirá en un factor de daño diferente, transformando en inútil el factor de daño hallado para todo el espesor, ya que este valor no será representativo de lo que ocurre en cada capa.

Tabla 25. Comparación de resultados para el daño.

Pozo	Daño real	Daño Homogéneo	Error en S %	Daño Multifásico	Error en S %	Daño Heterogéneo	Error en S %
1	0	0,29263	-----	-2,34908	-----	-0,19	-----
2	2	2,48536	0,24268	0,3211	83,945	1,2	40
3	0	0,33324	-----	-2,4459	-----	1,9	-----
4	3	2,887669	0,037443667	1,6488	45,04	2,87	4,333333333
5	4	3,778621	0,05534475	2,125	46,875	3,355	16,125
6	3	2,842256	0,052581333	1,5589	48,03666667	2,2323	25,59
7	2	1,77763	0,111185	-0,1559	107,795	-0,1559	107,795
8	4	3,96564	0,00859	2,6659	33,3525	5,32	33
9	1	1,45233	0,45233	-1,2269	222,69	4,656	365,6
10	3	2,88112	0,039626667	1,22369	59,21033333	2,00001	33,333
11	2	1,854312	0,072844	0,2326	88,37	-2,233	211,65
12	1	0,84427	0,15573	-3,1545	415,45	4,323	332,3
13	4	3,95514	0,011215	2,5889	35,2775	1,6565	58,5875

Fuente: Los autores.

Coefficiente de almacenamiento

El siguiente parámetro evaluado fue el almacenamiento que, como se observa en la tabla 26, es diferente en los tres casos, lo que implica diferencias entre los tres yacimientos con respecto a este factor. Como se ha discutido anteriormente, el yacimiento homogéneo representará los valores de referencia para el coeficiente de almacenamiento, puesto que los valores de permeabilidad y daño encontrados en las pruebas, en este caso fueron muy cercanos al valor asignado para el yacimiento homogéneo.

- Dado que el coeficiente de almacenamiento depende directamente del líquido presente en el pozo, para el caso de los yacimientos multifásicos, la presencia de fluidos con propiedades diferentes, como su densidad, implicará que el líquido que llena el pozo sea diferente al que se presenta con solo aceite, ya que el gas que ocupa espacio en el pozo no interfiere en el almacenamiento, y adicionalmente el agua cambiara las propiedades de ese líquido lo que determina un nuevo coeficiente de almacenamiento el cual no es el mismo al hallado para el yacimiento homogéneo.
- Para el caso en que el yacimiento presenta estratificación, los resultados presentan un valor de error considerable, lo que en este caso se debe a la producción diferente en cada capa, motivo por el cual el fluido en el pozo no lo llenara en igual cantidad que cuando se considera una misma producción para todo el espesor resultando en valores diferentes para este parámetro.

Tabla 26. Comparación de resultados para el coeficiente de almacenamiento.

Pozo	C. almacenamiento Hom. STB/psi	C. Almacenamiento Mul. STB/psi	% error en almacenamiento	C. Almacenamiento Het. STB/psi	% error en alm.
1	0,0312	0,3496	10,20512821	0,1355	3,342948718
2	0,0498	0,4326	7,686746988	0,223	3,477911647
3	0,0365	0,3259	7,928767123	0,0999	1,736986301
4	0,0295	0,2226	6,545762712	0,32114	9,886101695
5	0,0564	0,1545	1,739361702	0,76333	12,53421986
6	0,0214	0,1122	4,242990654	0,4896	21,87850467
7	0,0146	0,3541	23,25342466	0,4411	29,21232877
8	0,0485	0,2311	3,764948454	0,4995	9,298969072
9	0,0364	0,3115	7,557692308	0,8889	23,42032967
10	0,5089	0,2471	0,514442916	0,4466	0,122420908
11	0,0254	0,3966	14,61417323	0,79316	30,22677165
12	0,0314	0,3009	8,582802548	0,11554	2,679617834
13	0,0141	0,4567	31,39007092	0,3599	24,5248227

