

**Metodología para el cálculo de parámetros operacionales y seguimiento del
comportamiento del potencial de los pozos productores en tiempo real en el campo Dorotea**

Luis Fernando Córdoba Salazar

Trabajo de grado para optar por el título de Magister en Ingeniería de Petróleos y Gas

Director

Samuel Fernando Muñoz Navarro

MSc. en Ingeniería de Hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Maestría en Ingeniería de Petróleos y Gas

Bucaramanga

2019

Dedicatoria

A DIOS Por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud para lograr mis objetivos, además de su infinita bondad y amor.

A MI FAMILIA Por compartir momentos significativos conmigo y por estar siempre dispuestos a escucharme y ayudarme en cualquier momento.

A MI MADRE Y HERMANAS Por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, sus valores, por la motivación la perseverancia constante que me ha permitido ser una persona de bien, para salir adelante pero más que nada, por su amor.

A MIS MAESTROS su gran apoyo y motivación para la culminación de nuestros estudios profesionales y para la elaboración de esta tesis; por su tiempo compartido y por impulsar el desarrollo de nuestra formación profesional.

Contenido

	Pág.
Introducción	14
1. Contexto problemático del cálculo de producción en tiempo real.....	15
1.1 Descripción del problema	15
1.2 Objetivos	16
1.2.1 Objetivo General.....	16
1.2.2 Objetivos Específicos.....	16
1.3 Justificación	17
2. Marco de Referencia	18
2.1 Antecedentes investigativos.....	18
2.2 Marco teórico - conceptual	21
2.2.1 Fundamentos Mecánica de fluidos. (Mott, 2006)	21
2.2.2 Perfil de Presiones a lo largo del Sistema de Producción. (Beggs, 2002)	22
2.2.3 Drawdown Pressure (PR - PWF). (Beggs, 2002)	23
2.2.4 Ecuaciones de flujo de fluidos en el yacimiento. (Beggs, 2002)	23
2.2.5 IPR Compuesto. (Beggs, 2002)	24
2.2.6 Análisis Nodal.....	24
2.2.7 Pruebas de pozos.....	25
2.2.8 Curvas de Declinación.	26

2.3 Marco Práctico	29
2.3.1 Contrato de exploración y geología	29
2.3.2 Información de geología y desarrollo del campo Dorotea	30
2.3.3 Registros Eléctricos y Side Wall Cores.	30
2.4 Producción para el primer semestre del año 2016 del campo Bloque Dorotea	31
2.5 Producción Bloque Dorotea	32
2.6 Parámetros operacionales influyentes en el seguimiento y control de producción	33
2.7 Conceptos fundamentales de desempeño de producción de pozos.....	33
2.8 Elementos en un proceso de producción de petróleo.....	34
2.9 Modelo de flujo en el yacimiento	36
2.10 Flujo de una sola fase.....	38
2.11 Índice de productividad (J)	40
2.12 Flujo bifásico	42
2.13 IPR Compuesto	42
2.14 Presión en cabeza y Temperatura en cabeza.	43
2.14.1 Modelos de declinación	44
2.14.2 Modelo de Declinación exponencial.....	49
2.14.3 Modelo de declinación armónica.	51
2.14.4 Modelo de declinación hiperbólica.	52
2.14.5 Información necesaria para el uso de curvas de declinación.	55
2.14.5 Curvas tipo	55
2.14.6 Balance de materia	56
2.14.7 Ecuación de Balance de materia para yacimientos de aceite.	57

2.14.7 Estimación de los perfiles de producción.	60
2.15 Ventajas y desventajas de cada modelo de estimación	61
3. Proceso metodológico	63
3.1 Enfoque	63
3.2 Diseño Metodológico	63
3.3 Alcance	64
3.4 Métodos para el cálculo de potenciales en tiempo real.....	65
3.5 Pronósticos de producción	65
3.6 Aspectos que afectan los pronósticos de producción.....	67
3.7 Parámetros operacionales más influyentes en el seguimiento y control de la producción del campo.	69
3.8 Modelos para pronósticos de producción	70
3.9 Métodos para cálculo de parámetros de seguimiento y control de producción	71
3.10 Pruebas de pozo	72
3.11 Medición de Tanques	72
3.12 Manejo de Información	74
3.13 Procesamiento de la Información anejo de Información	75
3.14 Metodología para el Cálculo de potencial en tiempo real.....	76
3.15 Revisión del histograma de producción del pozo Dorotea C5H.....	78
3.16 Suministro de datos a la correlación de Hagedorn y Brown.....	81
4. Resultados y comparación samaria	88
4.1 Samaria	88
4.2 Entrega de resultados utilizando informacion del pozo dorotea C5H	94

4.2.1 Caudal de aceite	94
4.2.2 IPR	97
4.2.3 Gradiente de presión	98
5. Conclusiones	98
6. Recomendaciones	100
Referencias Bibliográficas	101

Lista de figuras

	Pág.
<i>Figura 1.</i> Diagrama de Moody	21
<i>Figura 2.</i> Caídas de presión a lo largo del sistema de producción.	23
<i>Figura 3.</i> Esquema de producción para Análisis Nodal.	25
<i>Figura 4.</i> Curva de Caída de producción vs tiempo.	27
<i>Figura 5.</i> Curvas de declinación, exponencial, armónica e hiperbólica.	27
<i>Figura 6.</i> Comportamiento Curvas declinación en función de la producción acumulada.....	28
<i>Figura 7.</i> Ubicación Bloque Dorotea E&P (número 20-Mapa de tierras 2012.	29
<i>Figura 8.</i> Histórico de producción Campo Dorotea.	32
<i>Figura 9.</i> Modelo de un sistema de producción de un pozo petrolero.	35
<i>Figura 10.</i> Modelo de flujo simplificado de la ley de Darcy.....	36
<i>Figura 11.</i> Grafica de influjo IPR simplificado para modelo de Darcy.	38
<i>Figura 12.</i> Comparación de IPR de flujo bifásico y monofásico.	43
<i>Figura 13.</i> Comportamiento de la tasa de declinación de un pozo. Declinación constante (a) o variable (b).	46
<i>Figura 14.</i> Tipo de curva de declinación, armónica, Hiperbólica, exponencial.	47
<i>Figura 15.</i> Tasa normalizada vs tiempos.	50
<i>Figura 16.</i> Tasa normalizada vs producción acumulada.	51
<i>Figura 17.</i> Obtención de la exponente n para la declinación hiperbólica.	53

<i>Figura 18.</i> Método de Aderemi para la obtención de la exponente n.....	54
<i>Figura 19.</i> Ponderación del impacto de las variables sobre la declinación	68
<i>Figura 20.</i> Descripción toma de medidas tanque.	73
<i>Figura 21.</i> Producción de aceite del pozo Dorotea C5H en los últimos 5 años.	79
<i>Figura 22.</i> Promedio de producciones anuales campo Dorotea	79
<i>Figura 23.</i> Curva declinación de producción del pozo Dorotea C5H.	80
<i>Figura 24.</i> Pruebas realizadas al pozo Dorotea C5H.....	83
<i>Figura 25.</i> Patrón de análisis mineral.	84
<i>Figura 26.</i> Propiedades del gas.....	84
<i>Figura 27.</i> Prueba de pozo.....	85
<i>Figura 28.</i> Estado mecánico del pozo.....	86
<i>Figura 29.</i> Viscosidad dinámica.	87
<i>Figura 30.</i> Ingreso de datos iniciales a la herramienta.	90
<i>Figura 31.</i> Resultados arrojados por la herramienta correlación Hagedorn Brown.	91
<i>Figura 32.</i> Resultados arrojados por la herramienta correlación Hagedorn Brown correspondientes a la presión y profundidad.	92
<i>Figura 33.</i> Tabla de resultados arrojados por la herramienta correlación Hagedorn Brown	93
<i>Figura 34.</i> Tabla de resultados arrojados por la herramienta correlación Hagedorn Brown.	93
<i>Figura 35.</i> Tabla de resultados arrojados por la herramienta correlación Hagedorn Brown.	94
<i>Figura 36.</i> Imagen resultados arrojados por la herramienta de simulación.....	95
<i>Figura 37.</i> Comparativo Crudo real vs Herramienta	97
<i>Figura 38.</i> Grafica correspondiente al IPR del pozo Dorotea C5H.....	97
<i>Figura 39.</i> Gráfica correspondiente al gradiente de presión en el pozo Dorotea C5H.....	98

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. <i>Correlación Valores Promedio Resultados de los Análisis de las Muestras de Pared y Lectura de Registros.</i>	31
Tabla 2. <i>Parámetros más influyentes en el seguimiento y control de la producción.</i>	69
Tabla 3. <i>Resumen de datos obtenidos de tablas y gráficos en pruebas de laboratorio para el pozo.</i>	87
Tabla 4. <i>Resultados en distintas corridas de la herramienta</i>	96

Resumen

Título: Metodología para el cálculo de parámetros operacionales y seguimiento del comportamiento del potencial de los pozos productores en tiempo real en el campo Dorotea*.

Autor: Luis Fernando Córdoba Salazar**

Palabras Clave: Incremento, optimización de la productividad, pruebas de potenciales en tiempo real.

Descripción:

El objetivo principal de este trabajo, es construir una metodología que permita el cálculo de potencial de un pozo en tiempo real. Para esto se utilizó un diseño investigativo con enfoque cuantitativo.

El primer paso a seguir fue el análisis de las metodologías existentes, para el cálculo de producción en tiempo real. Con estos modelos se estableció una metodología con el cual fuera posible y mediante iteración de los datos obtenidos en los diferentes gradientes de presión, calcular la producción en tiempo real.

Para la implementación de esta metodología, se desarrolló la herramienta computacional utilizando el programa Excel_SAMARIA, el cual permite ingresar los datos generales del campo, información de yacimiento y pruebas reales de producción. Como resultado SAMARIA calcula el gradiente de presión con la correlación Hagedorn-Brown, el IPR del pozo con el modelo compuesto de Darcy y las curvas de Bo, densidad y GOR dentro de la tubería de producción.

Finalmente, los resultados comparado con datos reales, muestra una variación de la producción de aceite con promedios menores al 1,27 % y los generados por el simulador SAMARIA para datos aleatorios extraídos de 2017 y 2018, que oscilan entre 0,1% y 4,1% para el índice de productividad.

Encontrando así una herramienta en la optimización y toma de decisiones en el área de producción.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas Escuela de Ingeniería de Petróleos Maestría en Ingeniería de Petróleos y Gas Director Samuel Fernando Muñoz Navarro MSc. en Hidrocarburos

Abstract

Title: Methodology for the calculation of operational parameters and monitoring of the potential behavior of producing wells in real time in the Dorotea * field*.

Author: Luis Fernando Córdoba Salazar **

Keywords: Increase, optimization of productivity, tests of potentials in real time.

Description:

The main objective of this work is to build a methodology that allows the calculation of potential of a well in real time. For this, a research design with a quantitative approach was used.

The first step to follow was the analysis of the existing methodologies, for the calculation of production in real time. With these models, a methodology was established with which it was possible and by iteration of the data obtained in the different pressure gradients, to calculate the production in real time.

For the implementation of this methodology, the computational tool was developed using the Excel_SAMARIA program, which allows entering the general data of the field, reservoir information and real production tests. As a result, SAMARIA calculates the pressure gradient with the Hagedorn-Brown correlation, the IPR of the well with the Darcy composite model and the Bo, density and GOR curves within the production pipeline.

Finally, the results compared with real data show a variation of oil production with averages less than 1.27% and those generated by the SAMARIA simulator for random data extracted from 2017 and 2018, ranging between 0.1% and 4%, 1% for the productivity index.

Finding a tool in the optimization and decision making in the production area.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas Escuela de Ingeniería de Petróleos Maestría en Ingeniería de Petróleos y Gas Director Samuel Fernando Muñoz Navarro MSc. en Hidrocarburos

Introducción

Actualmente en el campo Dorotea se presenta un alto nivel de incertidumbre en la identificación de las caídas de producción en tiempo real, afectada por el incremento en el número de pozos productores, minimizando la frecuencia de pruebas. Lo anteriormente mencionado se debe a la inexistencia de una herramienta para la medición de potenciales o de una metodología en campo para el cálculo de la producción en tiempo Real.

Para analizar esta problemática es necesario revisar las metodologías actuales con las que se calcula los gradientes de presión, índices de productividad real, curvas de declinación, pérdidas por fricción, correlaciones entre otras.

El diseño metodológico con el cual fue desarrollado este proyecto fue investigativo y utiliza un enfoque cuantitativo. Teniendo en cuenta lo anterior el uso de los datos de producción real, las metodologías investigadas y las corridas con los datos calculados permiten el cálculo de producción en tiempo real.

Finalmente esta investigación utilizara la creación de la herramienta computacional SAMARIA, para capturar la información del yacimiento, los datos históricos de producción y como producto calcular el IPR del pozo con la producción en tiempo real comparada con los datos históricos.

1. Contexto problemático del cálculo de producción en tiempo real

En este capítulo se realiza la descripción del problema, los objetivos y la justificación del presente trabajo.

1.1 Descripción del problema

Durante la fase de producción, las pruebas de pozos se efectúan para evaluar la eficiencia del completamiento del pozo y diagnosticar cambios inesperados en la producción. Estas pruebas ayudan a determinar si las declinaciones de la producción son causadas por el yacimiento o por la terminación. Más adelante, durante la vida productiva del yacimiento, estos resultados son cruciales para la evaluación de las estrategias de producción y de recuperación secundaria subsiguientes.

En el campo Dorotea se presenta un alto nivel de incertidumbre en la identificación de las caídas de producción en tiempo real, por incremento en el número de pozos productores minimizando la frecuencia de pruebas. Lo anteriormente mencionado se debe a la falta de una herramienta para la medición continua de potenciales o de una metodología en campo para el cálculo por índice de producción en tiempo Real.

Los inconvenientes mencionados anteriormente pueden traer como consecuencia una afectación en los planes estratégicos de producción, incertidumbre en la identificación de las caídas

de producción y la dificultad para tomar decisiones a tiempo, sobre el buen manejo de la producción.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo General.

- Desarrollar una metodología con una herramienta en Excel para el cálculo de producción en tiempo real en el Campo Dorotea.

1.2.2 Objetivos Específicos.

- Evaluar los parámetros operacionales más influyentes en el seguimiento y control de la producción del campo Dorotea, con fines de análisis del cálculo de producción real a partir de las facilidades instaladas.
- Analizar los modelos matemáticos más representativos en la literatura, para el cálculo de producción real a partir de facilidades de superficie instaladas.
- Desarrollar una herramienta computacional con un módulo de cálculo de producción y seguimiento de producción de pozos, que tenga en cuenta los parámetros operacionales de control de producción, disponibles en campo.
- Validar la metodología propuesta con los diferentes modelos programados en la herramienta computacional, comparando los resultados arrojados por la herramienta y los datos históricos de producción.

1.3 Justificación

Los métodos de medición de las pruebas de pozos, ha cambiado asombrosamente desde sus primeros días en la década de 1920, y se sigue trabajando con prontitud en las nuevas técnicas de extracción de muestras y obtención de mediciones. Todas las compañías de E&P quieren saber qué tipos de fluidos producirá su pozo, qué tasas de flujo (régimen de producción, velocidad de flujo, gasto, caudal, tasa) arrojará, y por cuánto tiempo podrá mantenerse la producción. De una forma u otra, las pruebas de pozos han sido utilizadas para determinar las presiones del yacimiento, la distancia hasta las barreras de flujo, la extensión real, las propiedades de los fluidos, la permeabilidad, las tasas de flujo, las caídas de presión, las heterogeneidades de las formaciones, la estratificación vertical, la capacidad de producción, el daño de la formación, el índice de productividad, la eficiencia de las operaciones de terminación y otros datos.

Actualmente en el campo Dorotea se presenta un alto nivel de incertidumbre en la identificación de las caídas de producción en tiempo real, afectada por incremento en el número de pozos productores, minimizando la frecuencia de pruebas. Lo anteriormente mencionado se debe a la inexistencia de una herramienta para la medición de potenciales o de una metodología en campo para el cálculo de la producción en tiempo Real.

El objetivo, es incrementar el seguimiento a la producción, ofreciendo nuevas opciones que pueden ser incluidas en los diferentes paquetes de herramientas que están disponibles en la actualidad, aumentando la efectividad de los pronósticos que se generan en todo el mundo con relación al manejo de la producción, con una metodología para el cálculo de la producción en tiempo real; minimizando la incertidumbre en la identificación de las caídas de producción, la

dificultad para tomar decisiones a tiempo y cumplimiento efectivo de los planes estratégicos de producción.

2. Marco de Referencia

2.1 Antecedentes investigativos

Las metodologías y tecnologías para las pruebas de pozos, han cambiado asombrosamente desde sus primeros días en la década de 1920, y se sigue trabajando con prontitud en las nuevas técnicas de extracción de muestras y obtención de mediciones en tiempo real con equipos instalados en las líneas de flujo. Las pruebas de pozos ayudan a determinar los parámetros de los yacimientos que no pueden medirse correctamente a través de otras técnicas, tales como el uso de registros de inyección, la extracción de núcleos, la adquisición de registros geofísicos y los levantamientos sísmicos. Se admite, en ciertos casos, que podemos obtener mediciones similares a través de estas técnicas, pero no con la misma calidad o alcance que es necesario para reducir la incertidumbre de los datos. Los datos de las pruebas de pozos, proveen información para el modelado de los yacimientos, el diseño de operación de completamiento de pozos y desarrollo de estrategias de producción de campos petroleros. Además de lo anterior, los resultados de las pruebas de pozos son cruciales para la estimación de las reservas.

En anteriores investigaciones, se han realizado algunos aportes sobre la optimización y seguimiento de la producción en campos de petróleo, los cuales dan un estado preliminar de

análisis sobre la predicción de la producción, sin embargo, estas investigaciones no tienen en cuenta algunas variables o parámetros que se van a tener en cuenta en este estudio.

Castillo (2010) realizó una investigación relacionada sobre optimización de producción conjunta de petróleo de las arenas K1 Y K2, en el departamento del Meta, en el cual, se analiza la problemática de estas dos arenas, donde la presión de fondo fluyente, está impidiendo la producción de una de ellas, o se está presentando un flujo cruzado. Donde se combina la metodología de análisis nodal y el modelamiento del choque para simular el comportamiento del sistema completo de un pozo en específico, una de sus recomendaciones importantes como aporte, fue la de realizar una curva IPR conjunta para cada yacimiento y determinar la curva total de pozo, sin embargo, hay que acoplar la metodología seguida por este autor a la problemática de otros campos.

Camargo (2010), en un estudio doctoral, sobre supervisión inteligente en la producción industrial, presenta un esquema de supervisión probado en pozos petroleros que requieren sistemas de levantamiento artificial por gas. Donde se centra en la estimación de producción posible, de las variables del proceso teniendo en cuenta la presión de fondo y en la detección de escenarios operacionales del proceso de producción. En este caso se tuvieron en cuenta características del pozo, del completamiento y análisis neuro difuso.

Guarín (2011) evaluó un modelo determinado para el cálculo de relación de influjo de producción (IPR) para crudos extra pesados con movilidad. Caso formación San Fernando, donde los resultados de la validación del modelo matemático propio de este yacimiento, con los datos de producción, presenta una menor desviación, que la obtenida con otros modelos, para determinar el IP en campos de producción de crudos pesados. En este estudio, se incorporan datos de los modelos de fluidos, propiedades petrofísicas del yacimiento y datos de producción, donde se utilizan

diferentes correlaciones PVT, para simular estas propiedades. Este trabajo aporta a la presente investigación un comparativo claro y esencial en el cálculo de IPR. Este estudio puede servir como base para evaluar de manera simular otros campos, sin embargo, hay que tener en cuenta involucrar más parámetros operacionales y características propias de los otros yacimientos que no sean similares o iguales a la de la Formación San Fernando.

Aldana y Noy (2014), en estudios para ingeniería de Petróleos, desarrollaron una herramienta computacional para el cálculo de IPR en pozos verticales y horizontales, esto lo realizaron con el fin de desarrollar una herramienta comercial para hacer más versátil los cálculos y más fáciles para el análisis de ingeniería de producción, y sirve como base para análisis de parámetros tenidos en cuenta para el desarrollo de software y establecimiento de parámetros operacionales para el entendimiento de lenguajes de programación. Donde también se evidencia que los programas o herramientas computacionales tienen en cuenta otras variables de ajuste para el cálculo de comportamiento de flujo en pozos petroleros.

Montes (2016) con estudios investigativos realizados sobre modelado de los pronósticos de producción a partir del análisis integrado de datos y métodos estadísticos no paramétricos, logro obtener una excelente descripción del comportamiento histórico de los datos de producción, sin embargo, para este estudio, la metodología propuesta con el modelado, no tiene una gran precisión al realizar pronósticos de producción en tiempo real, y además se basa en el mejoramiento del ajuste de los datos calculados, por lo tanto confirma la importancia de realizar un cálculo de producción en tiempo real basados en modelos aplicados en los perfiles de presiones a lo largo del sistema de producción.