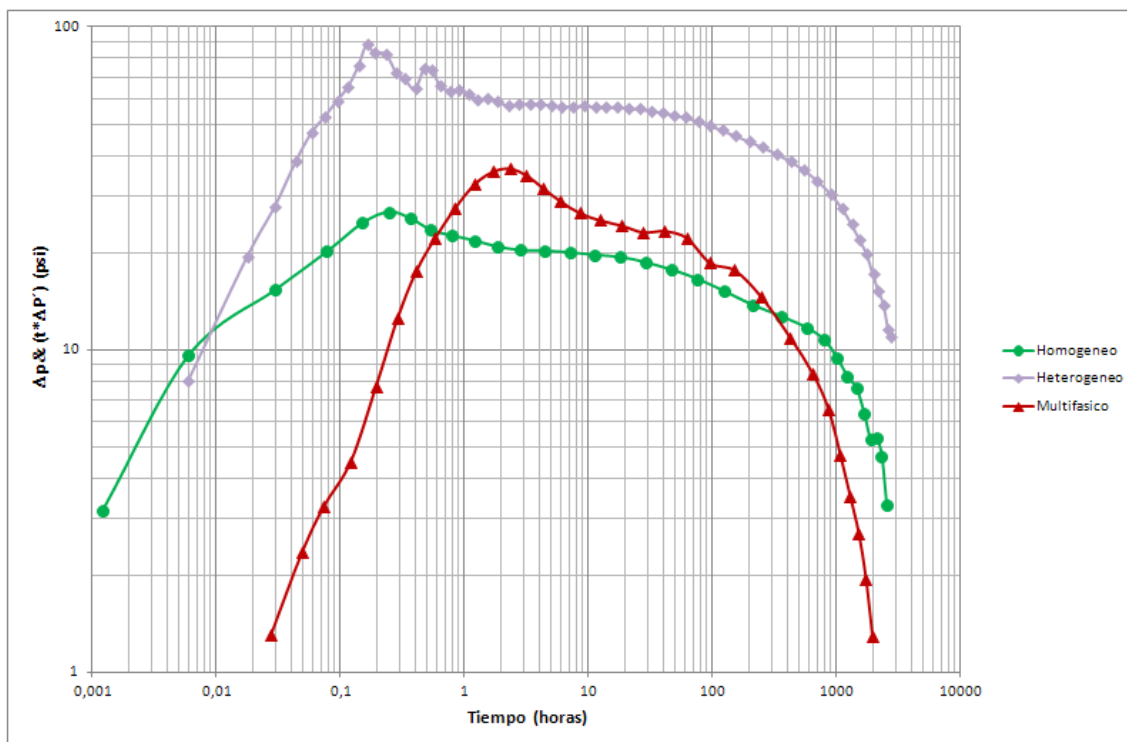
Fuente: Los autores.

5.2 ANÁLISIS DE GRÁFICAS

Una parte fundamental del análisis de pruebas de restauración de presión es el uso de gráficas. A lo largo del estudio realizado se efectuaron gráficas para cada uno de los pozos considerando las tres condiciones mencionadas anteriormente, lo que se traducirá en diferencias en las curvas y en los puntos característicos. Este comportamiento se puede apreciar en las siguientes figuras:

Análisis pozo 1:

Figura 72. Comparación de la derivada de la presión para el pozo 1.



Fuente: Los autores.

Tras observar las gráficas de la derivada de la presión vs el tiempo para los pozos seleccionados, se presentan diferencias evidentes en la forma de las curvas, lo que se traduce en comportamientos diferentes.