2.2 Marco teórico - conceptual

En un sistema de producción se realizan múltiples operaciones que conllevan a un balance final que es conocer el potencial de producción de cada uno de los pozos productores, después de una separación primaria de petróleo, gas y agua. Para lograr el cálculo de producción en tiempo real es necesario entender los siguientes conceptos técnicos:

2.2.1 Fundamentos Mecánica de fluidos. (Mott, 2006) Uno de los métodos más utilizados para evaluar el factor de fricción emplea el diagrama de Moody que se presenta en la siguiente figura:

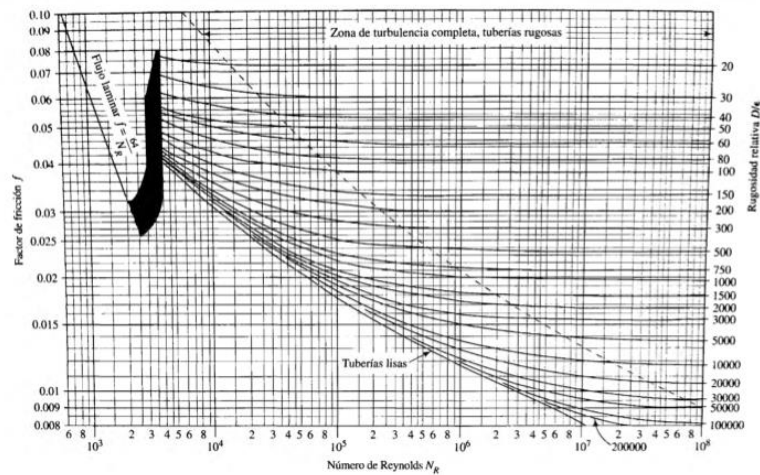


Figura 1. Diagrama de Moody

Nota. Adaptado de: Mott, R. L. (2006). Mecánica de fluidos. Pearson educación, 237

El diagrama muestra la gráfica del factor de fricción f versus el número de Reynolds N_R , con una serie de curvas paramétricas relacionadas con la rugosidad relativa D/e . Estas curvas las generó L. F. Moody a partir de datos experimentales.

Se grafica en escalas logarítmicas tanto a f (factor de fricción) versus el Nr (número de Reynolds), debido al rango tan amplio de valores que se obtiene. A la izquierda de la gráfica, para números de Reynolds menores de 2000, la línea recta muestra la relación $f = 64/NR$ para el flujo laminar. Para $2000 < Nr < 4000$ no hay curvas, debido a que ésta es la zona crítica entre el flujo laminar y el flujo turbulento, y no es posible predecir cuál de ellos ocurrirá. El cambio de flujo laminar a turbulento da como resultado valores para los factores de fricción dentro de la zona sombreada. Más allá de $Nr = 4000$, se grafica la familia de curvas para distintos valores de D/e (rugosidad relativa). Podemos hacer algunas observaciones importantes acerca de estas curvas:

- Para un flujo con número de Reynolds dado, conforme aumenta la rugosidad relativa D/e , el factor de fricción /disminuye.
- Para una rugosidad relativa D/e , el factor de fricción F disminuye con el aumento del número de Reynolds, hasta que se alcanza la zona de turbulencia completa.
- Dentro de la zona de turbulencia completa, el número de Reynolds no tienen ningún efecto sobre el factor de fricción.
- Conforme se incrementa la rugosidad relativa D/e , también se eleva el valor del número de Reynolds donde comienza la zona de turbulencia completa.

2.2.2 Perfil de Presiones a lo largo del Sistema de Producción. (Beggs, 2002) El análisis de presiones a lo largo del camino del fluido (desde el reservorio hacia la superficie) es uno de los puntos más importantes a la hora de analizar el desempeño de un pozo y optimizar la producción de un reservorio. Este análisis de las caídas de presión en los distintos puntos del sistema forma parte del llamado análisis nodal.

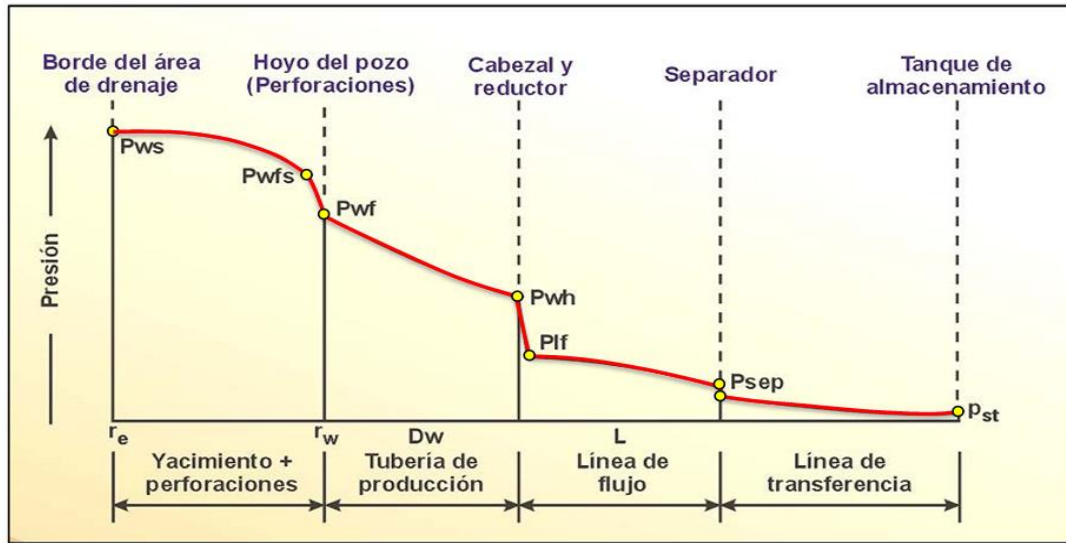


Figura 2. Caídas de presión a lo largo del sistema de producción.

Nota: Adaptado de, BEGGS H. Dale, K “production optimization using nodal analysis”, 2002

2.2.3 Drawdown Pressure (PR - PWF). (Beggs, 2002) Está definida como la diferencia entre la presión estática del reservorio y la presión dinámica de fondo, e influye en el desempeño del pozo, ya que una gran diferencia de presión nos indica como es la permeabilidad que tiene la formación, porque esta última, es inversamente proporcional a la diferencia de presión.

2.2.4 Ecuaciones de flujo de fluidos en el yacimiento. (Beggs, 2002) Para describir el flujo de fluidos en el yacimiento, se debe utilizar el modelo matemático, basado en soluciones numéricas de la ecuación de difusividad; para tal fin, y dependiendo de los periodos de flujo de fluidos existentes en el reservorio, se desarrollaron diferentes ecuaciones que rigen su comportamiento.

Los periodos de flujo son:

- Periodo de flujo transiente temprano (yacimiento infinito)
- Periodo de flujo transiente tardío (periodo de flujo transicional)
- Periodo de flujo pseudo estable para sistemas cerrados (yacimiento finito)

- Flujo estable para sistemas de fronteras externas con presión constante.

2.2.5 IPR Compuesto. (Beggs, 2002) El IPR compuesto, es una combinación de índices de productividad. Se basa en la ley de Darcy cuando las presiones de reservorio están por encima de la presión de punto de burbuja, y cuando la presión está por debajo de esta, se utiliza el IPR de Vogel. Este IPR está particularmente utilizado cuando la presión de reservorio P_r está por encima de la presión de burbuja y la presión dinámica de fondo P_{wf} está por debajo.

2.2.6 Análisis Nodal El análisis nodal es una herramienta analítica utilizada para el pronóstico del desempeño de los diversos elementos que integran el sistema de terminación y producción. Este se utiliza para optimizar el diseño de la terminación con el fin de que se adecue a la capacidad de producción del yacimiento y para identificar las restricciones o límites presentes en el sistema de producción y cualquier mecanismo de mejoramiento de la eficiencia de la producción. NODAL (análisis del sistema de producción) es una marca de Schlumberger.

Los análisis que se realizan de un sistema de producción en su conjunto, permiten predecir el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos, como resultado de este análisis, se puede obtener por lo general una mejoría en la eficiencia de flujo, o bien un incremento en la producción.

El procedimiento de análisis de sistemas o también conocido como análisis nodal, es uno de los medios apropiados para el análisis, diseño y evaluación, tanto en pozos fluyentes, intermitentes o con sistemas artificiales de producción. El análisis nodal, evalúa un sistema de producción dividido en tres componentes básicos:

- Flujo a través de medios porosos

- Flujo a través de tubería vertical o de producción
- Flujo a través de la tubería horizontal o línea de descarga (L.D.)

El procedimiento consiste en dividir el sistema teniendo un punto o nodo como referencia como se muestra en la siguiente figura, donde muestra las ubicaciones más comunes para el análisis de la optimización de la producción.

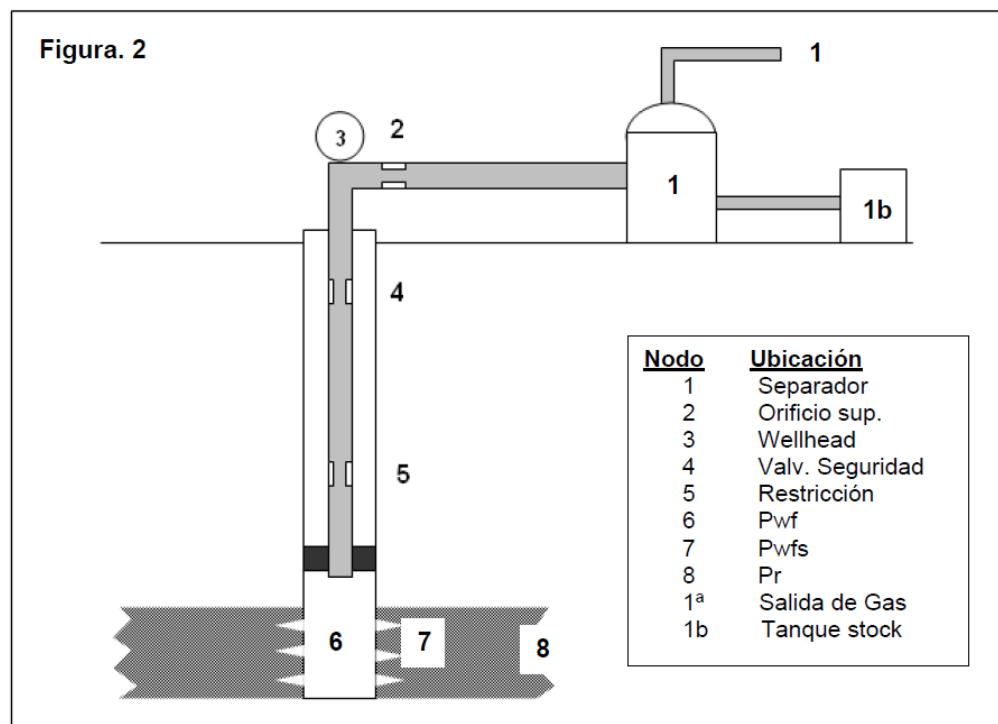


Figura 3. Esquema de producción para Análisis Nodal.

Nota. Adaptado de: Hirschfeld, M. (2009) Análisis Nodal. www.oilproduction.net.

2.2.7 Pruebas de pozos. Los objetivos de las pruebas de pozos cambian en cada etapa de la vida productiva de un pozo y en su yacimiento. Durante la fase de exploración y evaluación de pruebas de pozos ayudan a la compañía a determinar el tamaño del yacimiento, su permeabilidad y las características de los fluidos.

Durante la fase de producción, las pruebas de pozos, se ejecutan para evaluar la eficiencia de la terminación del pozo y diagnosticar cambios inesperados en la producción. Estas pruebas ayudan a determinar si las declinaciones de la producción son causadas por el yacimiento o por la terminación del pozo. Más adelante, durante la vida productiva del yacimiento, estos resultados serán cruciales para la evaluación de estrategias de recuperación secundaria subsiguiente.

Objetivos de pruebas de pozos:

- Obtener y analizar muestras representativas de los fluidos producidos
- Medir la presión y la temperatura del yacimiento
- Determinar la curva de rendimiento del pozo y la capacidad de producción
- Evaluar la eficiencia de la operación de terminación
- Caracterizar el daño de la formación
- Evaluar los tratamientos de reparación o de estimulación

2.2.8 Curvas de Declinación. El comportamiento de la producción de un pozo con respecto al tiempo puede ser representado con una gráfica como la mostrada en la siguiente figura, “después de un periodo donde se estabilizo la producción de un pozo, se encontró que hubo un momento en el pozo no podía sostener la producción y su capacidad fue decayendo regularmente, es decir, comenzó a declinar continuamente”. (Montes, 2016)

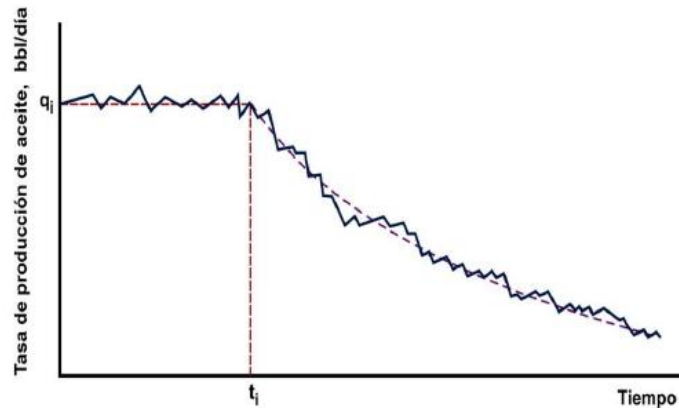


Figura 4. Curva de Caída de producción vs tiempo.

Nota. Adaptado de: Nind, T.E.W. (1987) Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros, 2 ed. Ontario. Limusa,. Pág. 54. Modificado, Montes, Erik.

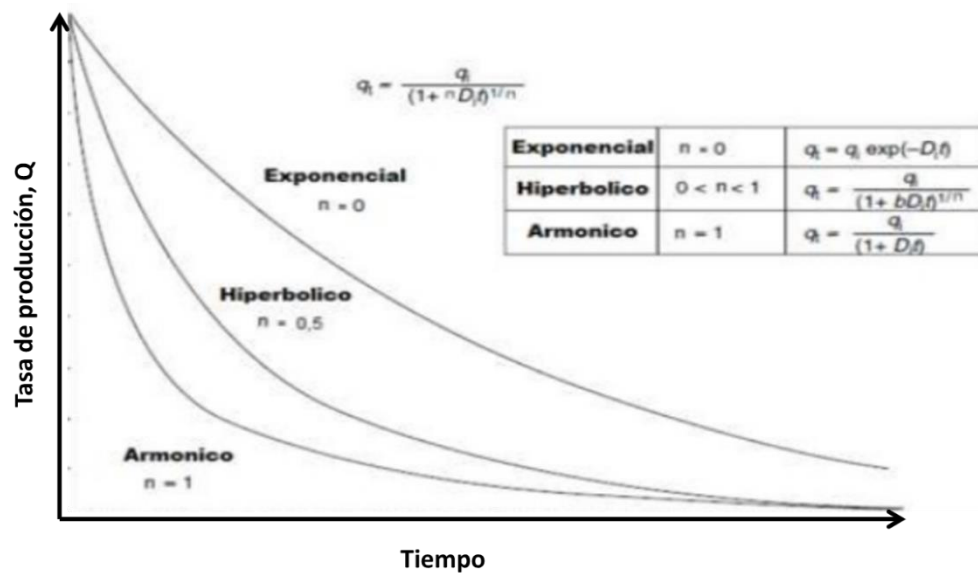


Figura 5. Curvas de declinación, exponencial, armónica e hiperbólica.

Nota. Adaptado de: García, D. (2014) Presentación curva de declinación, Métodos de producción. UIS.

Como se observa, existe cierto nivel de ajuste entre los datos de producción y la línea tendencia (línea punteada) que se ha incluido en la gráfica, se puede pensar en prolongar dicha línea tendencia y llegar a predecir la producción futura de pozos.

Teniendo en cuenta esto, se han acoplado modelos matemáticos existentes en las ciencias básicas, como los son comportamientos exponenciales, armónico o hiperbólicos, que se ajustan en cierta manera al comportamiento de la caída de producción. Sin tener ningún fundamento físico o de parámetros operacionales.

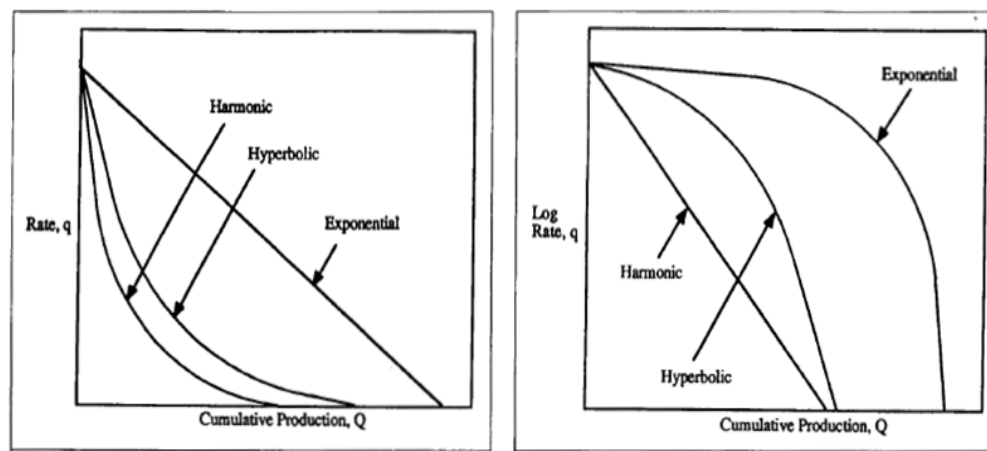


Figura 6. Comportamiento Curvas declinación en función de la producción acumulada.

Nota. Adaptado de: Patiño, C. (2015) Seminario curvas de declinación. Universidad Industrial de Santander. Seminario Investigación métodos de producción.

Como menciona T.E.W. Nind, “las curvas de declinación de la producción (exponencial, armónica o hiperbólica) son simples herramientas computacionales que permite hacer extrapolaciones del comportamiento futuro o predecir el mismo para un pozo en el campo. Sin embargo, no tienen bases físicas o ingenieriles, por lo tanto, el ingeniero no debe sorprenderse si los pozos o el yacimiento no sigue las curvas de declinación de la producción estimada sin importar que tan cuidadosamente se hayan preparado”.

2.3 Marco Práctico

2.3.1 Contrato de exploración y geología El cual fue firmado el 9 de noviembre de 2004 entre Hupecol LLC ahora NEW GRANADA ENERGY CORPORATION y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). El bloque se encuentra ubicado en el departamento de Casanare, en jurisdicción de los municipios de Trinidad y Paz de Ariporo, cubriendo un área de 20.676 hectáreas.

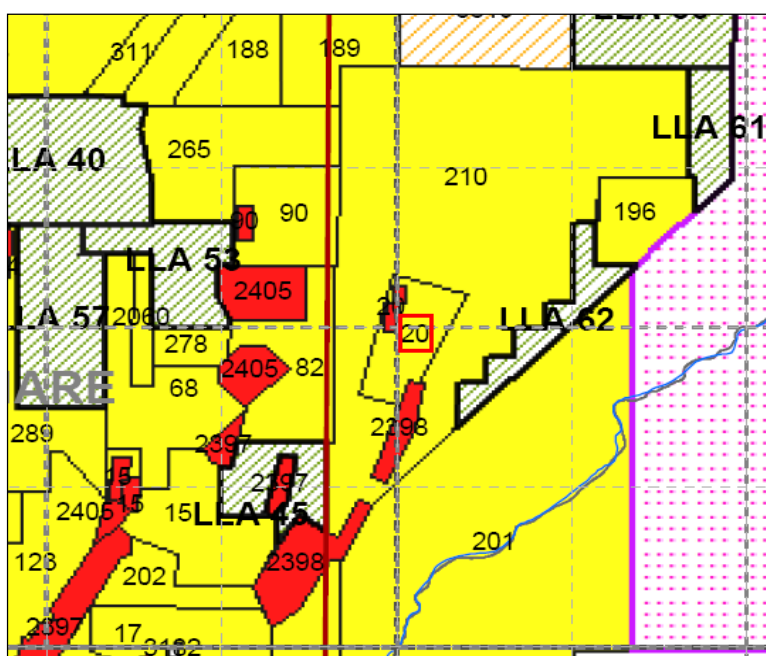


Figura 7. Ubicación Bloque Dorotea E&P (número 20-Mapa de tierras 2012.

Nota. Adaptado de: ANH (s.f.) Mapa de tierras Recuperado de: <http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Paginas/Mapa-de-tierras.aspx>

El programa de evaluación Dorotea A tuvo lugar dado a los resultados satisfactorios de la perforación del pozo Dorotea-A1 (A-3). El programa de evaluación Dorotea A inició el 16 de

octubre de 2008 y durante los dos años de evaluación se cumplió con el programa mediante la perforación del pozo Dorotea-A2.

2.3.2 Información de geología y desarrollo del campo Dorotea. La Cuenca de Los Llanos de tipo pericratónica, está localizada en la región oriental de Colombia. Tiene una extensión de aproximadamente 190.000 Km^2 . El Contrato Dorotea (E&P) está ubicado en la parte central de la Cuenca de los Llanos Orientales de Colombia y topográficamente corresponde a una región plana con una ligera inclinación hacia al oriente. Geológicamente la cuenca está limitada al sur por el Arco de Guaviare o Saliente del Vaupés, al occidente por la Cordillera Oriental, al oriente por el Escudo de Guayana y al norte se prolonga más allá del río Arauca en Venezuela. Desde la década de los años cuarenta cuando las compañías Shell International y Tropical Oil Co. iniciaron en firme las actividades de perforación en las áreas de San Martín, Chafuray, Vorágine y Chaviva, la Cuenca de Los Llanos ha sido objeto de exploración de hidrocarburos. La mayoría de campos descubierto hasta el presente son el resultado de trampas estructurales parcialmente selladas por fallas normales antitéticas (fallas con el bloque levantado hacia el eje de la cuenca).

El entendimiento de las trampas estructurales ha llegado a su etapa de madurez, en cambio las posibilidades de las trampas estratigráficas apenas están en su comienzo y es de esperarse que en un próximo futuro **New Granada** logre contar con nuevos y promisorios hallazgos.

2.3.3 Registros Eléctricos y Side Wall Cores. Dentro del área de Evaluación Dorotea A la unidad reservorio corresponde al C5 de la Formación Carbonera. La siguiente información proviene de registros eléctricos y muestras laterales de pared. Los resultados de los análisis de

estas muestras solo deben ser tomados como una guía, debido a las alteraciones que se pueden presentar en la porosidad y en la saturación, por la toma misma de las muestras.

A continuación, se presenta una tabla basada en los resultados del pozo Dorotea A1, que se pueden tomar en cuenta para el área.

Tabla 1.

Correlación Valores Promedio Resultados de los Análisis de las Muestras de Pared y Lectura de Registros.

Pozo	Zona	DEPTH (ft)		POR (%) (Logs)	Sco (%)	Stw (%)
		HRI-GR (Logs)	Kair (mD)			
Dorotea A1	C5	5510'-5607'	540	24	4.1	62.4

Nota. Adaptado de: Informe de perforación pozo Dorotea_A1, compañía Hupecol LLC

Swc: Side well cores (Muestras de Pared)

Sco: Core Oil saturation % volume porous

Stw: Saturación Total de agua % Volumen poroso.

2.4 Producción para el primer semestre del año 2016 del campo Bloque Dorotea

Para el primer semestre del año 2016 los pozos productores dentro del bloque Dorotea fueron:

Dorotea B2, Dorotea B3A, Dorotea B4A, Dorotea C1, Dorotea C3, Dorotea C4FH, Dorotea C5A, Dorotea C5H, Dorotea W2, Dorotea C4ST, DoroteaC5BH, Dorotea C3ASTH, Dorotea C6ST2, Dorotea C7H, Dorotea B4S, DoroteaB4N, Dorotea C9ST2H, Dorotea ES1, Dorotea N1ST2, Dorotea C5C, Dorotea D1 y Dorotea C3S.

2.5 Producción Bloque Dorotea

La producción total del bloque Dorotea y hasta el 30 de junio de 2016 fue de 13.522.655 Bbls de crudo y 45.307.948 Bbls de agua.

La producción promedio durante el primer semestre del año 2016 del bloque Dorotea (pozos Dorotea B2, Dorotea B3A, Dorotea B4A, Dorotea C1, Dorotea C3, Dorotea C4FH, Dorotea C5A, Dorotea C5H, Dorotea W2, Dorotea C4ST, Dorotea C5BH, Dorotea C3ASTH, Dorotea C6ST2, Dorotea C7H, Dorotea B4S, Dorotea B4N, Dorotea C9ST2H, Dorotea ES1, Dorotea N1ST2, Dorotea C5C, Dorotea D1 y Dorotea C3S) fue de 2.950 BOPD y 41.126 BWPD.

A continuación, se presenta la gráfica de producción de Aceite y Agua para el Bloque Dorotea.

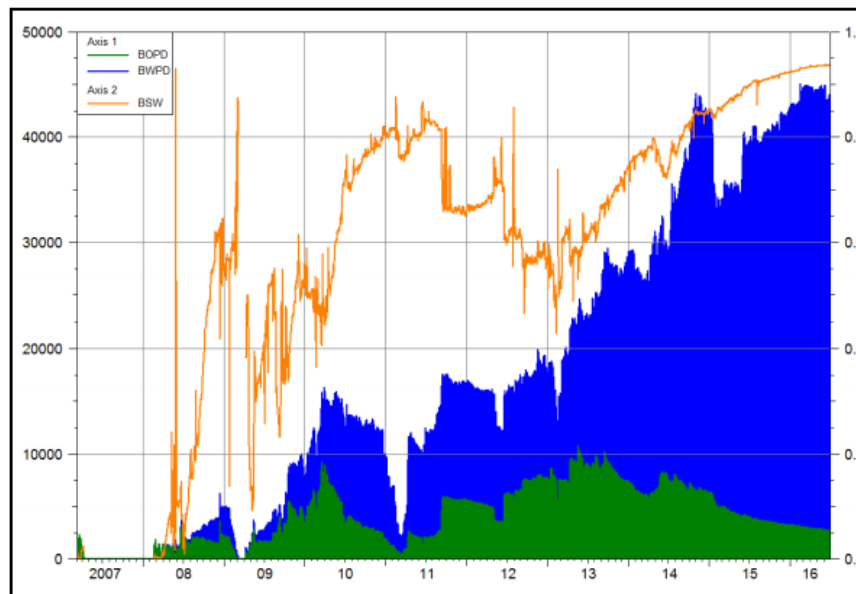


Figura 8. Histórico de producción Campo Dorotea.

Nota. Adaptado de: Informe de producción, Campo Dorotea. NGEC.

A continuación, se describirá el comportamiento de producción de crudo, agua y BSW para cada uno de los pozos productores del campo Dorotea en el primer semestre de 2016.

2.6 Parámetros operacionales influyentes en el seguimiento y control de producción

En este capítulo se resaltarán conceptos fundamentales concernientes a pruebas de yacimiento y de producción útiles para el control adecuado de producción. Manejo y procesamiento de información con el fin de interpretar variables de control.

2.7 Conceptos fundamentales de desempeño de producción de pozos

La misión de ingeniero de producción puede que sea bastante amplia y compleja. El ingeniero debe realizar diversas actividades, tales como: diseño y optimización de equipos de levantamiento artificial, seguimiento y control del potencial de producción, elaboración de estudios, informes y programas disponibles, entre otros. También, todo ingeniero de producción debe conocer los criterios y conceptos sobre potencial de producción, declinación y contribuciones, que son utilizadas en la estimación de máximo potencial de un pozo o grupo de pozos. No conforme con esto, debe conocer el desarrollo y resultados del uso de nuevas tecnologías en el área, las cuales contribuirían al mantenimiento o incremento del potencial de un pozo o del campo.

Dentro de las actividades importantes para monitoreo y seguimiento de la producción esta:

1. Recolectar, tratar, procesar, almacenar y fiscalizar el crudo y el gas en operación segura y cumpliendo con la calidad, oportunidad y volumen acordado.

2. Monitorear y controlar los procesos de tratamiento de crudo, gas y agua en los diferentes campos.
3. Calcular potencial de los pozos.
4. Diseñar y optimizar el funcionamiento de los equipos conjuntos de subsuelo y superficie.
5. Mantener el control permanente sobre las líneas, cabezales de pozo y los diferentes métodos de levantamiento artificial que se manejan en el campo
6. Responder por los costos de extracción, recolección y tratamiento.
7. Recolectar, procesar analizar la información operacional de los campos asignados y efectuar balance de producción
8. Informar a los departamentos de ingeniería de comportamientos anómalos de los pozos, productos de posibles factores del yacimiento
9. Participar en la generación de pronósticos operacionales y la calidad de los mismos.
10. Ajustar las capacidades de extracción a las condiciones de productividad de los pozos y condiciones operacionales.
11. Garantizar los sistemas de medición de crudo y gas sean confiables.
12. Garantizar la implementación de las mejores prácticas y estándares HSE en las operaciones.

2.8 Elementos en un proceso de producción de petróleo

El comportamiento de producción de un pozo petrolero, se encuentra definido por el perfil de presión que existe en el sistema que integra el yacimiento, líneas de producción y de recolección

y el sistema de separación en superficie. Un sistema de producción está compuesto por los siguientes componentes:

- Medio poroso
- Completamiento (cañoneado o empaquetamiento con grava)
- Tubería de producción vertical u horizontal o inclinado con válvulas de seguridad y válvulas cheque
- Un sistema de levantamiento artificial, tal como bombas electro sumergibles, cavidades progresivas, válvulas de gas lift, etc.
- Líneas de conducción horizontal con válvulas cheque y otros componentes de tubería como válvulas, codos, etc.

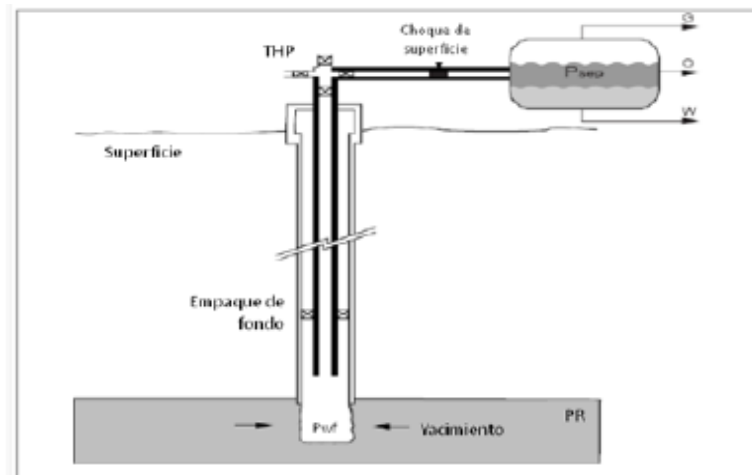


Figura 9. Modelo de un sistema de producción de un pozo petrolero.

Nota. Adaptado de: Production Optimization Using Nodal Analysis. B. D. 2003

2.9 Modelo de flujo en el yacimiento

El modelo utilizado para determinar el comportamiento de los fluidos en un medio poroso, fue inicialmente realizado por Darcy en 1856. En este estudio Darcy estableció que un fluido cuando es transportado a través de un medio poroso el caudal es directamente proporcional a: la caída de presión del mismo, al área transversal de flujo y es inversamente proporcional a la viscosidad del fluido y a la longitud del medio poroso, de igual manera encontró que existe un parámetro que hace referencia a la dificultad que presenta el medio al flujo del fluido, el cual fue denominado permeabilidad. En su forma simple, la ley de Darcy, se aplica a un elemento de volumen rectangular de la roca, que tiene la siguiente forma:

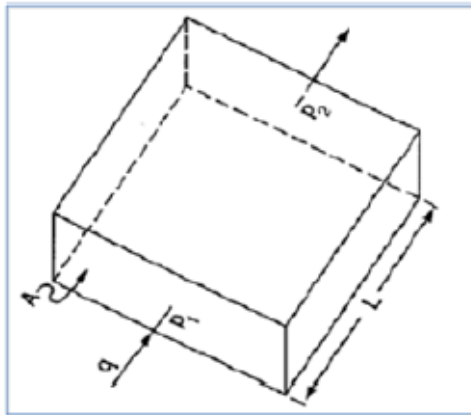


Figura 10. Modelo de flujo simplificado de la ley de Darcy.

Nota. Adaptado de: Simulación de yacimiento, 2013

El modelo de flujo de Darcy definió para un estado estacionario, flujo lineal de flujo monofásico, en un medio poroso homogéneo y saturado con el mismo fluido.

Con base en este modelo Darcy definió la siguiente ecuación matemática:

$$q = \frac{kA (P_1 - P_2)}{\mu L}$$

Esta fórmula demuestra que el caudal de líquido, q , por sección transversal, A , de un medio permeable es directamente proporcional a la permeabilidad, k , al gradiente de presión dp/dL , e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido, μ .

La ecuación de Darcy se encuentra definida por los siguientes parámetros

- Permeabilidad
- Espesor
- Radio de drenaje
- Presión promedio del yacimiento (P_r)
- Presión dinámica de fondo (P_{wf})
- Diferencial de presión (Drawdown pressure)

El modelo de Darcy desarrollado en coordenadas radiales y expandiéndolo con términos adicionales es:

$$q = \frac{7.08 \times 10^{-3} k_o h (P_r - P_{wf})}{\mu_o B_o \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + S_t + Dq_o \right]}$$

En esta ecuación se incluye nuevos términos los cuales son:

- q_o = caudal de petróleo que ingresa al pozo, (STD Barril/día)
- B_o = Factor volumétrico del petróleo, (bbl/std bbl)
- μ_o = viscosidad del petróleo, Cp
- K_o = permeabilidad de la formación, md.
- h = Espesor neto de la formación, pies
- P_r = Presión promedio del yacimiento, psia

- P_{wf} = Presión dinámica de fondo, psia
- r_e/r_w = radio de drenaje, radio del pozo, pies
- S_t = Skin total
- D_{qo} = Pseudo skin debido a la turbulencia. En pozos petroleros, Este término es insignificante, especialmente en yacimiento de baja permeabilidad.

De acuerdo al análisis del estudio de la ley de Darcy, variables operacionales como la diferencia de presión, son importantes para monitorear la tasa de producción de un pozo petrolero.

2.10 Flujo de una sola fase

Para una sola fase, ya sea petróleo o líquidos en general, el IPR mostrado a continuación está determinado por la Ley de Darcy para flujo radial.

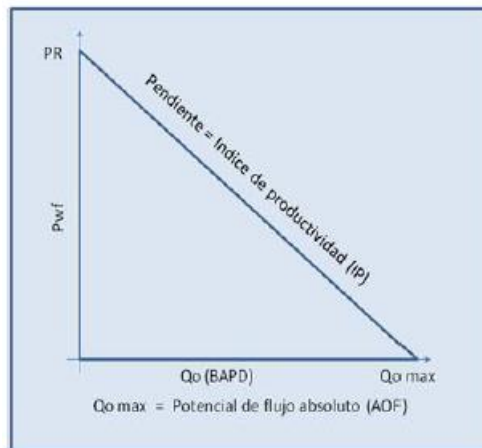


Figura 11. Grafica de influjo IPR simplificado para modelo de Darcy.

Nota. Adaptado de: Optimización de pozos petroleros por análisis nodal. 2003

$$q_o = \frac{7.08 * 10^{-3} * k_o * h * (P_R - P_{wf})}{\mu_o * B_o * \left[\ln \left[\frac{r_e}{r_w} \right] - 0.75 + S_t + Dq_o \right]}$$

Dónde:

q_o = Caudal de petróleo que ingresa al pozo, (STD Barril/día)

B_o = Factor Volumétrico del petróleo, (Bbl/std bbl)

μ_o = Viscosidad del petróleo, cp.

k_o = Permeabilidad de la formación, md.

h = Espesor neto de la formación, ft.

p_r = Presión promedio de reservorio, psia.

p_{wf} = Presión dinámica de fondo, psia. r_e = radio de drenaje, ft.

$$r_e = \sqrt{\frac{A}{\pi}}$$

Donde A es el área circular de drenaje, pies cuadrado

S_t = skin total

Dq_o = pseudo skin debido a la turbulencia. En pozos de petróleo, este término es insignificante, especialmente en reservorios con baja permeabilidad.

Esto puede ser desarrollado tal que para $r_e=1,466$ ft., $r_w = 0.583$ ft., $s_t = 0$ y no turbulencia, la ley de Darcy se simplifica a la siguiente ecuación:

$$q_o = \frac{k_o * h * (P_r - P_{wf})}{\mu_o * B_o}$$

Esta ecuación simple es aplicada usualmente para la estimación de caudales de petróleo desde el pozo.

2.11 Índice de productividad (J)

Una simple aproximación para describir la performance de influjo de un pozo petrolero es el uso del concepto de índice de productividad (J). Este fue desarrollado asumiendo la siguiente simplificación:

- Flujo radial alrededor del pozo
- Flujo de una sola fase
- Distribución de la permeabilidad homogénea
- La formación está saturada completamente con el fluido en cuestión

Para estas condiciones, la ecuación de Darcy queda resumida a:

$$q_o = \frac{7.08 * 10^{-3} * k_o * h * (P_R - P_{wf})}{\mu_o * B_o * \left[\ln \left[\frac{r_e}{r_w} \right] \right]}$$

La mayoría de los parámetros a la izquierda son constantes, lo que permite factorizarlos en un solo coeficiente llamado índice de productividad (IP):

$$q_o = J * (P_r - P_{wf})$$

Esta ecuación de estado nos dice el influjo de líquido en el pozo es directamente proporcional al drawdown. El punto final de la línea de IP es la presión promedio de reservorio, P_r a caudal cero. El máximo caudal es potencial absoluto a pozo o AOFP (por sus siglas en inglés, *Absolute Open Flow Potencial*) y representa el máximo caudal cuando la presión dinámica de reservorios se lleva a cero.

Para flujo trasiente temprano,

$$J = \frac{q}{P_i - P_{wf}} = \frac{k * h}{162.6 * \mu * B_o * \left[\log t + \log \frac{k}{\phi * \mu * C_t * r_w^2} - 0.23 + S_t + 0.868 * s \right]}$$

Para flujo Pseudo estable

$$J = \frac{q}{P_i - P_{wf}} = \frac{k * h}{141.2 * \mu * Bo * \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + s \right]}$$

Para flujo estable

$$J = \frac{q}{P_i - P_{wf}} = \frac{k * h}{141.2 * \mu * Bo * \left[\ln \frac{r_e}{r_w} + s \right]}$$

Las Unidades de J son STB/D/PSI

Asumiendo valores de μ y B constantes a una presión promedio, se tiene que el índice de productividad disminuye con el tiempo para flujo transiente, y es constante para flujos pseudo-estable y estable.

Una escala de valores del índice de productividad es la siguiente:

- Baja productividad: $J < 0.5$
- Productividad media: $0.5 < J < 1$
- Alta productividad: $1 < J < 2$
- Excelente productividad: $J > 2$

Cuando no existe daño ($S=0$) el índice de productividad del pozo recibe el nombre de J ideal (J'). Se define eficiencia de flujo (EF) a la relación existente entre el índice de productividad real y el ideal, así:

$$EF = \frac{J}{J'}$$

2.12 Flujo bifásico

La ley de Darcy es aplicable únicamente cuando en el reservorio se produce un flujo monofásico. En el caso de un reservorio de petróleo, el flujo monofásico ocurre cuando la presión dinámica de fondo de los fluidos de reservorio está por encima de la presión de punto de burbuja a la temperatura del reservorio. Durante la depleción del reservorio, la presión de éste continúa cayendo, y puede mantenerse por la inyección de fluidos en una recuperación asistida. Como consecuencia, durante la depleción la presión dinámica cae por debajo del punto de burbuja, lo cual resulta en la combinación de un flujo monofásico con uno bifásico dentro del reservorio. Este fenómeno requiere del uso del IPR combinado.

2.13 IPR Compuesto

El IPR compuesto, es una combinación de índices de productividad. Se basa en la ley de Darcy cuando las presiones de reservorio están por encima de la presión de punto de burbuja, y cuando la presión está por debajo de esta, se utiliza el IPR de Vogel. Este IPR está particularmente utilizado cuando la presión de reservorio P_r está por encima de la presión de burbuja y la presión dinámica de fondo P_{wf} está por debajo.

Por lo tanto, para $P_{wf} \geq P_b$

$$q_o = IP * (P_r - P_{wf})$$

Y para $P_{wf} < P_b$

$$q_o = (q_o + \left(\frac{IP * P_b}{1.8}\right) \left(1 - 0.2 * \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right) - 0.8 * \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2\right)$$

Donde, $q_b = IP * (P_r - P_b)$

Esto es, Caudal a $P_{wf}=P_b$

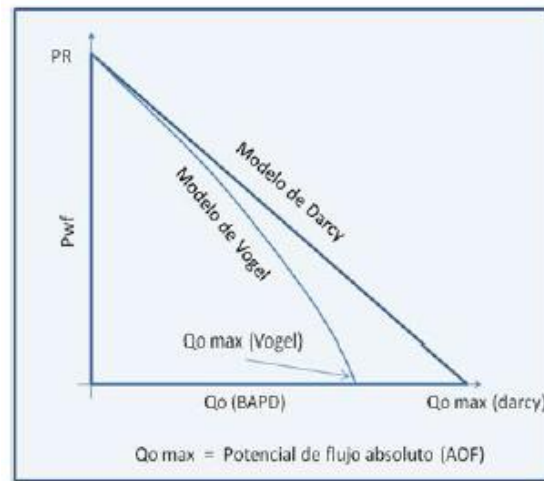


Figura 12. Comparación de IPR de flujo bifásico y monofásico.

Nota. Adaptado de: Optimización de pozos petroleros por análisis nodal. 2003

Hay que considerar que el IPR calculado por la ecuación de Vogel es independiente del factor skin y por lo tanto este es aplicado únicamente a pozos que no tienen daño. Standing extendió las curvas de IPR de Vogel para poderlas aplicar a pozos con daño o estimulados.

2.14 Presión en cabeza y Temperatura en cabeza.

Se debe realizar un control de estas variables para determinar posibles problemas en el pozo, ya que un incremento en la temperatura puede ser señal de un incremento en la producción de agua y una variación en la presión en cabeza nos da indicios del aumento o disminución en la producción del pozo.

En un campo petrolero maduro el valor más representativo de presión en cabeza de pozo es de 100 psi con una variación máxima permitida de +/- 10 psi. Para el caso de la temperatura el rango permisible está entre +/- 5 °F.

2.14.1 Modelos de declinación Con el fin de generar análisis de la producción de un pozo, se han planteado diversas maneras de definir la declinación, siendo los modelos más comunes los de declinación nominal y efectiva.

La tasa de declinación nominal (D) se puede establecer al realizar una gráfica del logaritmo natural de la tasa de producción (q) versus el tiempo (t) y encontrar la pendiente de la recta resultante. Dicha pendiente (con signo negativo) es la tasa de declinación nominal, definida por la ecuación 1.

$$D = -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} = -\frac{d \ln q}{dt} \quad Ec. 1$$

En esta ecuación, D es la tasa de declinación nominal (dada en años⁻¹), q es la tasa de producción de petróleo (Bls/día) y t es el tiempo (normalmente en años o meses). Una sencilla explicación del significado de la tasa de declinación nominal que propone París de Ferrer (2009): “si D tiene un valor de 0,10/año, el cambio porcentual nos indica que la tasa actual de producción está disminuyendo a un ritmo del 10% al año”.

La ecuación anterior presenta un modelo de cálculo de la declinación que requiere de una función que relacione el caudal con el tiempo ($q=f(t)$), para poder realizar dicha integración. Sin embargo, Poston presenta una sencilla solución para dicha integral, que puede ser usado con datos discretos.

$$D = \frac{(q_1 - q_2)}{q_1 \Delta t} \quad Ec. 2$$

Donde, Δt es el intervalo transcurrido entre dos mediciones sucesivas de la producción, mientras que q_1 y q_2 son dichas mediciones (inicial y final, respectivamente) efectuadas en dicho intervalo. Por otra parte, se encuentra la tasa de declinación efectiva, que se define como la disminución de la tasa de producción desde un valor inicial q_i hasta un valor q , durante un periodo igual a la unidad (un mes o un año, por ejemplo), dividido por la producción al inicio del periodo, tal como se aprecia en la ecuación 3.

$$d = \frac{q_i - q}{q_i} \quad \text{Ec. 3}$$

La tasa de declinación efectiva es “la más usada, ya que por ser una función discreta concuerda mejor con las prácticas actuales de registro de la producción. Si el periodo es un mes, se le refiere como declinación efectiva mensual, y si es un año, como declinación efectiva anual”.