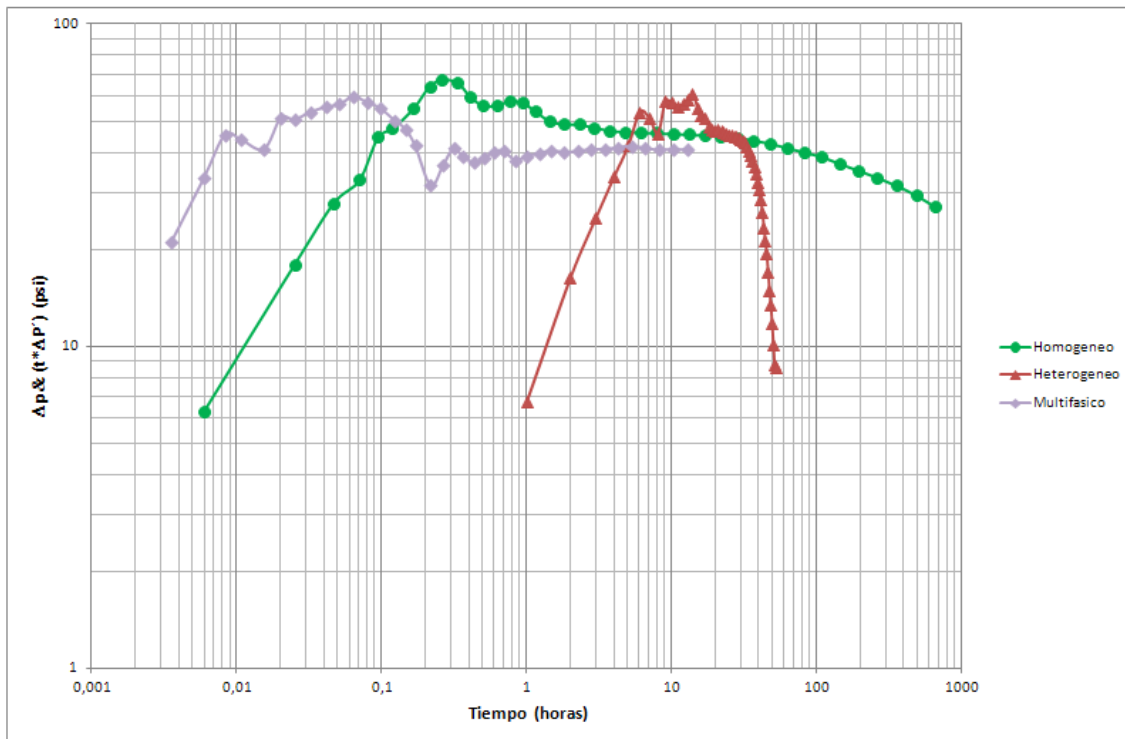
En el caso de la figura 72, en la cual se presenta las gráficas para el pozo 1, ubicado en el centro del yacimiento, muestra tres comportamientos diferentes

debido a la sensibilidad de la derivada, la cual en el caso homogéneo y monofásico presenta un comportamiento similar en la línea de pendiente unitaria, y se aprecia una diferencia mayor para el caso estratificado, lo que refuerza la idea de las diferencias en el almacenamiento, ya que esta zona se debe al almacenamiento puro. Posteriormente el efecto que produce el daño en la joroba también es notoriamente diferente, y en el inicio de los tiempos medios o MTR no se observa el mismo valor aunque los tres gráficos tienden a la presión inicial del yacimiento en tiempos muy similares, esto gracias a que su ubicación es un factor que influye directamente en el tiempo que dura el flujo radial infinito y en el tiempo en que alcanza la presión inicial.

Cabe destacar que esta prueba se corrió en un tiempo extenso, lo que sumado al hecho de que el yacimiento posee una extensión relativamente pequeña, hacen que las curvas tiendan al valor de derivada de la presión de cero lo que se traduce en que la presión se está acercando a la presión inicial.

Análisis pozo 4:

Figura 73. Comparación de la derivada de la presión para el pozo 4.