Sin embargo, debe anotarse que el uso de uno u otro método depende de la periodicidad con la cual se mide y reporta la producción. En otras palabras, la tasa de declinación nominal (D) es usada cuando los datos de producción no han sido medidos a intervalos regulares (por ejemplo, cuando se usan los datos de pruebas de producción, las cuales no se hacen necesariamente el mismo día de cada mes), mientras que la tasa de declinación efectiva se emplea cuando los datos son medidos con intervalos iguales (por ejemplo, cuando para la construcción de las curvas se usa el reporte de producción de un pozo a los entes gubernamentales, que regularmente se realiza el primer día de cada mes).

La tasa de declinación puede entenderse, entonces, como la pendiente de la recta tangente a los puntos de un gráfico cartesiano de la producción contra el tiempo.

El valor de la tasa de declinación (D) puede tener varios comportamientos. En algunos casos, un pozo presenta la misma tasa de declinación durante toda la vida productiva, mientras que en otros se presenta una tasa de producción variable en el tiempo, tal como se observa en la figura 1.

Un modelo general, para describir el comportamiento de la declinación de un pozo se plantea en la ecuación 4.

$$\frac{D}{D_i} = \left(\frac{q}{q_i} \right)^n \quad Ec. 4$$

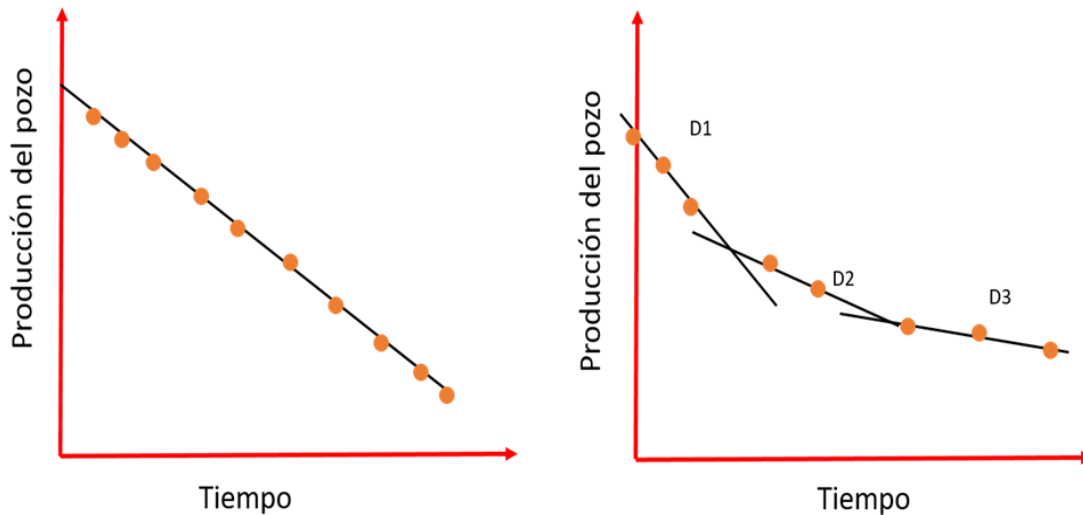


Figura 13. Comportamiento de la tasa de declinación de un pozo. Declinación constante (a) o variable (b).

Nota. Adaptado de: Poston, S. Poe, B. (2008) Analysis of Production Decline Curves. Richardson: SPE,. Modificada.

Donde D_i es la tasa de declinación inicial del pozo (es decir, la tasa de declinación registrada al inicio de la vida productiva del pozo), q y q_i son las tasas de producción registradas en el momento del análisis y en el inicio de la vida productiva del pozo, respectivamente, y n es conocido como el “exponente de declinación”, cuyo valor define el tipo de declinación del pozo, el cual puede ser de tipo exponencial ($n=0$), hiperbólico ($0 < n < 1$) o armónico ($n=1$).

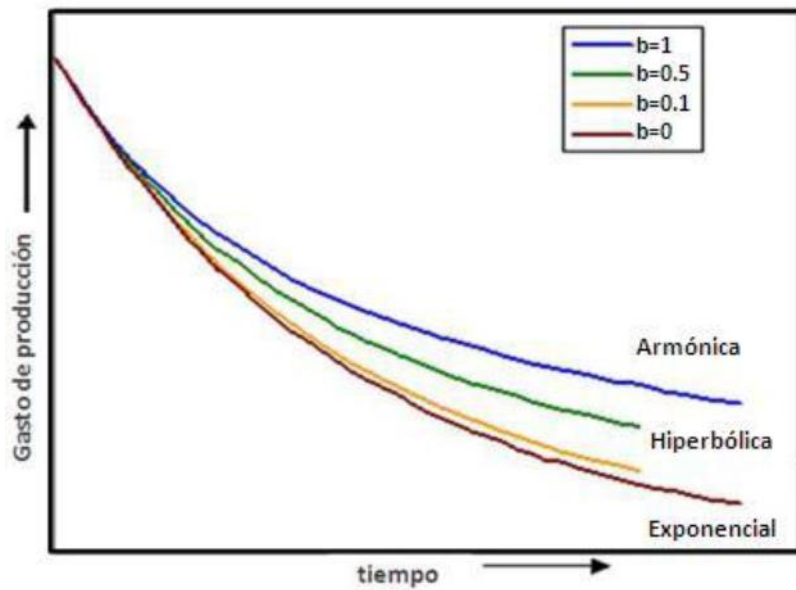


Figura 14. Tipo de curva de declinación, armónica, Hiperbólica, exponencial.

Nota. Modificada de: Cuba, C. (2012) Análisis de los modelos de estimación de producción utilizados en los yacimientos petroleros de México. Universidad Autónoma de México..

Las curvas de declinación de la producción se usan ampliamente en todas las zonas productoras de la industria petrolera para evaluar cada pozo en forma individual, estudiar el comportamiento actual del campo y predecir el futuro. Cuando las estimaciones se basan en técnicas matemáticas o gráficas para el análisis de las curvas de declinación de la producción, debe recordarse siempre que este análisis se usa sólo por facilidad, es decir, es un método que acepta un tratamiento gráfico o matemático y no se basa en las leyes físicas que gobiernan el flujo de petróleo y gas a través de la formación. Estas curvas se pueden trazar para cada pozo en particular, un grupo de pozos de un yacimiento o todos los pozos del mismo (Escobar, 2014).

Las Curvas de Declinación son un modelo de estimación de perfiles de producción que utiliza datos de los historiales de producción de un campo o yacimiento para predecir su comportamiento futuro mediante un modelo gráfico y/o analítico. Un punto importante de utilizar las Curvas de Declinación es que todos los factores que influyeron en la curva conservan su eficacia durante la

vida productiva del campo o yacimiento. En cuanto a la estimación de perfiles de producción utilizando propiedades e información del yacimiento, las Curvas de Declinación son el modelo más sencillo que existe en la práctica profesional y puede llegar a ser de gran precisión.

Existen diferentes tipos de variables que se pueden utilizar en las Curvas de Declinación, algunos comunes son:

- Contacto agua/aceite contra producción acumulada: Se utiliza cuando la rentabilidad de la producción está en función del corte de agua. Realizar extrapolaciones en línea recta de la tendencia puede resultar en graves errores, en caso de que el corte de agua sea muy grande, o, si se utiliza el corte de aceite, puede resultar en estimaciones demasiado grandes.
- Contacto agua/aceite o gas/aceite contra producción acumulada: Se utiliza en casos que se tenga entrada de agua o empuje de la capa de gas.
- Producción acumulada de gas contra producción acumulada de gas: Se utiliza cuando se conoce alguna de las dos (N_p o G_p), y se pretende estimar el comportamiento de la otra.
- Tasa de aceite o gas contra producción acumulada, tiempo o presión del yacimiento: Las curvas más comunes y comúnmente utilizadas para las estimaciones de producción, ya que esos parámetros son fácilmente medidos y en el caso del tiempo y el gasto de aceite se cuenta con un historial de su comportamiento (Cuba, 2012).

Al final del análisis de estos modelos, se observa que las predicciones que dependen de las curvas de declinación de la producción no son acumulativas, en el sentido de que, si se supone que las tasas de producción por separado de dos pozos declinan según una extrapolación matemática, entonces la tasa de producción de los dos pozos tomada como una sola no declina de la misma manera. Este resultado puede crear confusión al evaluar las reservas futuras o la productividad

potencial, y ser una de las causas por las que surgen conclusiones diferentes de distintas dependencias cuando trabajan con base en los mismos datos básicos.

Por otra parte, las curvas de declinación mencionadas son fáciles de usar, y se mantienen actualizadas generalmente en la oficina del campo, dando información rápida y confiable sobre las expectativas para los siguientes meses, e indicando en forma gráfica cuáles son los pozos (o grupos de pozos) que producen menos de lo esperado, de manera que se pueden planear los programas de reparación y reacondicionamiento.

2.14.2 Modelo de Declinación exponencial. Aunque el comportamiento de la declinación de un pozo normalmente es el armónico, el modelo de declinación más utilizado en el mundo es el exponencial, pues permite obtener los resultados más conservadores, debido a que supone la declinación más severa y, por lo tanto, genera pronósticos con bajas tasas de producción en el futuro.

A partir de la ecuación 4, y considerando constante la tasa de declinación ($n=0$) se pueden obtener una expresión que representa el modelo de cálculo de la producción q que se obtendrá en un instante t , teniendo en cuenta la producción inicial q_i y la tasa de declinación D del pozo analizado. $q=q_i e^{-Dt}$ (Ec. 5).

$$q = q_i e^{-Dt} \quad \text{Ec. 5}$$

Debido a que la tasa de declinación es constante, los cálculos resultan sencillos. Las ecuaciones 6 y 7 representan, respectivamente, expresiones para el cálculo de la producción acumulada de petróleo (NP) y el tiempo de vida remanente antes del abandono del pozo (ta).

$$NP = \frac{q_i - q}{D} \quad \text{Ec. 6}$$

$$ta = \frac{1}{D} \ln \left(\frac{qi}{qa} \right) = \frac{-\ln \left(\frac{qi}{qa} \right)}{\ln(1 - D)} \quad Ec. 7$$

En estas expresiones, qi representa la tasa de producción inicial del pozo, q es la tasa de producción en el instante en el cual se está realizando el análisis de declinación y qa es la tasa de producción de abandono.

Para verificar si el tipo de declinación de un pozo es el exponencial puede recurrirse a la elaboración de gráficas.

Por ejemplo, en la figura 3 se aprecia que el comportamiento del logaritmo de la tasa normalizada de producción (q/qi) con respecto al tiempo corresponde a una línea recta.

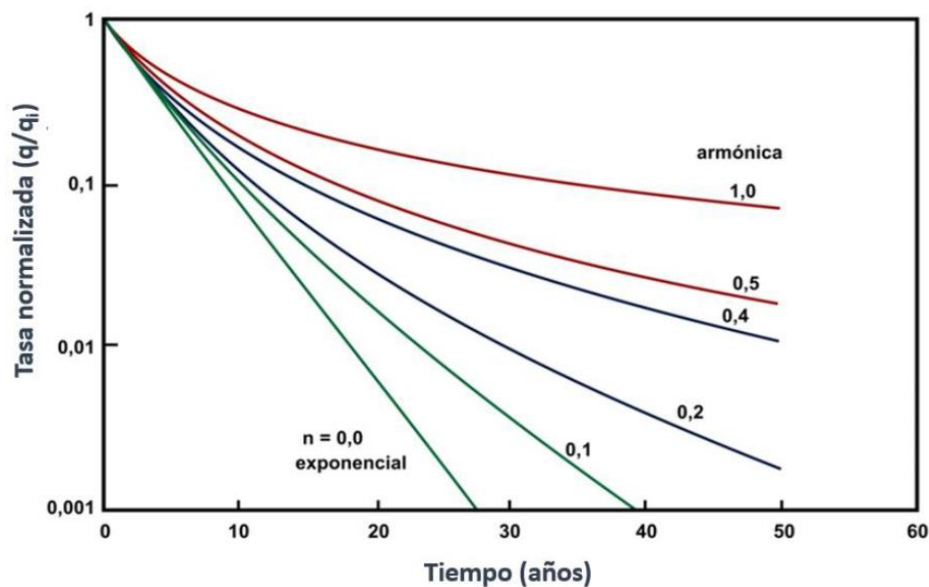


Figura 15. Tasa normalizada vs tiempos.

Nota. Modificada de: Walsh & Lake. Citado por París de Ferrer, (2009) Magdalena.

Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos.. Cap. 9.

Otras gráficas que tienen un comportamiento recto cuando la declinación es exponencial son:

- La gráfica del logaritmo de la tasa de producción versus el tiempo y,

- La gráfica de la producción acumulada (NP) versus la tasa de producción. (Paris de Ferrer, 2009).

2.14.3 Modelo de declinación armónica. En el otro extremo de los modelos de declinación se encuentra el comportamiento armónico, que se presenta cuando el exponente de declinación n tiene un valor de uno.

Como se puede observar en la figura 4, al graficar el logaritmo de la tasa normalizada versus el petróleo acumulado, se obtendrá una línea recta si la declinación es armónica.

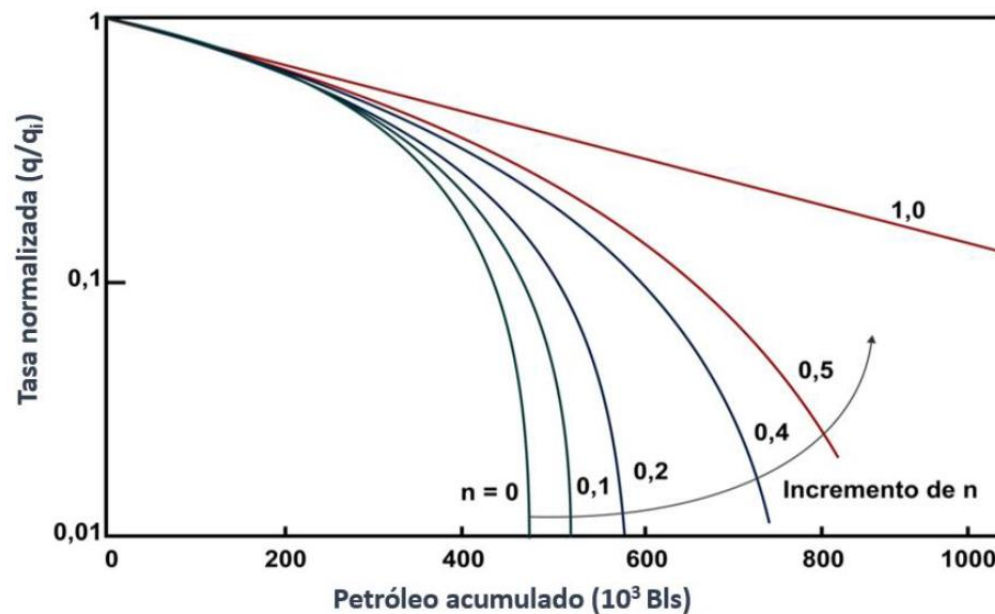


Figura 16. Tasa normalizada vs producción acumulada.

Nota. Modificada de: Walsh & Lake. Citado por París de Ferrer, (2009) Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos.. Cap. 9..

Nuevamente, a partir de la ecuación 4 se pueden obtener expresiones para representar el comportamiento de variables como la tasa de declinación (ec. 8), la tasa de producción (ec. 10), el petróleo acumulado (ec. 11) y el tiempo de vida remanente del pozo (ec. 12).

$$D = \frac{D_i q}{q_i} \quad \text{Ec. 8}$$

Debido a que los parámetros iniciales del pozo (D_i y q_i) serán fijos a lo largo del tiempo, se reescribe esta expresión como:

$$D = bq \quad \text{Ec. 9}$$

Siendo b el cociente entre la declinación y la tasa iniciales ($b=D_i/q_i$). Las demás expresiones que se usan en la descripción de la declinación armónica son:

$$q = \frac{q_i}{1 + D_i * t} \quad \text{Ec. 10}$$

$$Np = \frac{q_i}{D_i} \ln\left(\frac{q_i}{q}\right) \quad \text{Ec. 11}$$

$$ta = \frac{1}{D_i} \left(\frac{q_i}{qa - 1} \right) \quad \text{Ec. 12}$$

Los resultados obtenidos mediante la aplicación del modelo armónico son los más optimistas, pues incluyen las tasas de declinación más leves.

2.14.4 Modelo de declinación hiperbólica. El tercer caso tratado por Arps es el de la declinación hiperbólica, donde el exponente n tiene un valor entre cero y uno. En este caso, para determinar si la declinación es de tipo hiperbólico simplemente se descarta que no sea exponencial ni armónica, es decir, que, si se construyen las gráficas mostradas en las figuras 3 y 4, sin que éstas presenten un comportamiento de línea recta, se considera que la declinación es hiperbólica.

Ahora bien, el siguiente paso consistirá en determinar cuál es, exactamente, el valor del exponente de declinación (n). Para esto se han generalizado muchos métodos. Uno, es el uso de las curvas tipo de Slider. Otro método, consiste en la construcción de una gráfica del inverso de la tasa de declinación del pozo contra el tiempo, tal como se observa en la figura 5. Y existen otras opciones, como las curvas tipo de Fetkovich o la realización de modelos iterativos.

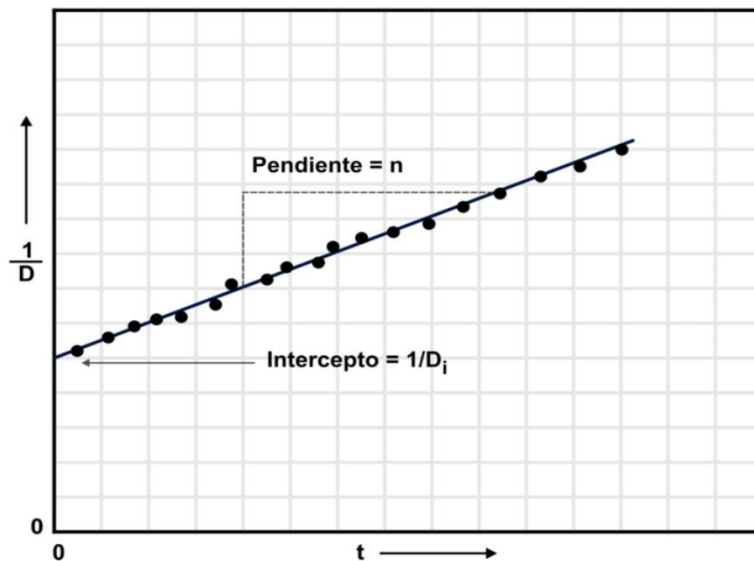


Figura 17. Obtención de la exponente n para la declinación hiperbólica.

Nota. Modificada de: París de Ferrer, Magdalena (2009). Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos.. Cap. 9..

De la misma manera que en los tipos de declinación explicados anteriormente, en la declinación hiperbólica existen expresiones para el cálculo de la producción en cualquier instante, el petróleo acumulado y el tiempo restante antes del abandono, tal como se presenta en las ecuaciones 13, 14 y 15, respectivamente

$$q = q_i (1 + nD_i * t)^{-1/n} \quad Ec.13$$

$$Np = \frac{qi^n(qi^{1-n} - q^{1-n})}{Di(1-n)} \quad Ec. 14$$

$$ta = \frac{1}{nDi} \left[\left(\frac{qi}{qa} \right)^n - 1 \right] \quad Ec. 15$$

Otra opción para la determinación del exponente de declinación n , es el propuesto por Aderemi. Según este autor, se debe suponer un valor de la exponente n y construir una curva de la producción elevada a la potencia $-n$, tal como se observa en la figura 6. Si el valor supuesto es el adecuado, se obtendrá una línea recta.

Por el contrario, si el valor supuesto es demasiado alto, se obtendrá una curva con concavidad hacia arriba; o si el exponente n supuesto es muy bajo, se obtendrá una curva cóncava hacia abajo.

De acuerdo con Fetkovich (1994), los yacimientos normalmente ofrecen una tasa de declinación hiperbólica, cuyos rangos normalmente se encuentran asociados al mecanismo de empuje de éstos. Sin embargo, como se mencionó anteriormente, el modelo más usado en la generación de pronósticos es el exponencial, debido a que es el más pesimista.

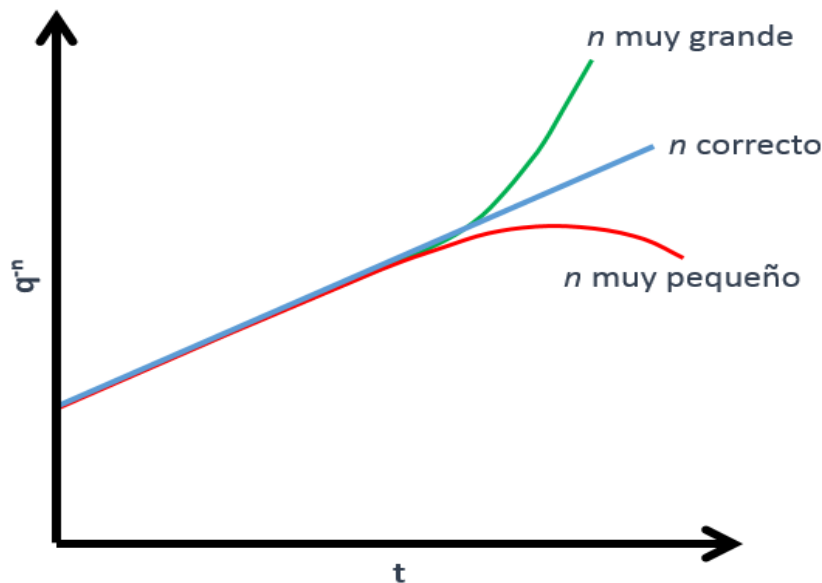


Figura 18. Método de Aderemi para la obtención de la exponente n .

2.14.5 Información necesaria para el uso de curvas de declinación. Como se señaló existen diferentes tipos de Curvas de Declinación que utilizan diferentes tipos de información y que sirven para estimar diferentes comportamientos. A continuación, se describe la información necesaria para poder utilizar este modelo en una estimación de perfiles de producción (Cuba, 2012):

Información del yacimiento

En caso de utilizarse la presión en lugar del tiempo, se requiere el perfil de presiones del yacimiento o de presiones de fondo fluyendo del pozo.

Información de producción

Historiales de producción de hidrocarburos.

Propiedades de los fluidos

Únicamente en caso de no contar con uno de los historiales de producción de aceite o gas y si la presión del yacimiento es superior a la de saturación, comportamiento de la relación de solubilidad contra la presión.

En caso de no contar con uno de los historiales y si el yacimiento está por debajo de la presión de saturación, comportamiento de la relación gas-aceite y relación de solubilidad contra la presión.

2.14.5 Curvas tipo Ante los comentarios expuestos anteriormente, se han propuesto otras metodologías para obtener pronósticos más acertados. En este campo se destacan los aportes realizados por Fetkovich, Blasingame y Agarwal-Gardner, los cuales se basan fundamentalmente en la utilización de “curvas tipo” es decir, de curvas predeterminadas que son comparadas con la tendencia de los datos obtenidos en cada campo.

2.14.6 Balance de materia El Balance de Materia es otro modelo utilizado en la industria petrolera para realizar estimaciones de perfiles de producción en yacimientos y campos petroleros. Este modelo es más exacto y acertado que las Curvas de Declinación, ya que es un análisis que requiere más información acerca del yacimiento, como son las propiedades de los fluidos y de la roca; sin embargo, este modelo aún tiene algunas suposiciones:

- Propiedades de los fluidos y de la roca son homogéneas, o sea, no cambian a lo largo del yacimiento. También llamado modelo Tanque.
- La producción e inyección de fluidos ocurre en un sólo punto de producción y un solo punto de inyección, o sea, no maneja información por pozos.
- No hay dirección para el flujo de fluidos.

Los modelos de Balance de Materia aplican la “Ley de Conservación de la Masa”, planteada en forma de una ecuación: Ecuación de Balance de Materia (de ahora en adelante EBM), que aplicada en la producción de hidrocarburos se expresa como la Ec. 31:

$$\text{volumen producido} = \text{volumen inicial} - \text{volumen remanente} \quad \text{Ec. 31}$$

Al decir Volumen producidos se incluye tanto el aceite y gas así como el agua, si es el caso; sin embargo, dado que en un yacimiento no existen espacios vacíos, la EBM se expresará en términos del volumen producido, contra el volumen que este mismo ocupaba en el yacimiento.

Debido a ser un modelo analítico y relativamente sencillo la EBM hace varias suposiciones para facilitar el proceso de solución sin que estas suposiciones afecten mucho los resultados. Algunas de las principales características y suposiciones de una EBM:

EBM representa un balance volumétrico aplicado a un volumen de control, definido como los límites iniciales de aquellas zonas ocupadas por hidrocarburos.

- Para el análisis volumétrico se definen tres zonas: la zona de aceite, la zona de gas y la zona de agua que existe dentro del volumen de control.
- Una de las principales suposiciones es que las tres fases (aceite, gas y agua) siempre están en un equilibrio instantáneo dentro del yacimiento.
- La suma algebraica de todos los cambios volumétricos que ocurren en cada una de las zonas definidas dentro del volumen de control es igual a cero.
- Los cambios de volúmenes ocurren a partir de un tiempo $t=0$ a un tiempo $t=t$ cualquiera.
- Todos los volúmenes están expresados a condiciones de yacimiento.
- Homogeneidad del yacimiento: Tanto las propiedades de los fluidos como de la roca son las mismas en cualquier punto del yacimiento.
- La producción e inyección de fluidos es únicamente en un punto para cada uno.
- No hay dirección para el flujo de fluidos. (Escobar, 2008)

2.14.7 Ecuación de Balance de materia para yacimientos de aceite. Como se mencionó, la EBM está basada en la “Ley de conservación de la masa”, para el caso de yacimientos de aceite, la producción de fluidos y la combinación las diferentes fuerzas, se puede expresar en términos de la producción de fluidos. Ec. 32:

$$F = N (E_o + mE_g + E_{fw}) + WeBw \quad Ec. 32$$

Donde:

N = Volumen original de aceite.

E_o = Expansión del aceite más gas disuelto.

mE_g = Expansión de la capa de gas.

E_{fw} = Expansión del agua congénita.

We= Entrada de agua

Mientras F, que es la producción de fluidos, se expresa según la siguiente ecuación:

$$F = Np [Bo + (Rp - Rs)Bg] + WpBw - WiBw - GiBg \quad Ec. 33$$

Dónde:

Np= Producción acumulada de aceite.

Bo= Factor de volumen de aceite.

Rs= Relación de solubilidad.

Rp= Relación gas-aceite producida.

Bg= Factor de volumen del gas.

Wp= Producción acumulada de agua.

Bw= Factor de volumen del agua.

Wi= Inyección acumulada de agua.

Gi= Inyección acumulada de gas.

El término F incluye también la inyección de fluidos al yacimiento, en caso de estar en una etapa de Recuperación Secundaria, siendo estos volúmenes negativos en la ecuación. Si el yacimiento está aún en su etapa de recuperación primaria, F se reduce a la expresión de la Ec. 34:

$$F = Np [Bo + (Rp - Rs)Bg] + WpBw \quad Ec. 34$$

Utilización de los factores de volumen es para dejar todos los volúmenes a condiciones de yacimiento para poder compararlos con los otros términos.

Finalmente, la EBM general puede ser escrita para un yacimiento de Aceite según el mecanismo de producción que esté presente. Como se dijo antes, mecanismos como la expansión de aceite, gas disuelto y expansión del agua congénita de la roca, siempre estarán presentes en

cualquier yacimiento, durante alguna etapa de su producción. La forma general de la EBM para yacimientos de aceite es la Ec. 35:

$$F = N \left[Bt - Bti + mBoi \left(\frac{Bg}{Bgi} - 1 \right) + (1 + m)Boi \left(\frac{Cw Swi + Cf}{1 - Swi} \right) \Delta P \right] + WeBw \quad Ec. 35$$

La forma general de la EBM contiene tres incógnitas: Volumen original de aceite (N), tamaño de la capa de gas (m) y la Entrada de agua. Para poder realizar una estimación de comportamiento del yacimiento es necesario no tener incógnitas. La N puede ser fácilmente calculada con algún método volumétrico, We puede ser estimada mediante la ecuación de L. T. Stanley y la m estimada mediante un método gráfico de EBM, que también pueden utilizarse para la We y la N.

Yacimientos de aceite bajo saturado

Los yacimientos de aceite bajo saturado, en los cuales todo el gas se encuentra disuelto en el aceite, la EBM toma una forma particular. Asumiéndose que no existe ninguna inyección (etapa de recuperación primaria), sin acuífero activo ($We=0$) y despreciándose la producción de agua, la EBM general queda como la Ec. 36:

$$Np [Bo + (Rp - Rs)Bg] = N \left[(Bt - Bti) + Boi \left(\frac{Cw Swi + Cf}{1 - Swi} \right) \Delta P \right] \quad Ec. 36$$

La ecuación puede expresarse en términos de los factores volumétricos, simplificando los términos; $Rp=Rs=Rsi$ y $Bo=Bt$

$$\frac{Np}{N} = \left(\frac{Boi}{Bo} \right) Ce \Delta P \quad Ec. 37$$

Dónde:

$$Ce = \frac{CwSw + Cf}{1 - Swi} \quad Ec. 38$$

La única incógnita en la Ec. 3.21 es el volumen original N, el cual puede ser estimado con algún método volumétrico, siendo así, dicha ecuación puede ser utilizada para realizar

estimaciones de producción para diferentes caídas de presión, únicamente es necesario conocer el comportamiento de las demás propiedades para cada una de esas presiones.

2.14.7 Estimación de los perfiles de producción. Como se vio, la EBM es una aplicación de la Ley de Conservación de la Masa y su forma más general se expresa:

$$F = N (E_o + mE_g + E_{fw}) + W_e B_w \quad Ec. 39$$

Otra forma de escribirlo sería:

$$F = N E_t + W_e B_w \quad Ec. 40$$

En la industria se utilizan medios gráficos para la estimación de los parámetros desconocidos. Los métodos gráficos son una opción para encontrar las incógnitas que la EBM tiene y posterior a eso poder desarrollar una estimación del comportamiento del yacimiento. Algunos de los métodos gráficos son:

Método FE: Utilizado cuando existe empuje por expansión del gas en solución, asumiendo $W_e=0$. Se grafica F contra E_t , donde N es la pendiente de dicha gráfica. Ec. 41

$$F = N E_t \quad Ec. 41$$

Método GASCAP (Aziz & Settari, (1979): Utilizado para determinar m y N , asumiendo que $W_e=E_{fw}=0$. Se grafica F/E_o contra E_g/E_o , siendo mN la pendiente de esa gráfica y N la ordenada al origen. La EBM queda como la Ec. 42:

$$\frac{F}{E_o} = N + mN \frac{E_g}{E_o} \quad Ec. 42$$

Método Havlena-Odeh: Utilizado para determinar W_e y N . Se grafica F/E_t contra W_e/E_t , siendo N la ordenada al origen. Ec. 43:

$$\frac{F}{E_t} = N + \frac{W_e}{E_t} \quad Ec. 43$$

Método de Campbell: También utilizado para determinar N, se grafica F/Et contra F, siendo N la ordenada al origen. Ec. 44:

$$\frac{F}{Et} = F \quad Ec. 44$$

2.15 Ventajas y desventajas de cada modelo de estimación

Cada uno de los modelos requiere diferente información, su nivel de precisión y dificultad es diferente, así como los costos para utilizarlos. A continuación, se enlistan algunas de las ventajas y desventajas de los modelos de estimación.

Curvas de Declinación

Ventajas

1. Es un modelo que requiere poca información del yacimiento, por lo mismo es sencillo y útil en casos de emergencia donde se necesite tomar decisiones rápidamente.
2. A pesar de ser el modelo más sencillo y fácil de utilizar, en yacimientos o campos en etapa de declinación, llega a ser igual o más preciso que una simulación.
3. Al ser un modelo que depende del gasto de producción y producción acumulada, puede ser aplicado a nivel pozo, yacimiento y campo.
4. Debido a que únicamente utiliza la producción de fluidos, es preciso manejando las heterogeneidades del yacimiento, ya que estos están reflejados en la misma producción.

Desventajas

1. Puede ser muy impreciso si no se cuenta con un historial de producción grande.
2. Aplicable únicamente si se produce a un gasto constante

3. En yacimientos con gran mantenimiento de presión puede caer en grandes errores, si no se toma en cuenta la producción de agua.
4. No puede realizar predicciones de las propiedades del yacimiento ni de los fluidos.

Balance de Materia

Ventajas

1. En yacimientos con poca heterogeneidad los cálculos y estimaciones son muy precisas, que puede llegar a proporcionar respuestas rápidas en caso de necesitarlo.
2. Bastante preciso para la estimación de la magnitud de los mecanismos de empuje, así como su comportamiento futuro.
3. modelo relativamente sencillo y económico.
4. Puede manejar métodos de recuperación secundaria, como inyección de gas y agua.

Desventajas

1. Debido a que considera el yacimiento como un modelo tanque, no es preciso manejando heterogeneidades
2. No toma en cuenta el número de pozos, ni sus características individuales.

3. Proceso metodológico

3.1 Enfoque

Tanto el enfoque cuantitativo como el cualitativo, utilizan procesos rigurosos y sistemáticos para la producción de conocimiento. Hernández, Fernández y Baptista (2014,10), afirman que “El *enfoque cualitativo* busca principalmente la **dispersión o expansión** de los datos e información, mientras que el *enfoque cuantitativo* pretende **acotar** intencionalmente la información (medir con precisión las variables del estudio)”. El estudio cuantitativo se basa en investigaciones previas, mientras que el cualitativo se fundamenta primordialmente en sí mismo.

A partir de la afirmación anterior, para el desarrollo de este estudio, se asumió un enfoque cuantitativo, teniendo en cuenta que la meta de la investigación es describir, explicar, predecir fenómenos, generar y probar teorías. Ubicando al investigador en una posición neutral e imparcial. Así mismo se intenta explicar lo empírico desde la teoría estableciendo y probando hipótesis. El análisis de datos es esencialmente numérico interpretativo, que habitualmente recurre al uso de instrumentos estandarizados, válidos, confiables, que se prueban y se ajustan teniendo como finalidad describir variables y explicar cambios.

3.2 Diseño Metodológico

Diseño Investigativo; Enfoque Cuantitativo

FASES METODOLÓGICAS

Establecer base de datos con modelo actual de las pruebas de pozo realizadas en la frecuencia real, con las variables de cálculo, para estimar y resolver la situación problemática planteada en la investigación.
De los modelos presentes en la literatura seleccionar el que mejor describa el cálculo de la producción, con el fin de tomarlos como base y sobre estos, proponer las modificaciones respectivas, añadiendo o transformando constantes, parámetros o términos para el cálculo de la producción en tiempo real del campo Dorotea.
Construir un archivo en hojas de cálculo utilizando la programación de office, que permita llevar a cabo paso a paso y de manera practica el procedimiento para el cálculo del potencial en tiempo real.
Comparar los resultados obtenidos de pruebas reales de campo, con los resultados de la herramienta, en más de 25 pruebas de producción históricas, logrando realizar un seguimiento al potencial con mayores frecuencias.

3.3 Alcance

Hernández, Fernández y Baptista (2014), plantean que un estudio puede tener en términos generales cuatro tipos de alcance, exploratorio, descriptivo, correlacional y explicativo, sin embargo en el trabajo práctico se pueden incluir elementos de más de uno de estos alcances. “Los estudios exploratorios sirven para preparar el terreno y por lo común anteceden a investigaciones con alcances descriptivos, correlacionales y explicativos. Los estudios descriptivos -por lo general- son la base de las investigaciones correlacionales, las cuales a la vez proporcionan información para llevar a cabo estudio explicativos que generan un sentido de entendimiento y son altamente estructurados.” Es así, como los estudios exploratorios trabajan un tema poco estudiado; los descriptivos buscan especificar propiedades, características y rasgos fundamentales del objeto de estudio analizado y el explicativo asocia variables y pretende establecer causas del evento o fenómenos que se estudian.

El presente trabajo de grado tendrá un alcance de tipo explicativo, se desarrollara una metodología que permita describir, explicar, predecir fenómenos, generar y probar teorías con una realidad objetiva para estimar la producción en tiempo real de los pozos productores de hidrocarburos en el campo Dorotea.

3.4 Métodos para el cálculo de potenciales en tiempo real

En la actualidad no existe ninguna metodología para el cálculo de potenciales en tiempo real pero si existen software y metodologías para estimar la produccion y potenciales de los pozos con parámetros específicos con análisis profundos poco prácticos.

3.5 Pronósticos de producción

Este es un ejercicio que se realiza mensualmente, a efecto de disponer de una cifra de máximo potencial de cada una de las segregaciones de crudo, y la cual sirve como nivel de referencia para el cálculo de la producción disponible de los próximos meses. Este valor es discutido y acordado por un equipo de trabajo, integrado, además del ingeniero de producción, por los ingenieros de yacimiento y facilidades de superficie.

En el Pronóstico Operativo (POP) deberán incluirse todos los pozos capaces de producir por un periodo de tiempo determinado, es decir: pozos activos; pozos cerrados por problemas operacionales menores de superficie o subsuelo, con disponibilidad inmediata; y pozos cerrados por problemas operacionales mayores o menores de superficie o subsuelo, con disponibilidad no

inmediata (siempre y cuando se tenga planificado repararlos o activarlos en los tres meses siguientes).

La estimación mensual del POP generalmente se realiza a nivel de pozo, a final de cada mes, y sobre la base de las últimas medidas representativas que se dispongan.

Durante esta revisión se tienen en cuenta cualquiera de los siguientes eventos que apliquen:

- a. Las últimas medidas muestran que el pozo se encuentra produciendo en línea con el potencial asignado: En este caso, simplemente se ratifica su producción para ese periodo.
- b. Las últimas medidas muestran que el pozo está produciendo por debajo del potencial: En este caso se revisan todos los parámetros asociados al sistema de producción (THP , WHT , BSW, equipo del sistema de levantamiento) y se asume que el potencial es recuperable, por lo que la producción faltante se mantiene como diferida y la duración de este proceso dependerá de las acciones acordadas y la capacidad de respuesta de la organización.

Si agotadas todas las acciones económicamente posibles y revisados los parámetros de yacimiento asociados al pozo no permiten recuperar los niveles de producción anteriores, entonces se ajusta el POP del pozo. La reducción del potencial de producción del pozo podrá asociarse a factores intrínsecos, como: yacimiento (debido a agotamiento de presión, incremento del corte de agua); completación mecánica (lo que ocasionaría una pérdida permanente de la capacidad de producción y cuya corrección requeriría un trabajo de reacondicionamiento mayor con taladro); ajustes administrativos, asociadas a la corrección de potenciales mal asignados por algún tipo de error de interpretación o problemas de medición; entre otros.

- c. Las últimas medidas muestran que el pozo está produciendo por encima del potencial asignado: Entonces se desprenden acciones dirigidas a la verificación de los datos y si se

estima procedente, se ajustará el potencial, elevando el mismo. Estos casos ocurren generalmente cuando al pozo se le ha efectuado algún ajuste u optimización, algún cambio de zona, estimulación de pozos, cañoneo adicional, entre otros. Una vez se ha estimado el potencial de cada pozo, se considera un porcentaje de declinación, el cual es calculado según la estadística de producción del campo este factor es del alrededor del 2-5%.

Se establece el incremental por operaciones de workover y perforación, así como las diferidas correspondiente al mes ya sea por reposición de líneas, Mantenimiento de superficie, Limitación de facilidades, etc. Consolidando los anteriores tópicos se calcula el pronóstico operativo del mes POP.

3.6 Aspectos que afectan los pronósticos de producción

Según Montes (2016), la generación de pronósticos de producción es un proceso que históricamente se ha desarrollado con base en los modelos de curvas de declinación, presentados en el marco de referencia en el capítulo anterior. Donde realizo en la investigación donde analizo los fenómenos que afectan la declinación de la producción, donde se incluyó la producción de un yacimiento por simulación numérica, de crudo liviano.

De acuerdo a este estudio, se realizó una serie de simulaciones donde se tenía en cuenta diferentes escenarios de cierre de los pozos, y pérdidas y aumento en el sistema de levantamiento, y en el cual se analizaron las siguientes variables:

- Espesor cañoneado, pies
- Presión de fondo fluyente, psi
- Daño a la formación

- Saturación de aceite inicial

Adicionalmente, se analizó una variación en:

- Presión inicial, psi
- Presión de burbuja, psi
- Profundidad, pies
- Gravedad API
- Aceite in situ
- Volumen de agua, STB
- Volumen inicial de gas, SCF
- Volumen inicial de gas disuelto
- Factor volumétrico de formación, Bls/STB

De acuerdo a este estudio, las variables más influyentes se muestran en la siguiente figura.

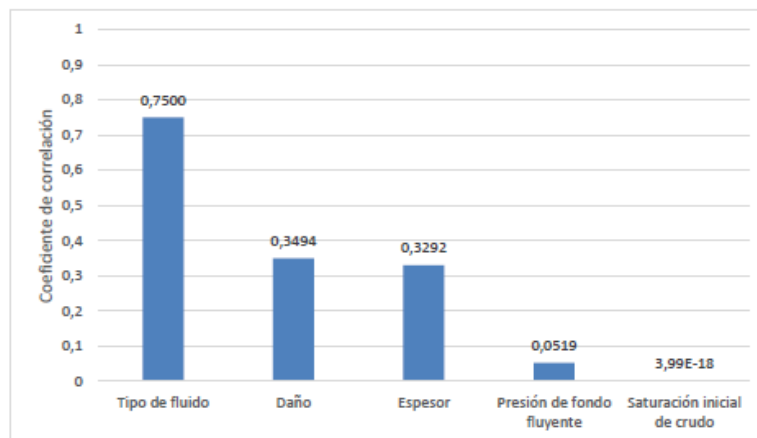


Figura 19. Ponderación del impacto de las variables sobre la declinación

Nota. Adaptado de: Montes (2016).

La grafica anterior, presentada por Montes (2016), muestra que el tipo de fluido, el daño a la formación y el espesor cañoneado tiene la mayor incidencia en el valor de la declinación, aunque no llega a ser una dependencia total.

3.7 Parámetros operacionales más influyentes en el seguimiento y control de la producción del campo.

De acuerdo a la fundamentación y a la revisión de todos los parámetros que influyen en el seguimiento y control de la producción de un pozo de petróleo, se toman, los parámetros operacionales más relevantes y se determina su influencia teórica. Lo anterior teniendo en cuenta los antecedentes teóricos y revisión de proyectos realizados con anterioridad en investigaciones a nivel de pregrado, especialización y maestría.

Tabla 2.

Parámetros más influyentes en el seguimiento y control de la producción.

Ítem	Parámetro
1	Daño a la formación
2	Espesor Cañoneado
3	Presión de fondo
4	Frecuencia de toma de pruebas de pozo
5	Fricción (Flujo, tipo de tubería, fluido)

Nota. Adaptado de: Córdoba, L, “SAMARIA. Colombia. 2019”

3.8 Modelos para pronósticos de producción

El pronóstico de producción es una de las tareas que más análisis han tenido en los campos de petróleo, desde los inicios del siglo XX, donde se realizaron análisis de la declinación y predicción de los comportamientos con cálculos geométricos. En esos tiempos, se calculaba la producción a iguales intervalos de tiempo forma series geométricas y señalaron la caída de producción como una fracción aproximadamente constante. Arnold y Anderson (1908) introdujeron el término “declinación” y lo asociaron a dicha fracción.