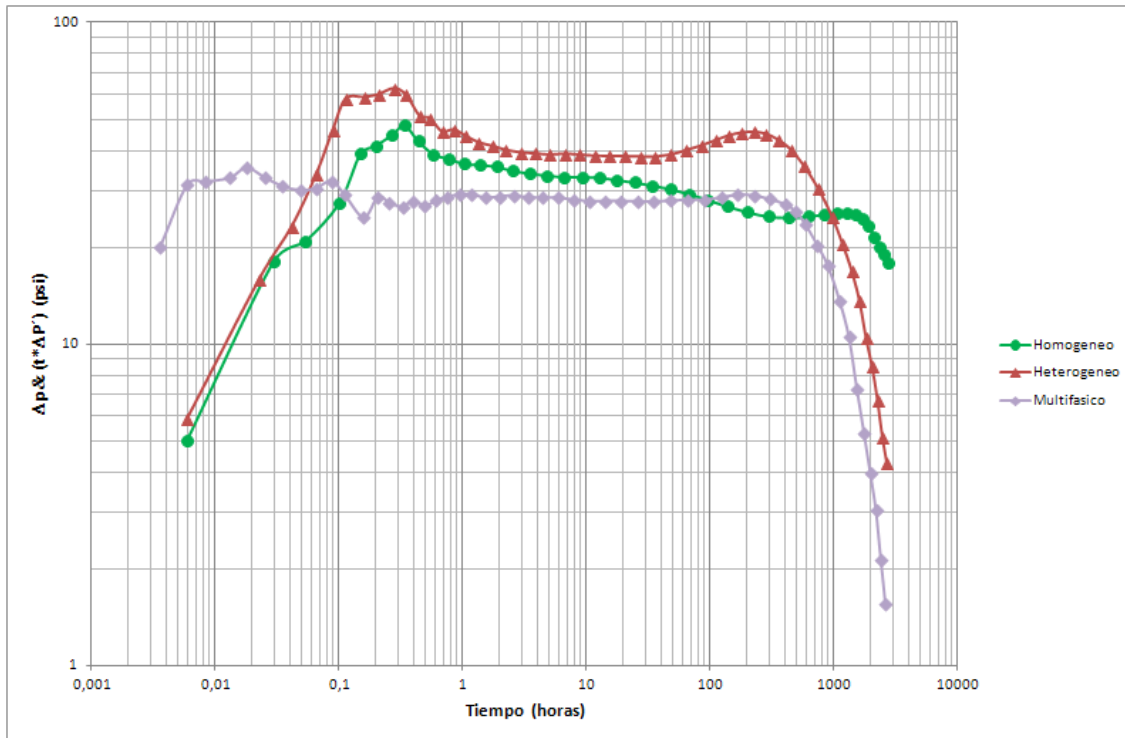


Fuente: Los autores.

Para la figura 73 las tendencias de las curvas presentan mayores diferencias. Esto se le puede atribuir a la tasa mayor a la que opera el pozo en comparación con la tasa a la que opera el pozo 1. Esto podría causar variaciones en el almacenamiento y el daño en el yacimiento estratificado ya que la producción se divide entre las capas, por lo que la presión se puede ver afectada, y gracias a la sensibilidad de la derivada de la presión, la gráfica se comporta de esta manera. Adicionalmente, una vez más se observan grandes diferencias en la joroba producto del almacenamiento y el daño causando en el caso de flujo multifásico el inicio temprano de la gráfica, llenando el pozo a una producción diferente.

Análisis pozo 6:

Figura 74. Comparación de la derivada de la presión para el pozo 6.



Fuente: Los autores.

Finalmente se tiene la figura 74, con referencia al pozo 6, en la cual particularmente se realizó la prueba durante un tiempo más largo que en el resto de las pruebas. Esto hizo posible la identificación de la presencia de un límite cerca al pozo, lo que es cierto gracias a la ubicación conocida que el pozo posee en la simulación del yacimiento, luego del cual tiende a la presión inicial del yacimiento gracias al tiempo en el que se realizó la prueba. Adicionalmente, se aprecian las diferencias mencionadas anteriormente en el periodo de tiempo influenciado por el almacenamiento y el daño.

CONCLUSIONES

- La presencia de gas en una prueba de presión es determinante en el análisis de parámetros como el daño y el coeficiente de almacenamiento.
- La permeabilidad del yacimiento, contrario a lo que se esperaba, no se vio afectada por los diferentes escenarios trabajados.
- Una relación de permeabilidad baja es evidencia de que no se presentará flujo cruzado en las capas y por lo tanto el fluido se mezclará únicamente a través del pozo, afectando parámetros como el daño y el coeficiente de almacenamiento.
- La realización de las pruebas de presión a través de un software es un proceso práctico con el cual se pueden ampliar los conocimientos en esta área ya que ofrece la posibilidad de modelar yacimientos muy similares a los yacimientos que se encuentran usualmente en la industria petrolera.
- Durante la interpretación de las pruebas de presión se deberían considerar la mayor cantidad de datos posibles, para obtener un mejor conocimiento del yacimiento y de esta manera darle el tratamiento más adecuado.
- Un error en los análisis afecta directamente el factor económico, ya que implica, bien sea ignorancia en los parámetros encontrados o por el contrario confianza en datos que no son reales que pueden estar haciendo que el yacimiento no produzca con toda su capacidad.

- Las metodologías existentes para el estudio de análisis de presiones no son suficientes puesto que omiten muchos parámetros del yacimiento que pueden modificar los resultados y por tanto el tratamiento que se le dé al mismo.

RECOMENDACIONES

- Realizar análisis en yacimientos cuya forma sea diferente de un modelo cartesiano, incluyendo modelos radiales, anticlinales, sinclinales, etc., para determinar si es posible obtener la derivada de la presión con estos modelos y para saber de qué manera la forma del yacimiento influencia los parámetros encontrados.
- Implementar la metodología de análisis de presiones para el caso de pruebas de descenso de presión (PDD) para yacimientos heterogéneos por estratificación o con flujo multifásico a través del simulador.
- Extender la aplicación de la síntesis directa de Tiab a yacimientos heterogéneos por estratificación.
- Considerar yacimientos estratificados con rangos de permeabilidad mayores a 100 mD para que las relaciones de permeabilidad sean grandes y de esta manera determinar si se presenta flujo cruzado y si éste afecta los resultados de las pruebas.
- Desarrollar ecuaciones que incluyan tanto heterogeneidad por estratificación como flujo multifásico con el fin de que los parámetros a encontrar sean cada vez más cercanos a los parámetros reales del yacimiento.
- Proponer un modelo cuyo medio sea heterogéneo y anisotrópico para evaluar la influencia de estas propiedades sobre la presión del yacimiento.
- Realizar pruebas de presión para yacimientos naturalmente fracturados y de esta manera evaluar otro tipo de heterogeneidad que se puede presentar en un yacimiento.

- Aplicar el método de análisis de presión desarrollado en IMEX a yacimientos de gas y así determinar la influencia de este fluido en la duración de la prueba.

BIBLIOGRAFÍA

1. AGARWAL, B.; CHEN, H.; RAGHAVAN, R. "Buildup behaviors in commingled reservoir systems with unequal initial pressure distributions: Interpretation". Phillips Petroleum Co.; Texas University, 1992.
2. AHMED, T. "Reservoir engineering handbook". Second edition, 2001.
3. AL-KHALIFAH, A.J.; AZIZ, K.; HORNE, R. "A new approach to multiphase well test analysis". Stanford University, 1987.
4. BOURDAROT, G. "Well testing: Interpretation methods". École du pétrole et des moteurs – IFP School, 1998.
5. BOURDET, D. "Well test analysis: The use of advanced interpretation models". École du pétrole et des moteurs – IFP School, 2002.
6. COBB, W.; RAMEY, H.; MILLER, F. "Well test analysis for wells producing commingled zones". Atlantic Richfield Co.; Stanford University, 1972.
7. COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. "IMEX user's guide". 2009.
8. CRAFT, B.; HAWKINS, M. "Applied petroleum reservoir engineering". Second edition, 1991.
9. CHAUDHRY, A. "Oil well testing handbook". Houston, Texas, 2004.
10. DA PRAT, G. "Introducción al análisis y diseño de pruebas de presión".
11. ECONOMIDES, C.; JOSEPH, J. "A new test for determination of individual layer properties in a multilayered reservoir". Schlumberger Perforating and Testing Center, 1987.