La importancia de determinar el modelo de declinación o poder pronosticar la declinación de un pozo de petróleo radica, en factores técnicos y económicos. La estimación de perfiles de producción es de vital importancia, tanto para la planeación del desarrollo futuro del yacimiento, como para reclasificación las reservas y el factor de recuperación que se espera obtener. Algunas de las principales utilidades de los modelos de estimación, son:

1. Determinar el volumen original de hidrocarburos.
2. Realizar programas y perfiles de producción, futuros, con diferentes escenarios de explotación.
3. Reevaluar las reservas y el factor de recuperación esperado.
4. Estimación de la magnitud de los mecanismos de producción.
5. Predecir el comportamiento de las propiedades del yacimiento.
6. Planificación del tiempo requerido para la explotación económica de las reservas probadas.
7. Selección del método de levantamiento artificial que pueda requerirse y el mejor momento para iniciarlo.

8. Ayuda en la selección del tipo, tamaño y demás características de las instalaciones superficiales.
9. Predicción de la presión del yacimiento para diferentes volúmenes de producción acumulada (N_p).
10. Detectar la presencia del influjo de agua antes de que los pozos produzcan agua. Cuando un yacimiento ha estado produciendo durante un tiempo considerable, llegará a un punto donde la producción que ofrezca dicho yacimiento empezará a disminuir, de esa manera el yacimiento entrará en su etapa de declinación (Cuba, 2012).

3.9 Métodos para cálculo de parámetros de seguimiento y control de producción

Estos parámetros son herramientas con las que cuenta el ingeniero de producción como mecanismo de control de producción para realizar el seguimiento de esta. Son la única forma veraz y precisa de conocer en detalle el influjo o problemas presentes en el pozo o poder tomar determinaciones que mantengan la producción en un nivel óptimo correspondiente a lo que se ha planeado previamente para cada pozo.

Entre las herramientas con la que el ingeniero de control de producción puede contar se encuentra: pruebas de caudal de producción, diagramas, registros sónicos (Sonolog), carta amperimétrica, entre otras.

3.10 Pruebas de pozo

La finalidad principal de estas pruebas es poder hacer una evaluación periódica de la producción ya sea de agua, gas o aceite en cada pozo. Estas deben ser realizadas por lo menos una vez al mes por un periodo de 24 horas en cada pozo.

Deben tomarse medidas precisas de aceite, agua y gas producido; esto se hace conduciendo la corriente del pozo hacia la estación de recolección donde entra a un separador de prueba o tanque de prueba y usando medidores sobre cada una de las fases.

- Pruebas de producción en campo. Las pruebas de producción de Campo Dorotea se realizan contra tanques de prueba.

3.11 Medición de Tanques

Se marca con la crema reveladora la plomada utilizando la cinta de medición a fondo para determinar la cantidad de agua libre, para ello, se debe cerciorar que este en el fondo, se mantiene por espacio de un (1) minuto la cinta en el fondo con el fin de establecer un buen corte y posteriormente se sube la cinta y se procede a realizar la lectura respectiva.

1. Baje la cinta de medición al vacío y se determina el nivel del tanque tal como se muestra en el grafico relacionado a continuación

Altura nivel producto: $AR - AV + LP$

Donde:

AR = Altura de referencia

AV = Altura de vacío

LP= lectura plomada

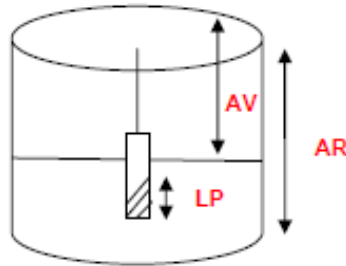


Figura 20. Descripción toma de medidas tanque.

Fuente: Simulación de yacimiento, 2013.

2. Baje la sonda del Thermoprobe hasta llegar al fondo del tanque como ya se determinó previamente el nivel del tanque en el paso anterior, suba la sonda por lo menos a la mitad de la altura del nivel, mantenga esta altura hasta que se estabilice la temperatura y tome la lectura arrojada por el equipo.
3. Para la toma de una muestra corrida, baje el toma muestra hasta el fondo del tanque suba por lo menos un metro y proceda a efectuar un jalón fuerte que permita que se abra el tapón del cuello de la botella e inmediatamente suba la botella (toma muestra) con el objetivo de obtener una muestra representativa del crudo almacenado en el tanque.

Liquidación de La Prueba:

Para liquidar la prueba se debe tener en cuenta:

- Vol. Total observado – Vol. De agua libre = Volumen producto.
- Vol. Producto x factor de corrección por temperatura = Volumen estándar de producto.
- Vol. Estándar de producto - %BSW= volumen neto de producto.

Si al medir el tanque, se encuentra con niveles de producto superior a 3 metros, se deben tomar tres lecturas así: a un (1) metro de la superficie, en la mitad y a un (1) metro arriba del fondo. La temperatura a liquidar será el promedio aritmético de las tres lecturas.

De otro lado, sí al medir el tanque, se encuentra con niveles inferiores a 3 metros, se tomará una lectura a la mitad de la altura del producto, igual sucede para tanques con capacidad menor a 5 mil barriles.

Los datos obtenidos mediante estas pruebas son usados para:

- Monitorear el influjo de agua
- Monitorear el drenaje de hidrocarburos.
- Optimizar la producción del pozo.

Si la medida tomada está desfasada de la producción pronosticada para el pozo se recomienda realizar una segunda prueba; si la producción reportada aún permanece por fuera del rango, será necesario realizar pruebas adicionales de otro tipo como mediciones de nivel de fluido (Sonolog) y diagramas para conocer el estado del pozo.

3.12 Manejo de Información

Al realizar el completamiento original de un pozo, El equipo de ingeniería de Yacimientos, establece el IP del pozo de acuerdo con las propiedades petrofísicas, los espesores netos cañoneados y la información de pozos vecinos, con lo cual establecen cual sería la producción estimada para ese pozo como un compromiso volumétrico.

Cuando se estabilice el corte de agua, se debe realizar una prueba de producción y registrar nivel de fluido. Con toda la información tomada se calcula nuevamente el índice de productividad

siguiendo la ecuación se redefine su compromiso volumétrico y se realiza el diagnóstico del sistema instalado.

Para calcular el índice de productividad es necesario contar con los datos de nivel de fluido, los datos de la prueba de producción (datos de medida de agua y aceite), la °API del fluido, gravedad específica del agua y la profundidad media de producción (PMP), los cuales se obtienen de la siguiente forma:

3.13 Procesamiento de la Información anejo de Información

La información manejada por el personal de Control de Producción corresponde a los datos recopilados por medio de las herramientas de control. Esta información la constituyen básicamente, datos de medida de agua y aceite, datos de nivel de fluido, BSW, estado de las bombas.

El manejo correcto de estas variables puede ayudar a detectar posibles problemas ya sea en el estado del pozo o del campo en general. El manejo de los datos operacionales y de producción para un pozo que produce por bombeo electrosumergible se realiza de la siguiente forma: Diariamente se deben monitorear los parámetros operacionales como son la frecuencia, presión la PIP, voltaje del motor, amperaje etc.

Esta revisión la realiza el recorridor de campo diariamente, y reporta los datos por medio de un informe de integridad del campo. Este informe contiene el listado de los pozos parados, explicando el motivo y la producción que se pierde por cada pozo que se encuentre fuera de funcionamiento (producción diferida).

Las estaciones reportan la producción de agua y aceite de los pozos, que se pongan a prueba. Las pruebas de tasa de producción deben ser conducidas para cada pozo por lo menos una vez al mes por un periodo de 24 horas (requerimiento de la ANH). Una muestra de fluido es enviada al laboratorio para determinar el porcentaje de agua (BSW), API, cantidad de sedimento y salinidad del agua producida; así mismo diariamente el recorridor toma muestras aleatorias de algunos pozos para determinar las variaciones en el BSW.

3.14 Metodología para el Cálculo de potencial en tiempo real

La precisión en la predicción de la caída de presión esperada durante el flujo multifásico de fluido en la sarta de producción de un pozo es un problema ampliamente conocido en la industria petrolera. Son muchas las correlaciones y modelos mecánicos que permiten estimar el gradiente de presión en pozos como las correlaciones de: Duns y Ros (2008); Orkiszewski (1967); Hagedorn y Brown (1965), Beggs y Brill (1973), Govier y col. (1999), entre otras. Cada una de ellas presentan condiciones de aplicación y consideraciones que las constituyen en aproximaciones teóricas para solucionar problemas prácticos, fundamentadas normalmente en las leyes físicas que controlan la dinámica del fluido clásico basadas en las formulaciones y soluciones de la ecuación de Navier-Stokes. El estudio del gradiente de presión que ocurre durante el flujo de fluidos multifásico en tuberías es extremadamente complejo por el gran número de variables involucradas.

Una de las diversas correlaciones para hallar la producción de un pozo es la de **Hagedorn y Brown** en la cual se pueden incluir todos los rangos prácticos de caudales de flujo, un amplio rango de relaciones gas-liquido, todos los diámetros ordinarios de tuberías y el efecto de las propiedades del fluido.

Los datos fueron tomados para diámetros de tubería a partir de 1 pulgada a 3.5 pulgadas. Esta es una correlación general para un amplio rango de condiciones. Los aspectos principales de dicha correlación son:

- Correlación de Hagedorn & Brown
- La ecuación de gradiente de presión incluye el término de energía cinética y considera que existe resbalamiento entre las fases.
- No considera patrones de flujo.
- El factor de fricción para flujo bifásico se calcula utilizando el diagrama de Moody.
- La viscosidad del líquido tiene un efecto importante en las pérdidas de presión en el flujo bifásico.
- El colgamiento de líquido o fracción del volumen de la tubería ocupado por líquido es función de cuatro números adimensionales: número de velocidad del líquido, número de velocidad del gas, número del diámetro de la tubería y el número de la viscosidad del líquido (introducidos por Duns & Ros).

Pasos Generales

- Se toman rango de tubería entre 1 y 3 ½ pulgadas de diámetro nominal.
- Analizar el líquido retenido en la tubería debido a la aparición del gas y mediante la correlación de Hagedorn y Brown se determina el valor de líquido retenido, líquido retenido sin escurrimiento y si existe régimen de burbuja.
- Toma de datos de campo y preparación del modelo de simulación para predecir la producción
- Suministro de datos a la herramienta HagedornBrownCorrelation.xls y análisis de fluidos con los métodos analíticos

- Análisis de sensibilidad del modelo de simulación, partiendo de los resultados obtenidos por la herramienta HagedornBrownCorrelation.xls
- Determinación del mejor escenario y sus condiciones

3.15 Revisión del histograma de producción del pozo Dorotea C5H

En la figura 22 se presenta la producción de barriles de aceite por día del pozo Dorotea C5H. La producción es registrada a partir del año 2012 hasta la fecha, observándose una producción aproximada de 1950 barriles por día en el año 2012, en el año 2013 una producción aproximada de 1500 barriles por día, en el año 2014 una producción aproximada de 1000 barriles por día, en el año 2015 una producción aproximada de 475 barriles por día, en el año 2016 una producción aproximada de 265 barriles por día y hasta noviembre del año 2017 se tiene una producción aproximada de 185 barriles por día.

Actualmente en el campo Dorotea C5H, se presenta un alto nivel de incertidumbre en la identificación de las caídas de producción en tiempo real por incremento en el número de pozos productores minimizando la frecuencia de pruebas.

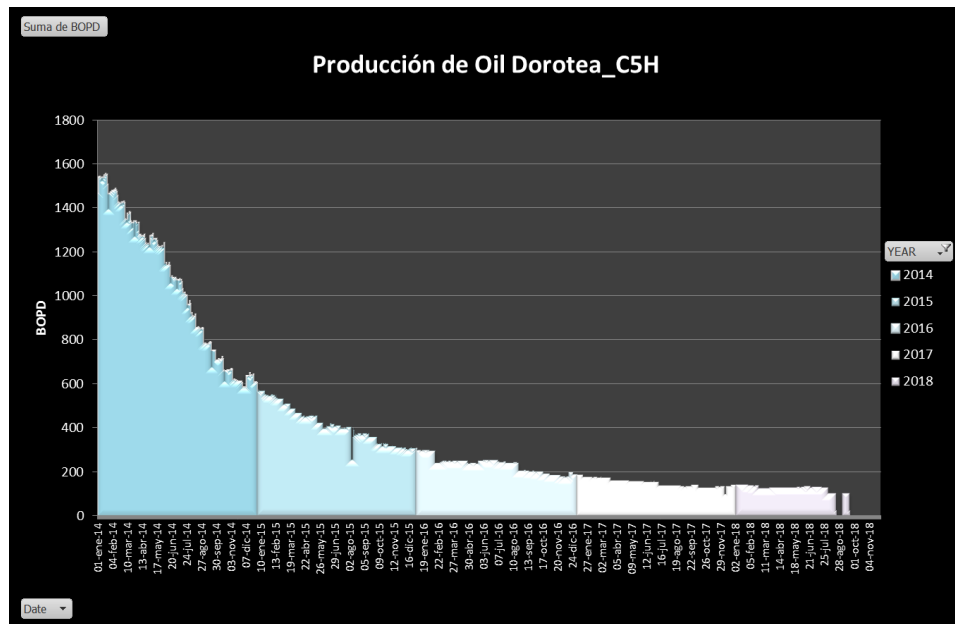


Figura 21. Producción de aceite del pozo Dorotea C5H en los últimos 5 años.

Nota. Adaptado de: Data histórica Campo Dorotea

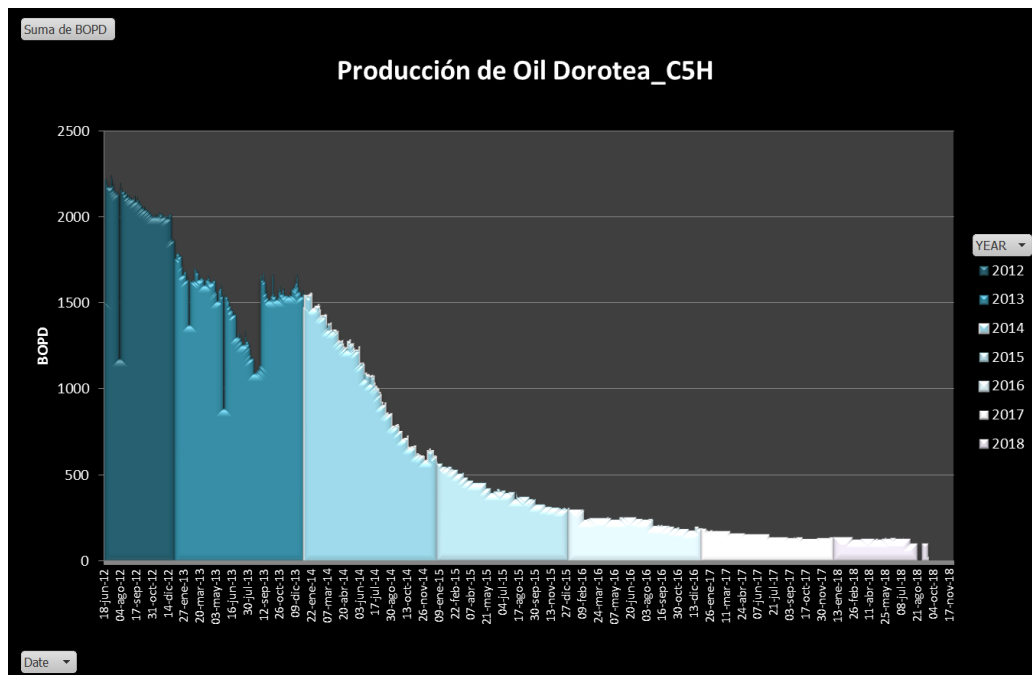


Figura 22. Promedio de producciones anuales campo Dorotea

Nota. Adaptado de: Data histórica Campo Dorotea

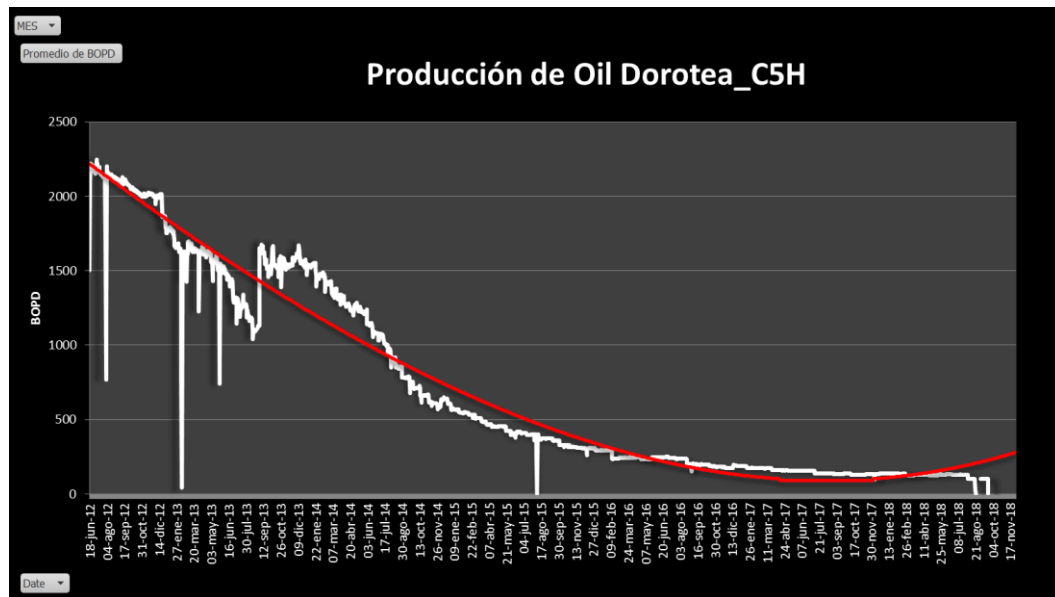


Figura 23. Curva declinación de producción del pozo Dorotea C5H.

Nota. Adaptado de:: Data histórica Campo Dorotea

El comportamiento de la producción de un pozo con respecto al tiempo puede ser representado con una gráfica como la mostrada en la anterior ilustración, “después de un periodo donde se estabilizo la producción del pozo, se encontró que hubo un momento en el que el pozo no podía sostener la producción y su capacidad fue decayendo regularmente, es decir, comenzó a declinar mes tras mes”.

Los inconvenientes mencionados anteriormente pueden traer como consecuencia una afectación en los planes estratégicos de producción, incertidumbre en la identificación de las caídas de producción y la dificultad para tomar decisiones a tiempo sobre el buen manejo de la producción.

3.16 Suministro de datos a la correlación de Hagedorn y Brown

A continuación, se relacionan las variables que deben ser incluidas para el desarrollo de la correlación de Hagedorn y Brown:

- **Profundidad:** medida que se toma desde la superficie hasta el fondo del pozo. Existen dos tipos de medida, la TVD que mide la profundidad vertical del pozo y la MD que es la medida total del pozo incluyendo curvaturas. Estas medidas se pueden dar en el SI (m) o en el US field units (ft).
- **Diámetro interno de la tubería:** en el caso de los tubos con sección transversal circular además de la longitud hay tres dimensiones fundamentales: el diámetro exterior, el diámetro interior y el espesor de pared. Las dimensiones de los diámetros definen su característica fundamental. Para necesidades de la industria y el uso general se fabrican tubos con diámetros desde décimas de milímetro hasta tubos con diámetro de varios metros. Medidas en SI (m), US Field units (in).
- **Gravedad del aceite (API):** La gravedad API, o grados API, de sus siglas en inglés American Petroleum Institute, es una medida de densidad que, en comparación con el agua a temperaturas iguales, precisa cuán pesado o liviano es el petróleo. Índices superiores a 10 implican que son más livianos que el agua y, por lo tanto, flotarían en ésta. La gravedad API se usa también para comparar densidades de fracciones extraídas del petróleo.
- **Viscosidad del aceite (cP):** es la medida de cómo se comporta un fluido ante la presión, esta se conoce como viscosidad dinámica y se mide en centipoises (cP). (Ver figura 37)

- **Producción gas líquido (GLR):** es la relación gas-liquido, relación del gas producido con respecto a los líquidos producidos (petróleo y agua). (Tomado de datos de producción)
- **Gravedad específica del gas (γ_g):** se define como la relación entre su densidad y la densidad del aire. En el campo esta propiedad se mide fácilmente en la cabeza del pozo, por lo tanto, es usada como una indicación de la composición del gas. (ver figura 34)
- **Presión en la cabeza de la tubería (P_{hf}):** es la presión con la cual el fluido llega a la superficie justo en la cabeza del pozo. Sus unidades en el SI (Mpa) y en el US Field units (psia). (Tomado de datos de producción)
- **Temperatura en la cabeza de tubería (t_{hf}):** es la temperatura medida de en cabeza del pozo del fluido proveniente del yacimiento. (tomado de datos de producción)
- **Temperatura de entrada a la tubería (t_{wf}):** es la temperatura a la cual el fluido proveniente del yacimiento ingresa a la tubería de producción.
- **Tasa de producción de líquido (ql):** es la cantidad de líquido producido agua + curdo proveniente del yacimiento. (tomado de datos de producción)
- **Corte de agua (W_c):** es el porcentaje o fracción de agua presente en la producción de líquidos. (tomado de datos de producción)
- **Tensión interfacial:** La tensión superficial es la fuerza en la superficie de un líquido que hace que el área de esa superficie sea la mínima posible. De otra manera la tensión superficial es la medida de la fuerza elástica por unidad de longitud que actúa en la superficie de un líquido. (correlacionado con: Aguilar, Laura. Sandoval, Félix. Yahima, Oliva. López, Ónix. (2011). Caracterización físico química de crudos cubanos de las estructuras en evaluación del bloque VIIA de la franja norte de crudos pesados. *Petro3-05*, 169, 5-6)

- **Gravedad específica del agua:** La gravedad específica es la proporción de una unidad entre otra, se define como el cociente de su densidad entre la densidad del agua, esta cantidad no tiene unidades es simplemente, un número. (ver figura 32)

A continuación, se relaciona la información obtenidas de varias pruebas realizadas al pozo Dorotea C5H.

 Complete Water Analysis RFS ID No. 40823-01 Sample date: May 21, 2013 File No.: 1303420 Record No.: 2067 Well name: Dorotea C5H Company: New Granada Energy						
Cations		Test Method	(mg/l)	MW	Valence	Meq/l
Barium	Ba ⁺²	ICP	6.4	137.34	2.0	0.09
Calcium	Ca ⁺²	ICP	230	40.08	2.0	11.40
Iron (dissolved)	Fe ⁺²	ICP	0.10	55.85	2.0	0.00
Magnesium	Mg ⁺²	ICP	29	24.31	2.0	2.42
Potassium	K ⁺	ICP	76	39.10	1.0	1.95
Sodium	Na ⁺	ICP	1,230	22.99	1.0	53.68
Anions		Test Method	(mg/l)	MW	Valence	Meq/l
Alkalinity (as Bicarbonate)	HCO ₃ ⁻	Titration	335	61.02	1.0	5.51
Bromide	Br ⁻	Titration / IC	6.9	79.90	1.0	0.09
Carbonate	CO ₃ ⁻²	Titration	0.0	60.01	2.0	0.00
Chloride	Cl ⁻	Titration / IC	2,160	35.45	1.0	61.48
Iodide	I ⁻	Titration / IC	<2.0	126.90	1.0	0.00
Sulfate	SO ₄ ⁻²	IC	5.2	96.06	2.0	0.11
Sulfide	S ⁻²	IC	0.0	32.06	2.0	0.00

Figura 24. Pruebas realizadas al pozo Dorotea C5H.

Nota. Adaptado de: Core-Lab

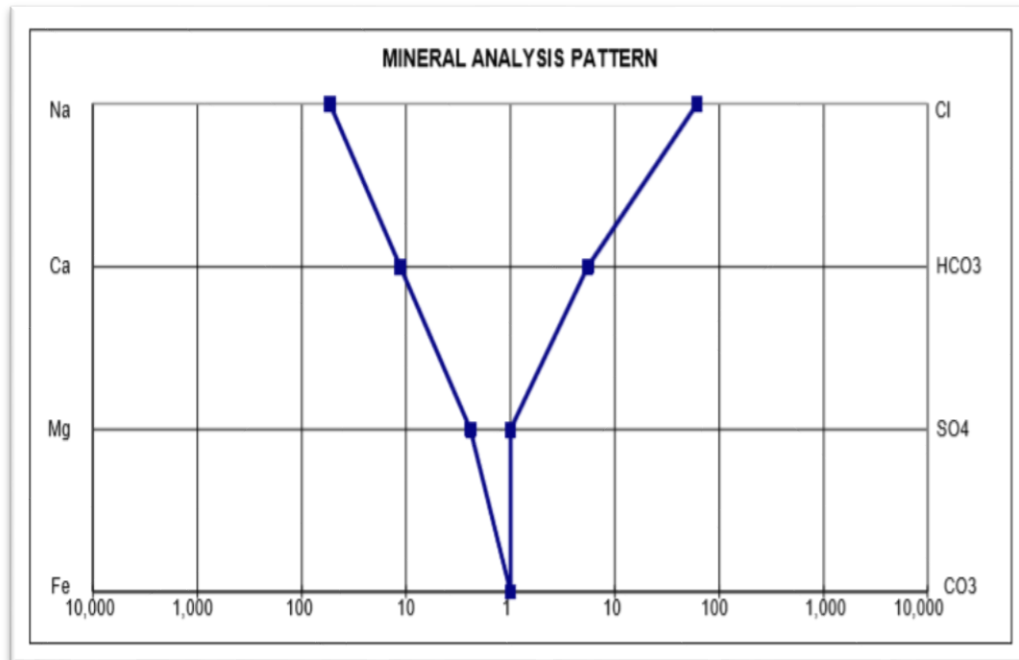


Figura 25. Patrón de análisis mineral.

Calculated Whole Gas Properties		
Gas Gravity	0,6625	(Air=1 @ 14.73 psia & 60°F)
Whole Sample Mole Weight	19.18	g mol ⁻¹
Ideal Gas Density	0,8073	kg m ⁻³ @ 14.65psia, 60°F
Ideal Gross Calorific Value	1043,7	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
Ideal Net Calorific Value	942,7	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
Pseudo Critical Press.	671.5	psia
Pseudo Critical Temp.	365.5	Rankine
Gas Compressibility Factor, Z	0,997504	@ 14.65 psia & 60°F
GPM (C2+)	1,77	
GPM (C3+)	1,05	

Figura 26. Propiedades del gas.

Nota. Adaptado de: Core-Lab

Item	Description	Length (Pies)
1	RKB	0,00'
2	BHF	22,38'
3	Tbg Hanger 3 1/2" EUE	0,58'
4	Joint Tubing 3 1/2", EUE, 9.3#, N-80	29,46'
5	Pup Joint 3 1/2", EUE, 9.3#, N-80	9,60'
6	Tubing 3 1/2", EUE, 9.3#, N-80	4.469,45'
7	Bleeder Valve OD 4 1/2", ID 3 1/2" 8 EUE 5000 Psi P/N 163929	0,56'
8	Joint 3 1/2" R-8, RD, N-80, 9,3 #.	29,46'
9	Check Valve OD 4 1/2", ID 3 1/2" 8 RD 5000 Psi P/N 145937	0,56'
10	Joint Tubing 3 1/2", EUE, 9.3#, N-80	31,65'
11	Sub Discharge 3 1/2" P/N800677	1,21'
12	Discharge Head 400; TR4 3 1/2" 8RD EUE P/N 150088	0,62'
13	Pump TD6000 AR CMP 68/22B #15 HSS S/N 2F2E00798B S/N 2F2E00799B P/N 190816	43,62'
14	Intake BO TD AR4SS HSS P/N: 140802	1,00'
15	Upper Seal TR4 DBG HL - HT STL S/N: 3F2B01015B P/N: 192351	5,96'
16	Lower Seal TR4 DBG HL - HT STL S/N: 3F2B01016B P/N: 192351	5,61'
17	Motor TR4 180 Volts / 1890 Amp / 61 HP UT THD HTI S/N: 1F1I09312A P/N: 140330GP	30,73'
18	Adapter	0,66'
19	Sensor SMARTGUARD E7 Zenith S/N: TB3829 P/N: PT00490	2,80'
20	Centralizer	0,95'

Figura 27. Prueba de pozo.

Nota. Adaptado de: Data del Campo Dorotea

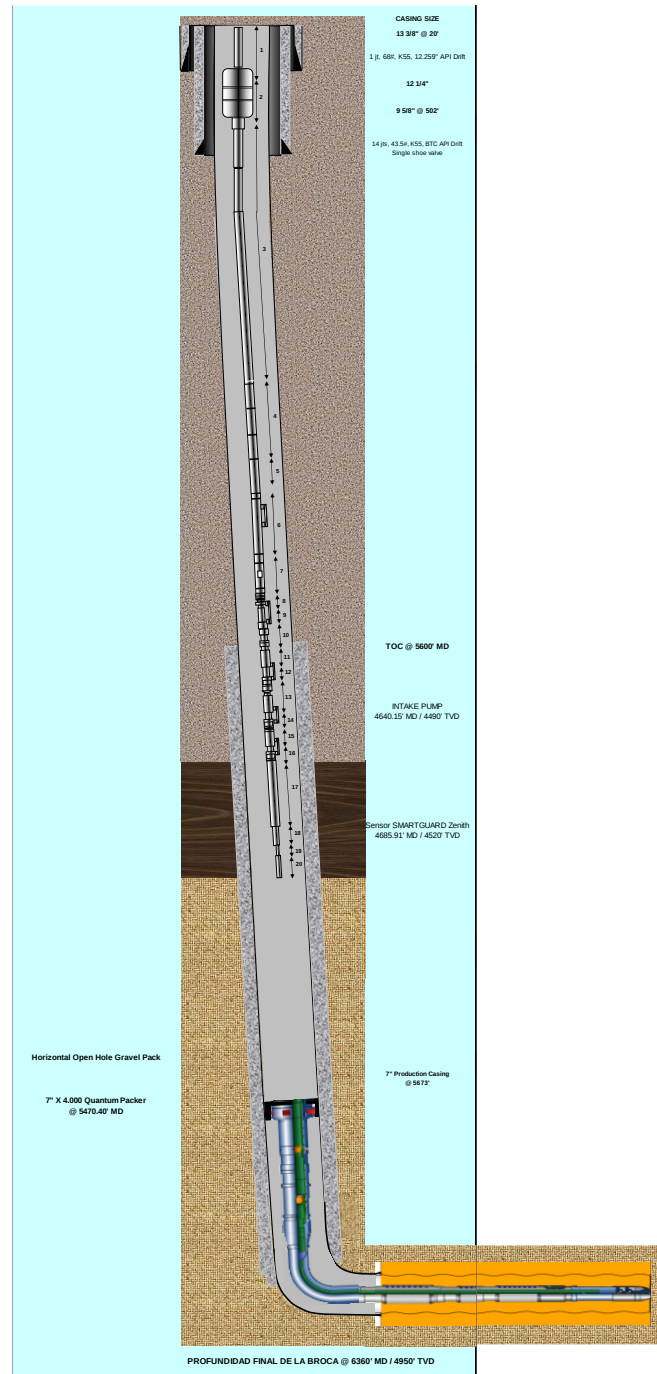


Figura 28. Estado mecánico del pozo.

Nota. Adaptado de: Data del Campo Dorotea

- Gravedad y viscosidad del aceite:

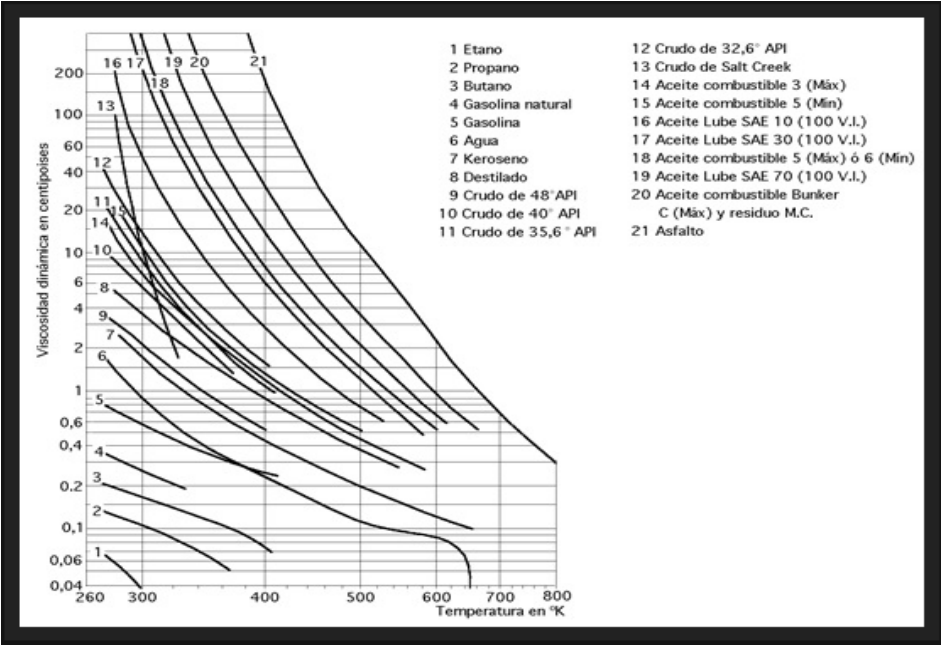


Figura 29. Viscosidad dinámica.

Nota. Adaptado de: Cengel 7 Edición

Tabla 3.

Resumen de datos obtenidos de tablas y gráficos en pruebas de laboratorio para el pozo.

Datos Recolectados	
Viscosidad	15 CP
Flowing tubing head pressure	109.3 PSIA
Flowing tubing head temperature	174 °F
Flowing temperature at tubing shoe	199 °F
Liquid production rate	6011 BLPD
Water cut	97,87%
Interfacial tension	30
Specific gravity of water	1,01

Nota. Adaptado de: Data del Campo Dorotea

4. Resultados y comparación samaria

4.1 Samaria

Teniendo en cuenta los conocimientos previos acerca de la correlación de Hagedorn y Brown, se elaboró la herramienta computacional en excel “SAMARIA” con el fin de generar predicciones y de esta manera calcular los rangos de los caudales de flujo en el campo Dorotea, de una manera práctica, sencilla y eficaz; abarcando en su totalidad los datos necesarios para ser ejecutada dicha correlación, datos tales como: profundidad, diámetro interno de la tubería, gravedad del aceite, viscosidad del aceite, producción gas-líquido, gravedad específica del gas, presión en la cabeza de tubería, temperatura en la cabeza de tubería, temperatura en la entrada a la tubería, tasa de producción de líquido, corte de agua, tensión interfacial y la gravedad específica del agua.

Luego de la recolección de datos obtenidos por el campo Dorotea necesarios para la relacionan de las variables que deben ser incluidas para el desarrollo de la correlación de Hagedorn y Brown se ingresan en la herramienta elaborada en Excel **SAMARIA** siguiéndolas instrucciones establecidas de la siguiente manera:

1. Inicialmente se encuentra con un menú que le permite navegar por cualquier libro de la herramienta donde están las siguientes opciones:
 - a. Diagrama: es un flujo grama de decisiones que facilita la ruta del objetivo final.
 - b. Procedimiento: es una explicación sencilla del modelo de cálculo de la herramienta.

- c. Ingreso de datos: en este módulo se ingresa manual mente toda la información que se necesita para el cálculo de cada una de las correlaciones.

SAMARIA

Bienvenido al programa SAMARIA.

Con este programa podras estimar la produccion de un pozo con IP estable modificando la PWH.

Bueno!!! Iniciemos!!!

Selecciona cualquiera de estas opciones:

Diagrama	Procedimiento	Ingreso de Datos
Resultados		
Grafico IPR	Grafico GOR	Grafico Densidad
Grafico Bo	Grafico Gradiente	
Pruebas % Error	Grafico Pruebas	

HagedornBrownCorrelation.xls			
Description: This spreadsheet calculates flowing pressures in tuning string based on tubing head pressure using Hagedorn-Brown Correlation. Modify cells from C7 to C23			
Input Data	Well head pressure required	109	
Pressure Reservoir	2029	psia	
Pressure Intake Pump	1234	psia	
Depth Δ:	430	ft	
Depth (Sensor):	4520	ft	
Depth MD (D):	4950	ft	
Tubing inner diameter (d _{ti}):	3,50	in.	
Oil gravity (API):	32,70	°API	
Oil density at Pb Tb (cp):	53,00	lb/ft3	
Production GOR (GOR):	141,45	scf/bbl	
Gas specific gravity (γ _g):	0,6166	g/mol	
Bubble point pressure (Pb)	400,00	psig	
Bubble point temperature (Tb)	199,00	F	
Flowing tubing head pressure (p _{ht}):	109,33	psia	
Flowing tubing head temperature (t _{ht}):	174,00	oF	
Flowing temperature at tubing shoe (t _{wf}):	199,00	oF	
Liquid production rate (q _L):	6011,00	stb/day	
Water cut (WC):	97,87	%	
Water salinity	2000,00	ppm	
Specific gravity of water (γ _w):	1,01	H ₂ O=1	
Volume Factor (Bo) at Pb,Tb	1,20	rb/stb	
Reservoir temperature	210,00	F	

Figura 30. Ingreso de datos iniciales a la herramienta.

Nota. Adaptado de: CORDOBA, Luis, "SAMARIA. Colombia. 2019"

2. Al ingresar en su totalidad los respectivos datos requeridos, la herramienta generara la solución a toda la correlación y arrojará las siguientes tablas de datos: (los datos arrojados en la siguiente tabla hacen parte de una corrida prueba con el fin de mostrar el desarrollo y ejecución de la herramienta, en el análisis de resultados se mostrará el cumplimiento de la herramienta con los datos reales del campo Dorotea).

Gas =	850277,5196	scf/day
Liquid=	1,0047	S.G.
qw =	5883,2061	bbI/day
Mass flow rate =	2156102,7052	lbm/day
Liquid viscosity =	0,5532	cp

Figura 31. Resultados arrojados por la herramienta correlación Hagedorn Brown.

Nota. Adaptado de: Cordoba, L., “SAMARIA. Colombia. 2019”

- En la siguiente imagen se muestra otra parte de los resultados que arroja la herramienta como lo es la profundidad en pies y en metros y la presión en psia y Mpa.

Depth		Pressure	New Pressure
TVD(ft)	MD (ft)	(psia)	
0,0	0,0	109,3	109,3
170,7	155,9	144,2	144,2
341,4	311,7	180,1	180,1
512,1	467,6	217,1	217,1
682,8	623,4	255,1	255,1
853,4	779,3	294,1	294,1
1024,1	935,2	333,9	333,9
1194,8	1091,0	374,6	374,6
1365,5	1246,9	416,1	416,1
1536,2	1402,8	458,3	458,3
1706,9	1558,6	501,3	501,3
1877,6	1714,5	545,0	545,0
2048,3	1870,3	589,3	589,3
2219,0	2026,2	634,3	634,3
2389,7	2182,1	679,9	679,9
2560,3	2337,9	726,1	726,1
2731,0	2493,8	772,8	772,8
2901,7	2649,7	820,1	820,1
3072,4	2805,5	868,0	868,0
3243,1	2961,4	916,3	916,3
3413,8	3117,2	965,2	965,2
3584,5	3273,1	1014,5	1014,5
3755,2	3429,0	1064,3	1064,3
3925,9	3584,8	1114,5	1114,5
4096,6	3740,7	1165,2	1165,2
4267,2	3896,6	1216,3	1216,3
4437,9	4052,4	1267,8	1267,8
4608,6	4208,3	1319,6	1319,6
4779,3	4364,1	1371,9	1371,9
4950,0	4520,0	1424,5	1424,5

Figura 32. Resultados arrojados por la herramienta correlación Hagedorn Brown correspondientes a la presión y profundidad.

Nota. Adaptado de: Cordoba, L., “SAMARIA. Colombia. 2019”

- Las siguientes tablas muestran el conjunto de valores arrojados por la herramienta, donde genera una serie de datos a partir de la correlación que son de gran utilidad para lograr los resultados finales con el fin de obtener el gradiente de producción estimado ($\partial p / \partial z$) teniendo en cuenta que es el objetivo final y la base principal para análisis de resultados.

DEMPSEY, CARR-KOBAYASHI Y BURROWS para viscosidad gas						Vasquez & Beggs para gas disuelto en petróleo (GOR)		Glaso para factor volumétrico en petróleo a P<Pb	
Temp. (oF)	Ppr	Tpr	ln ($\mu_g/\mu_{g,T_{pr}}$)	Base Viscosity (cp)	Gas Viscosity (cp)	scf/stb	B/BF	$R_s = C_1 \gamma_g P^{0.5} \exp \left(C_2 \left(\frac{\gamma_g}{(T+460)} \right) \right)$	
174.00	0.1624	1.7485	0.4924	0.0122	0.0114	9.28	1.0491	$B_{gh} = 1.0 + 10^{[-6.5851 + 2.91329 \log F - 0.27683 (\log F)^2]}$	
174.06	0.2141	1.7509	0.5006	0.0122	0.0116	12.89	1.0502		
175.72	0.2676	1.7533	0.5090	0.0123	0.0117	16.79	1.0515		
176.59	0.3225	1.7566	0.5175	0.0123	0.0118	20.96	1.0528		
177.45	0.3790	1.7580	0.5260	0.0123	0.0119	25.38	1.0543		
178.31	0.4369	1.7604	0.5346	0.0123	0.0120	30.04	1.0558		
179.17	0.4961	1.7628	0.5433	0.0123	0.0121	34.93	1.0574		
180.03	0.5565	1.7651	0.5520	0.0123	0.0122	40.04	1.0591		
180.90	0.6181	1.7675	0.5607	0.0123	0.0124	45.35	1.0609		
181.76	0.6809	1.7699	0.5694	0.0124	0.0125	50.87	1.0628		
182.62	0.7447	1.7723	0.5782	0.0124	0.0126	56.58	1.0647		
183.48	0.8096	1.7747	0.5870	0.0124	0.0127	62.48	1.0667		
184.34	0.8754	1.7770	0.5958	0.0124	0.0129	68.56	1.0689		
185.21	0.9423	1.7794	0.6046	0.0124	0.0130	74.81	1.0710		
186.07	1.0100	1.7818	0.6134	0.0124	0.0131	81.24	1.0733		
186.93	1.0786	1.7842	0.6222	0.0124	0.0133	87.82	1.0757		
187.79	1.1480	1.7865	0.6310	0.0125	0.0134	94.58	1.0781		
188.66	1.2183	1.7889	0.6397	0.0125	0.0135	101.49	1.0806		
189.52	1.2894	1.7913	0.6485	0.0125	0.0136	108.55	1.0832		
190.38	1.3612	1.7937	0.6572	0.0125	0.0138	115.77	1.0858		
191.24	1.4338	1.7960	0.6659	0.0125	0.0139	123.13	1.0885		
192.10	1.5070	1.7984	0.6745	0.0125	0.0141	130.63	1.0914		
192.97	1.5810	1.8008	0.6832	0.0125	0.0142	138.27	1.0942		
193.83	1.6556	1.8032	0.6918	0.0125	0.0143	141.45	1.0954		
194.69	1.7309	1.8056	0.7003	0.0126	0.0145	141.45	1.0954		
195.55	1.8067	1.8079	0.7089	0.0126	0.0146	141.45	1.0954		
196.41	1.8832	1.8103	0.7174	0.0126	0.0148	141.45	1.0954		
197.28	1.9603	1.8127	0.7259	0.0126	0.0149	141.45	1.0954		
198.14	2.0379	1.8151	0.7343	0.0126	0.0150	141.45	1.0954		
199.00	2.1161	1.8174	0.7427	0.0126	0.0152	141.45	1.0954		

Figura 33. Tabla de resultados arrojados por la herramienta correlación Hagedorn Brown

Nota. Adaptado de: Cordoba, L., “SAMARIA. Colombia. 2019”

Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z para Co a P>pb		Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z para Co a P<pb		Co	
$c_o = \frac{6.8257 R_s^{0.5002} \gamma_{API}^{0.3613} T^{0.76606} \gamma_E^{0.35505}}{p \times 10^6}$		$\left(\frac{\partial R_o}{\partial R_s} \right)_T = 1.1325 \times 10^{-4} \frac{F^{1.5} - 0.45 T F^{0.5}}{R_s}$		$\left(\frac{\partial R_s}{\partial p} \right)_T = \frac{1}{C_4} \frac{R_s}{p}$	
				$c_o = -\frac{1}{B_s} \left(\frac{\partial R_o}{\partial R_s} \right)_T \left(\frac{\partial R_s}{\partial p} \right)_T - B_s \left(\frac{\partial R_o}{\partial p} \right)_T = -\frac{1}{B_s} \left(\frac{\partial R_o}{\partial p} \right)_T \left(\frac{\partial R_s}{\partial R_s} \right)_T - B_s$	
				psi-1	
1.33E-04		2.37E-05		0.0929	
1.01E-04		1.70E-05		0.0978	
8.05E-05		1.31E-05		0.1019	
6.68E-05		1.06E-05		0.1056	
5.68E-05		8.65E-06		0.1088	
4.93E-05		7.31E-06		0.1117	
4.34E-05		6.29E-06		0.1144	
3.87E-05		5.48E-06		0.1169	
3.49E-05		4.84E-06		0.1192	
3.16E-05		4.32E-06		0.1214	
2.89E-05		3.88E-06		0.1234	
2.66E-05		3.51E-06		0.1254	
2.46E-05		3.20E-06		0.1272	
2.29E-05		2.94E-06		0.1290	
2.13E-05		2.70E-06		0.1307	
2.00E-05		2.50E-06		0.1323	
1.88E-05		2.32E-06		0.1338	
1.77E-05		2.16E-06		0.1353	
1.67E-05		2.02E-06		0.1368	
1.58E-05		1.90E-06		0.1382	
1.50E-05		1.78E-06		0.1395	
1.43E-05		1.68E-06		0.1408	
1.36E-05		1.59E-06		0.1421	
1.30E-05		1.55E-06		0.1388	
1.24E-05		1.55E-06		0.1328	
1.19E-05		1.55E-06		0.1272	
1.14E-05		1.55E-06		0.1220	
1.10E-05		1.55E-06		0.1172	
1.06E-05		1.55E-06		0.1128	
1.02E-05		1.55E-06		0.1086	

Figura 34. Tabla de resultados arrojados por la herramienta correlación Hagedorn Brown.