- 12.ESCOBAR, F. “Análisis moderno de pruebas de presión”. Universidad Surcolombiana de Neiva, 2003.
- 13.ESCOBAR, F.; MONTEALEGRE, M. “Application of TDS technique to multiphase flow”. Universidad Surcolombiana de Neiva, 2008.
- 14.HALLIBURTON. “Recopilación técnica, Ingeniería de yacimientos”.
- 15.HORNE, R. “Modern well test analysis, a computer-aided approach”. Stanford University, 1990.
- 16.KUCUK, F.; KARAKAS, M.; AYESTARAN, L. “Well testing and analysis techniques for layered reservoirs”. SPE, Schlumberger Well Services, 1986.
- 17.LARSEN, L. “Determination of skin factor and flow capacities of individual layers in two-layered reservoirs”. Rogaland Research Institute, 1982.
- 18.LEE, J. “Well testing”. SPE Textbook series, Vol 1, 1982.
- 19.MAJEED, A. “Well test analysis of two-layered oil reservoir in commingled flow system” University Engineering and Technology Karachi, 2011.
- 20.MUÑOZ, G. “Estudio del comportamiento del campo shushufindi mediante análisis e interpretación de pruebas de restauración de presión”. Universidad Central del Ecuador, 2010.
- 21.OJEDA, D.; MARIN, J. “Herramienta software para el análisis de pruebas de presión”. Universidad Industrial de Santander, 2012.
- 22.ORTIZ, O. “Presentaciones de clase de análisis de presiones”. Universidad Industrial de Santander, 2012.
- 23.OSORIO, G. “Simulación numérica de yacimientos”.

24. RAGHAVAN, R. "Behavior of wells completed in multiple producing zones". SPE, University of Tulsa, 1989.
25. RAGHAVAN, R. "Well-test analysis for multiphase flow". University of Tulsa, 1989.
26. RAGHAVAN, R.; TOPALOGLU, H.; COBB, W.; RAMEY, H. "Well test analysis for wells producing from two commingled zones of unequal thickness". Amoco production Co.; Turkish petroleum Corp.; Mississippi State University.; Stanford University, 1974.
27. SCHLUMBERGER. "Introduction to well testing". 2006.
28. SPE. "Pressure transient testing". SPE textbook series, 2003.
29. STRELTSOVA, T. "Well testing in heterogeneous formations". Exxon, 1988.
30. VALENCIA, R. "Análisis moderno de pruebas de presión". Escuela Politécnica Nacional, 2008.

ANEXO A

Esta sección del libro contiene una data para un yacimiento homogéneo con flujo monofásico. Este yacimiento posee únicamente un pozo, el cuál es producido por tres meses y es probado por 4 meses más.

Las keywords claves para simular una prueba de presión se encuentran en 3 de las 7 secciones que componen una data: I/O Section, Numerical Controls y Well Data Section. A continuación se explica la función de dichas Keywords dependiendo de la sección en la que se encuentren:

- **I/O Section:**

OUTPRN GRID PRES: La función de esta keyword es permitir la impresión de la presión en cada paso de tiempo que el simulador registre en el archivo de salida (.out).

OUTPRN WELL RESERVOIR: Esta keyword permite imprimir en el archivo de salida (.out) la tasa de gas, de petróleo y agua que se produce en yacimiento.

- **Numerical Controls:**

MAXSTEPS: Su función es controlar el máximo número de pasos de tiempo que el programa debe simular. Esta keyword es variable y depende del tiempo que se requiera producir el pozo antes del cierre.

DTMAX: Indica el paso de tiempo máximo que el simulador puede asumir.

DTMIN: Indica el paso de tiempo mínimo que el simulador puede asumir.

NORM PRESS: Su función es controlar los ascensos de presión que el simulador debe registrar cuando se está corriendo la prueba. El valor que se indique en esta Keyword será el máximo valor que el simulador podrá aumentar de presión durante la prueba, es decir, las lecturas de la presión en el archivo de salida deben estar separadas como máximo por este dato.