Nota. Adaptado de: Cordoba, L., “SAMARIA. Colombia. 2019”

factor volumetrico en petroleo a P>Pb		Oil density P<=Pb	Oil density P>Pb	Final Oil density
$B_o = B_{ob} \exp[c_o \cdot (p_b - p)]$	Bo final	$\rho_o = \frac{350 \gamma_o + 0.0764 \gamma_o R_s}{5.615 B_o}$	$\rho_o = \rho_{ob} \exp[c_o \cdot (p_b - p)]$	
	B/BF	(lbm/ft3)	(lbm/ft3)	(lbm/ft3)
	1,0491	51,2770		51,2770
	1,0502	51,2498		51,2498
	1,0515	51,2200		51,2200
	1,0528	51,1877		51,1877
	1,0543	51,1531		51,1531
	1,0558	51,1161		51,1161
	1,0574	51,0768		51,0768
	1,0591	51,0352		51,0352
	1,0609	50,9913		50,9913
	1,0628	50,9452		50,9452
	1,0647	50,8969		50,8969
	1,0667	50,8463		50,8463
	1,0689	50,7936		50,7936
	1,0710	50,7387		50,7387
	1,0733	50,6816		50,6816
1,0944	1,0944		50,6349	50,6349
1,0935	1,0935		50,5933	50,5933
1,0927	1,0927		50,5561	50,5561
1,0920	1,0920		50,5226	50,5226
1,0913	1,0913		50,4923	50,4923
1,0907	1,0907		50,4648	50,4648
1,0902	1,0902		50,4398	50,4398
1,0897	1,0897		50,4168	50,4168
1,0893	1,0893		50,3958	50,3958
1,0888	1,0888		50,3764	50,3764
1,0884	1,0884		50,3585	50,3585
1,0881	1,0881		50,3419	50,3419
1,0878	1,0878		50,3265	50,3265
1,0874	1,0874		50,3122	50,3122
1,0872	1,0872		50,2988	50,2988

Figura 35. Tabla de resultados arrojados por la herramienta correlación Hagedorn Brown.

Nota. Adaptado de: Córdoba, L., “SAMARIA. Colombia. 2019”

4.2 Entrega de resultados utilizando informacion del pozo dorotea C5H

4.2.1 Caudal de aceite Se destaca el cuadro Calculation III el cual entrega como resultado principal las diferencias que se calculan si disminuye o incrementa la WHP como tambie el % de error.

Well		DOROTEA_C5H		
Data		Before	SAMARIA	Und
Average pressure Reservoir	Pr	2.029	2.029	psi
Dynamic pressure	Pwf	1.420,0	1.424,5	psi
Bubble pressure	Pb	400	400	psi
Flow of liquid	qo	6.011	6.011	bbbl/d
%DD	%	30,0%	29,8%	%
Calculation I				
Productivity index	J	9,87	9,94	bpd/psi
Flow rate to Pb	qb	16078	16198	bbbl/d
Maximum flow	qmax	18.271	18.408	bbbl/d
Calculation II				
BFPD	Bbls	6011	6056	bbbl/d
BOPD	Bbls	128	128,8	bbbl/d
BWPD	Bbls	5.883	5.927	bbbl/d
Calculation III				% Error
BFPD	Bbls	45	bbbl/d	0,75%
BOPD	Bbls	1	bbbl/d	
BWPD	Bbls	44	bbbl/d	

Figura 36. Imagen resultados arrojados por la herramienta de simulación

Nota. Adaptado de: Cordoba, L., “SAMARIA. Colombia. 2019”

A continuación, se relaciona la siguiente tabla donde se verifica los resultados obtenidos en distintas corridas utilizando datos aleatorios del año 2017 2018.

Tabla 4.

Resultados en distintas corridas de la herramienta

Fecha prueba	IP Calculado	IP real vs IP Calculado	%	BFPD CALCULADO	BFPD real VS BFPD calculado	%	BOPD CALCULADO	BOPD real VS BOPD calculado	%
1/01/17	9,51	0,10	1,1%	5863	63,63	1,07%	177,7	1,93	1,07%
20/01/17	9,59	0,12	1,2%	6029	62,98	1,06%	180,3	1,88	1,06%
3/02/17	9,60	0,13	1,4%	6042	81,07	1,36%	176,2	2,36	1,36%
19/02/17	9,52	0,12	1,3%	6004	74,68	1,26%	173,2	2,15	1,26%
4/03/17	9,51	0,15	1,6%	6023	93,71	1,58%	173,1	2,69	1,58%
14/04/17	9,58	0,05	0,5%	5953	29,07	0,49%	167,3	0,82	0,49%
30/04/17	10,21	0,33	3,4%	6375	207,41	3,36%	158,5	5,16	3,36%
8/05/17	9,76	0,07	0,7%	5998	43,76	0,74%	153,5	1,12	0,74%
29/06/17	9,59	0,06	0,6%	5959	35,72	0,60%	152,3	0,91	0,60%
9/07/17	10,18	0,33	3,4%	6297	204,30	3,35%	155,4	5,04	3,35%
29/07/17	9,66	0,04	0,4%	5999	24,11	0,40%	150,7	0,61	0,40%
20/09/17	10,10	0,29	3,0%	6145	178,19	2,99%	153,1	4,44	2,99%
8/10/17	9,77	0,19	2,0%	6130	121,78	2,03%	150,6	2,99	2,03%
23/10/17	9,74	0,08	0,8%	6003	48,87	0,82%	147,7	1,20	0,82%
9/11/17	9,98	0,11	1,1%	6108	64,35	1,06%	145,7	1,53	1,06%
21/11/17	10,24	0,41	4,1%	6422	254,37	4,12%	149,6	5,93	4,12%
24/12/17	9,97	0,10	1,0%	6103	60,04	0,99%	144,3	1,42	0,99%
11/01/18	9,72	0,02	0,2%	5951	14,23	0,24%	138,3	0,33	0,24%
16/02/18	9,77	0,05	0,5%	5994	27,65	0,46%	137,3	0,63	0,46%
23/02/18	9,99	0,10	1,0%	6048	58,76	0,98%	137,4	1,34	0,98%
1/03/18	10,05	0,22	2,2%	6132	132,57	2,21%	138,3	2,99	2,21%
23/03/18	9,76	0,10	1,1%	6018	63,76	1,07%	135,4	1,43	1,07%
29/04/18	9,89	0,01	0,1%	6049	4,73	0,08%	130,7	0,10	0,08%
11/05/18	9,94	0,07	0,7%	6056	45,03	0,75%	128,8	0,96	0,75%
5/06/18	10,06	0,14	1,5%	6099	87,84	1,46%	124,2	1,79	1,46%

Nota. Adaptado de: Cordoba, L., “SAMARIA. Colombia. 2019”

A modo de ejemplo la producción real del día 14 de abril de 2017 que permite inferir que tan eficiente fue el desarrollo de la herramienta fue de 166,45 BOPD y la obtenida por la herramienta fue de 167,26 discrepando en menos de un barril de producción. En cuanto al IP, la cifra real es de 9,3 Bls/psi y el obtenido por la herramienta corresponde a 9,5 Bls/psi variando en menos de un 0.8%. Sin embargo, en la corrida de abril 30 de 2017 la diferencia de producción fue de 5,16 barriles la cual elevo el % de error de 1% al 3.36%, donde se identifica una disminución de la producción de aceite absurda, prueba poco confiable. A continuación, se verifica gráficamente el comportamiento real vs las corridas.

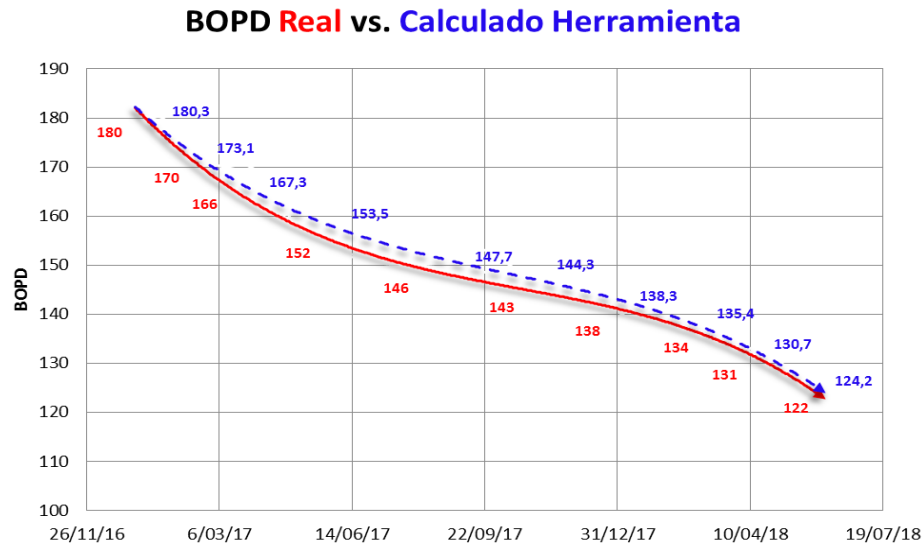


Figura 37. Comparativo Crudo real vs Herramienta

Nota. Adaptado de: Cordoba, L., “SAMARIA. Colombia. 2019”

4.2.2 IPR Se genera una gráfica correspondiente al IPR del pozo en estudio.

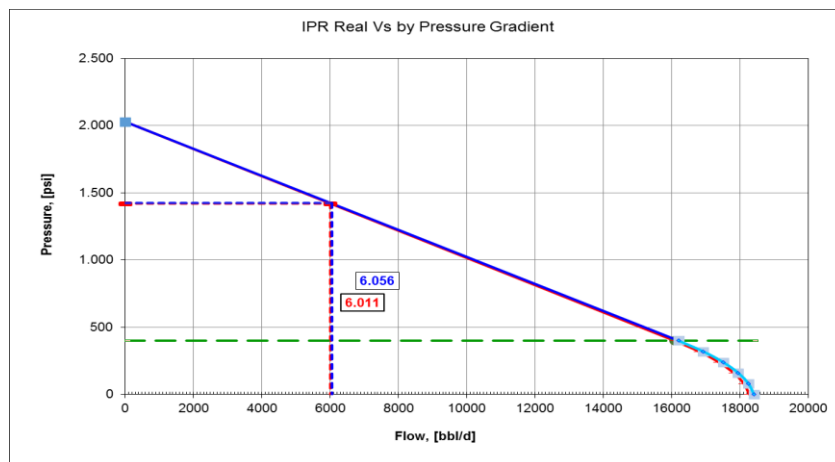


Figura 38. Grafica correspondiente al IPR del pozo Dorotea C5H

Nota. Adaptado de: Cordoba, L., “SAMARIA. Colombia. 2019”

4.2.3 Gradiente de presión Se genera una gráfica en el que se observan las pérdidas de presión a través del sistema.

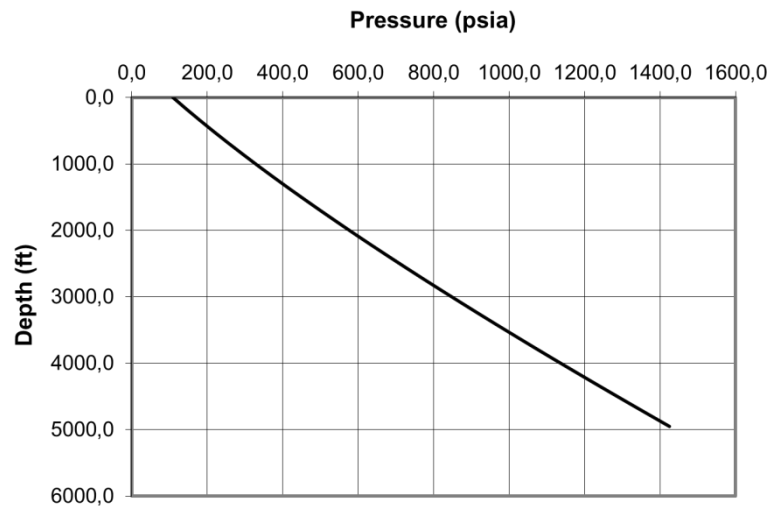


Figura 39. Gráfica correspondiente al gradiente de presión en el pozo Dorotea C5H

Nota. Adaptado de: Cordoba, L., “SAMARIA. Colombia. 2019”

5. Conclusiones

- En este trabajo de grado se desarrolló e implementó una metodología para estimar el potencial de los pozos en tiempo real, en los llanos orientales. Teniendo en cuenta que es posible aplicarlo a yacimientos subsaturados, con pozos de alto BSW y que produzcan a presiones muy por encima de la presión de burbuja. (empujé hidráulico)
- Para el análisis de la producción se realizaron histogramas con los datos de producción diaria a partir del inicio de la producción del pozo, de este modo, el trabajo no se enfoca

en fracciones temporales que puedan acotar la precisión de los resultados obtenidos por la herramienta.

- Se generan gráficos y datos numéricos en los cuales se puede apreciar el IPR del pozo en estudio, la declinación y gradiente de presión.
- Partiendo del análisis de la información, se observa que la información requerida para la simulación utiliza valores de productividad y de propiedades de los fluidos además de las condiciones actuales del sistema de levantamiento artificial. En la correlación de Hagedorn Brown se requieren de 21 datos precisos y en la pantalla principal del simulador se utilizan 18 datos los cuales fueron tomados de distintas variables reales para obtener como resultado la variación de producción de fluidos y el caudal de aceite.
- Los resultados obtenidos en la producción mediante el sistema de bombeo electrosumergible, permiten comparar con datos reales que la producción de aceite varía en porcentajes con promedios de menores al 1,27% con los generados por el simulador SAMARIA para los datos aleatorios extraídos de 2017 y 2018 y de una oscilación entre el 0,1% y el 4,1% para el índice de productividad.
- La precisión de la herramienta SAMARIA se debe a que un gran porcentaje de los datos son obtenidos en pruebas de laboratorio que no son de adquisición inmediata, sino de un proceso compaginado para obtener muestreo de calidad, así mismo, la extrapolación del simulador a otro yacimiento es imposible debido a que los datos toman con relevancia las características de cada pozo.

6. Recomendaciones

- Aplica para yacimientos subsaturados con alto corte de agua y empuje hidráulico (presiones de fondo fluyendo por encima de la presión de burbuja)
- En cuanto a la simulación se recomienda utilizar datos con la mayor precisión posible, puesto que los utilizados en la correlación son de alta sensibilidad y pueden llevar a obtener datos que superan el 20% en error.
- Para homologar la herramienta se debe efectuar cada uno de los estudios implícitos en cada una de las variables que tiene el simulador, de lo contrario, será totalmente ineficiente.

Referencias Bibliográficas

- Aderemi, S. (2008). Effective use of Production Surveillance Tool in Forecasting Future Production. SPE 119732.
- Akaike, H. (1974). A new look at the statistical model identification. Tokio: IEEE Transactions on Automatic Control.
- Aminian, K.; Ameri, S. & Stark, J.J. (1990). Gas Well Production Decline in Multiwell Reservoirs. Society of Petroleum Engineers.
- Antolínez, B. & Carrillo, R. (2015). Estudio comparativo de los modelos utilizados en la generación de pronósticos de producción para yacimientos con fluidos composicionales. Trabajo de grado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Arnold, R. & Anderson, R. (1908). Preliminary Report on Coalinga Oil District. U.S. Geological Survey Bulletin, 357 (79).
- Arps, J.J. (1945). Analysis of Decline Curves. Trans., AIME 160.
- Aziz K. & Settari, A. (1979). Petroleum Reservoir Simulation. London: Elsevier Applied Science Publishers.
- Beggs, H. & Dale, K. (2002). Production optimization using nodal analysis.
- Blasingame, T.A. & Lee, W.J. (1986). Properties of Homogeneous Reservoirs, Naturally Fractured Reservoirs and Hydraulically Fractured Reservoirs from Decline Curve Analysis. Society of Petroleum Engineers.
- Blasingame, T.A. & Lee, W.J. (1986). Variable Rate Reservoir Limits Testing. Society of Petroleum Engineers.

- Blasingame, T.A.; McCray, T.C. & Lee, W.J. (1991). Decline Curve Analysis for Variable Pressure Drop /Variable Rate Systems. Houston: Society of Petroleum Engineers.
- Box, G. & Jenkins, F.M. (1976). Time Series Analysis: Forecasting and Control. 2 ed. Oakland: Holden-Day.
- Campbell, J.M. (1989). Forecasting: Art or Science. San Antonio: Society of Petroleum Engineers.
- Carter, R.D. (1985). Type Curves for Finite Radial and Linear Gas Flow Systems: Constant Terminal Pressure Case. SPEJ (October), 719-728.
- Chen, H.Y. & Poston, S.W. (1989). Application of Pseudotime Function to Permit Better Decline Curve Analysis. Society of Petroleum Engineers.
- Conover, W.J. (1971). Practical Nonparametric Statistics. New York: John Wiley & Sons.
- Cox, D.O. (1978). Reservoir Limit Testing Using Production Data. "The Log Analyst" (March-April).
- Cuba, C. (2012). Análisis de los modelos de estimación de producción utilizados en los yacimientos petroleros de México. Universidad Autónoma de México.
- Cutler, W.W. Jr. (1924). Estimation of Underground Oil Reserves by Well Production Curves. U.S. Bureau of Mines Bulletin, 228.
- Dietz, D.N. (1965). Determination of Average Reservoir Pressure from Buildup Surveys. Society of Petroleum Engineers.
- Ding, W. Onur, M. & Reynolds, A.C. (1990). Analysis of Gas Well Late Time Pressure and Rate Data. Society of Petroleum Engineers.
- Duong, A.N. (1989). A New Approach for Decline-Curve Analysis. Oklahoma: Society of Petroleum Engineers.

Ehlig-Economides, C.A. & Ramey, H.J. (1981). Transient Rate Decline Analysis for Wells Produced at Constant Pressure. SPEJ: Febrero.

Energy Navigator, (2013). Manual del Usuario ValNav.

Escobar, F. H. (2008). Fundamentos de la Ingeniería de Yacimientos. Facultad de Ingeniería Universidad Surcolombiana, Neiva Colombia.

Fetkovich, MJ. & Fetkovich, E.J. (1994). Useful Concepts for Decline curve forecasting, Reserve estimation and analysis. New Orleans. SPE.

Jimenez & Rozano. (2016). Estimación del factor de recuperación para cuantificar las reservas originales de un campo de reciente descubrimiento mediante el uso combinado de cuatro procedimientos: estadístico, analogía, analítico y curva tipo. Publicación p.p. 642-654. Pemex. México.

Montes, E. (2016). Modelado de los pronósticos de producción a partir de análisis integrado de datos y métodos estadísticos no paramétricos. Tesis maestría. UIS.

Mott, R. L. (2006). Mecánica de fluidos. Pearson educación.

Nind, T.E.W. (1987). Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. 2 ed. Ontario: Limusa.

París de Ferrer, M. (2009). Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Maracaibo: Ediciones Astro. Pág. 503 <http://132.248.9.34/hevila/Ingenieriapetrolera/2016/vol56/no12/2.pdf>