- **Well Data Section:**

DTWELL: Es el primer paso de tiempo que el simulador asume después de que un pozo es definido o después de que se realiza un cambio en el estatus del pozo.

OPERATE MAX STL 100000. CONT: Este comando representa la restricción por la que es gobernado el pozo durante la prueba de ascenso de presión. La restricción STL 100000 indica que el pozo debe detenerse cuando la producción de líquidos llegue a 100000 STB/Día, cosa que no es muy factible que suceda, por lo tanto puede controlar el pozo sin temor a una interrupción durante la prueba.

OPERATE MAX STO 300. CONT: Este comando es muy importante para una prueba de ascenso de presión, puesto que controla la tasa de producción del pozo, que es una de las condiciones para que una prueba PBU sea exitosa.

Alter 'prod-1' 1.: Este comando es el que representa el cierre del pozo para comenzar el ascenso de presión ya que condiciona al pozo a producir a una tasa de 1 STB/Día, lo que lo convierte prácticamente en un cierre.

A continuación se presenta la data para el análisis de una prueba de presión PBU con un pozo en el centro del yacimiento.

*** I/O Section**

TITLE1 'Egipto PBU'

INUNIT FIELD

WSRF WELL 1

WSRF GRID TIME

WSRF SECTOR TIME

OUTSRF WELL LAYER NONE

OUTSRF RES ALL

OUTSRF GRID SO SG SW PRES OILPOT BPP SSPRES WINFLUX

WPRN GRID 0

OUTPRN GRID PRES

OUTPRN RES NONE

OUTPRN WELL LAYER

OUTPRN WELL RESERVOIR

**\$ Distance units: ft

RESULTS XOFFSET 0.0000

RESULTS YOFFSET 0.0000

RESULTS ROTATION 0.0000 **\$ (DEGREES)

RESULTS AXES-DIRECTIONS 1.0 -1.0 1.0

*** Reservoir Description**

GRID VARI 35 35 15

KDIR DOWN

DI IVAR

35*40

DJ JVAR

35*40

DK ALL

1225*34 1225*15 1225*18 1225*17 1225*20 1225*19 1225*14 1225*34 1225*41

1225*21 1225*17 1225*12 1225*32 1225*23 1225*28

DTOP

1225*4903

**\$ Property: NULL Blocks Max: 1 Min: 1

**\$ 0 = null block, 1 = active block

NULL CON 1

**\$ Property: Porosity Max: 0.2 Min: 0.2

POR CON 0.2

**\$ Property: Permeability I (md) Max: 305 Min: 305

PERMI CON 305

PERMJ EQUALSI / 2

PERMK EQUALSI / 4

**\$ Property: Pinchout Array Max: 1 Min: 1

**\$ 0 = pinched block, 1 = active block

PINCHOUTARRAY CON 1

PRPOR 2500

CPOR 3.2e-006

*** Fluid properties.**

MODEL BLACKOIL

TRES 150

PVT EG 1

**\$	p	Rs	Bo	Eg	viso	visg	co
	14.696	1.85776	1.04059	4.80875	50.3004	0.0126081	3e-005
	97.0496	7.11954	1.04231	32.015	46.8576	0.012662	3e-005
	179.403	13.2265	1.0443	59.6617	43.3298	0.0127345	3e-005

261.757	19.8717	1.04649	87.7484	39.9696	0.0128193	3e-005
344.11	26.9239	1.04882	116.273	36.857	0.0129145	3e-005
426.464	34.3081	1.05127	145.232	34.0125	0.0130189	3e-005
508.818	41.9744	1.05384	174.618	31.4317	0.0131319	3e-005
591.171	49.8876	1.05649	204.424	29.0984	0.0132533	3e-005
673.525	58.0208	1.05924	234.636	26.9921	0.0133827	3e-005
755.878	66.353	1.06207	265.24	25.0912	0.0135201	3e-005
838.232	74.8674	1.06498	296.219	23.3744	0.0136653	3e-005
920.586	83.55	1.06797	327.552	21.8221	0.0138182	3e-005
1002.94	92.3889	1.07102	359.213	20.4163	0.0139788	2.8278e-005
1085.29	101.374	1.07414	391.175	19.1408	0.014147	2.55109e-005
1167.6	110.497	1.07733	423.406	17.9813	0.0143226	2.31902e-005
1250	119.75	1.08058	455.871	16.9251	0.0145057	2.12193e-005
1700	172.342	1.09935	635.602	12.545	0.01563	1.42216e-005
2150	227.85	1.1197	813.817	9.72365	0.0169353	1.04821e-005
2600	285.777	1.14146	983.403	7.80631	0.0183659	8.19092e-006
3050	345.783	1.16452	1139.55	6.44388	0.019861	6.65923e-006
3500	407.62	1.18878	1280.29	5.43947	0.0213693	5.57123e-006

BWI 1.01307

CVW 0.0001712

**\$ Property: PVT Type Max: 1 Min: 1

PTYPE CON 1

CW 2.92981e-006

DENSITY OIL 59.8286

DENSITY WATER 62.0261

REFPW 2800

VWI 0.47184

GRAVITY GAS 0.63

*** Relative permeability data.**

ROCKFLUID

RPT 1

SWT

**\$	Sw	krw	krow
	0.3	0	0.72
	0.321875	0.00078125	0.632813
	0.34375	0.003125	0.55125
	0.365625	0.00703125	0.475312
	0.3875	0.0125	0.405
	0.409375	0.0195312	0.340312
	0.43125	0.028125	0.28125
	0.453125	0.0382813	0.227813
	0.475	0.05	0.18
	0.496875	0.0632812	0.137813
	0.51875	0.078125	0.10125
	0.540625	0.0945313	0.0703125
	0.5625	0.1125	0.045
	0.584375	0.132031	0.0253125
	0.60625	0.153125	0.01125
	0.628125	0.175781	0.0028125
	0.65	0.2	0

SLT

**\$	Sl	krq	krog
	0.65	0.1	0
	0.670625	0.0878906	0.0028125
	0.69125	0.0765625	0.01125
	0.711875	0.0660156	0.0253125
	0.7325	0.05625	0.045
	0.753125	0.0472656	0.0703125
	0.77375	0.0390625	0.10125
	0.794375	0.0316406	0.137813
	0.815	0.025	0.18

0.835625	0.0191406	0.227813
0.85625	0.0140625	0.28125
0.876875	0.00976562	0.340312
0.8975	0.00625	0.405
0.918125	0.00351562	0.475312
0.93875	0.0015625	0.55125
0.959375	0.000390625	0.632813
0.98	0	0.72

*** Initialize reservoir.**

INITIAL

VERTICAL DEPTH_AVE WATER_OIL_GAS EQUIL

REFDEPTH 5100

REFPRES 2800

DWOC 6003

DGOC 4830

GOC_PC 0

WOC_PC 0

DATUMDEPTH 2800 INITIAL

**\$ Property: Bubble Point Pressure (psi) Max: 1250 Min: 1250

PB CON 1250

**\$ Property: Oil Saturation Max: 0.78 Min: 0.78

SO CON 0.78

**\$ Property: Water Saturation Max: 0.22 Min: 0.22

SW CON 0.22

*** Numerical controls.**

NUMERICAL

MAXSTEPS 90000

DTMAX 9.00

DTMIN 0.00001

NORM PRESS 15

*** Well data section.**

RUN

DATE 1901 1 1

DTWELL 0.001

**\$

WELL 'prod-1'

PRODUCER 'prod-1'

OPERATE MAX STL 100000. CONT

OPERATE MIN BHP 500. STOP

OPERATE MAX STO 300. CONT

**\$ rad geofac wfrac skin

GEOMETRY K 0.25 0.37 1. 0.

PERF GEOA 'prod-1'

**\$

DATE 1901 2 1.00000

DATE 1901 3 1.00000

DATE 1901 4 1.00000

DATE 1901 4 2.000417

DTWELL 5e-005

Alter 'prod-1'

1.

DATE 1901 8 2.000417

STOP