

REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA
UNIVERSIDAD DEL ZULIA
FACULTAD DE INGENIERIA
DIVISION DE POSTGRADO
PROGRAMA DE POSTGRADO EN INGENIERIA DE PETROLEO



PROGRAMA COMPUTARIZADO PARA EL ANALISIS NODAL EN POZOS DE GAS

Trabajo de Grado presentado ante la
Ilustre Universidad del Zulia
para optar al Grado Académico de

MAGÍSTER SCIENTIARUM EN INGENIERÍA DE PETRÓLEO

Autor: Ing. Daniel José Santiago Rodríguez
Tutor: Ing. Jorge Barrientos, Dr
Co-tutor: Ing. Leonardo Alejos, Msc

Maracaibo, Junio 2012

Santiago Rodríguez, Daniel José. **Programa computarizado para el análisis nodal en pozos de gas (2012)**. Trabajo de Grado. Universidad del Zulia. Facultad de Ingeniería. División de Postgrado. Maracaibo, Venezuela. 112 p. Tutor: Prof. Jorge Barrientos; Co-Tutor: Prof. Leonardo Alejos.

RESUMEN

El objetivo de la investigación es desarrollar un programa computarizado para el análisis nodal en pozos de gas. El análisis nodal permite determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos, consiste en dividir el sistema de producción en nodos de solución para calcular caídas de presión, así como gasto de los fluidos producidos, de esta manera, poder determinar las curvas de comportamiento de afluencia y el potencial de producción de un yacimiento, como resultado se obtiene un incremento en la producción y el mejoramiento de la eficiencia de flujo cuando se trata de un pozo productor, pero cuando se trata de un pozo nuevo, permite definir el diámetro óptimo de las tuberías de producción, del estrangulador, y línea de descarga por el cual debe fluir dicho pozo, así como predecir su comportamiento de flujo (aporte de hidrocarburos) y presión para diferentes condiciones de operación. La presente investigación es proyectiva, utiliza como muestra los datos reales de dos pozos de gas el LL-1165 y el LL-694 de campo Lagunillas en el estado Zulia. En el programa se aplican correlaciones adecuadas al fluido presente en el reservorio, así como a cada tipo de sección que conforma el sistema de producción iniciando por el yacimiento y completación con las ecuaciones de Darcy, Aronofsky y Jenkins, Jones, Blount y Glaze, la sección del pozo con la ecuación de Gray, las caídas en los chokes y líneas de superficies empleando correlaciones mecánicas.

Palabras Claves: Análisis Nodal, Pozos de gas, Producción de hidrocarburos, Programa computarizado, Sistema de producción.

Correo electrónico del autor: exploracionyproducciond@gmail.com

Santiago Rodríguez, Daniel José. **Computer program to analyze nodal gas well. (2012).** Trabajo de Grado. Universidad del Zulia. Facultad de Ingeniería. División de Postgrado. Maracaibo, Venezuela. 112 p. Tutor: Prof. Jorge Barrientos; Co-Tutor: Prof. Leonardo Alejos.

ABSTRACT

The objective of this research is to develop a computer program to analyze nodal gas wells. The nodal analysis allows to determine the current and future behavior of a hydrocarbon producing well, consists in dividing the production system solution nodes to calculate pressure drop as well as the produced fluids, in this way able to determine the flow behavior curves and the production potential of a reservoir, as a result is obtained an increase in the production and improving the efficiency of flow when it comes to a producing well, but when it comes to a new well, allows to define the optimal diameter of the production tubing, choke, and discharge line which should flow from this well as well as predict the flow behavior (oil supply) and pressure for different operating conditions. The current research is projective, as a sample uses real data from two gas wells in the LL-1165 and LL-694 in Lagunillas field in Zulia state. The program applies appropriate correlations to fluid in the reservoir, and to each section that makes up the production system starting with the reservoir and completion with the equations of Darcy, Aronofsky and Jenkins, Jones, Blount and Glaze, section of the well with the equation of Gray, falls in line choke sand surfaces using mechanical correlations.

Keys words: Analyze nodal, Gas well, Hydrocarbon producing, Computer program, Production system.

E-mail: exploracionyproducciond@gmail.com

DEDICATORIA

Este trabajo de investigación al igual que mi carrera y la maestría, está dedicado en primer lugar a Jesucristo mi Señor, mi guarda, ayudador y Dios quien me provee de sabiduría y fuerza para cada día alcanzar las metas propuestas.

A mi esposa Rina quien semestre a semestre fue mi apoyo incondicional y quien me llenaba de ánimo cuando parecía decaer.

A mi hija Daniela quien es la luz de mi vida y mi razón de seguir adelante ante los retos.

A mis padres Betty y Oberto, quienes hoy al igual que ayer, son pilares en mi desarrollo como persona y quienes se preocupan para que alcance los proyectos que emprendo.

A mis hermanos Ruth y David quienes son sin lugar a dudas mis mejores amigos con quienes puedo contar y quienes me brindan de sus conocimientos para el desarrollo de esta investigación.

A todos muchas gracias este triunfo es de ustedes, Dios les bendiga.

Daniel José Santiago Rodríguez

AGRADECIMIENTO

A Dios y Padre celestial, por darme vida, salud, fuerza y sabiduría para alcanzar las metas.

A mis padres, mi esposa, mi hija, mis hermanos, y todos los familiares por su apoyo y motivación para superarme cada día.

A los profesores del postgrado de ingeniería de la ilustre Universidad del Zulia, por sus conocimientos impartidos, en especial a los profesores Jorge Barrientos y Leonardo Alejos por la dedicación y el tiempo brindado para el desarrollo de la investigación.

A los ingenieros de la empresa Petróleos de Venezuela S.A. Juan Quinteros, Javier Meléndez, Osmel Mavarez, Carmen Chin y José Barreto por facilitarme material, información y de sus conocimientos para comprender los procesos relacionados con la investigación.

Daniel José Santiago Rodríguez

ÍNDICE GENERAL

	Página.
RESUMEN.....	4
ABSTRACT.....	5
DEDICATORIA.....	6
AGRADECIMIENTO.....	7
ÍNDICE GENERAL.....	8
ÍNDICE DE TABLAS.....	11
ÍNDICE DE FIGURAS.....	12
ÍNDICE DE ECUACIONES.....	14
INTRODUCCIÓN.....	15
 CAPÍTULO I. FUNDAMENTACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN	
1.1. Planteamiento y formulación del problema.....	16
1.2. Objetivos.....	18
1.2.1. Objetivo general.....	18
1.2.2. Objetivos específicos.....	18
1.3. Justificación.....	19
1.4. Delimitación.....	19
 CAPITULO II. MARCO TEÓRICO	
2.1. Antecedentes.....	20
2.2. Fundamentos teóricos.....	24
2.2.1. Análisis nodal.....	24
2.2.2. Curvas de comportamiento de afluencia (IPR).....	27
2.2.3. Correlaciones de flujo multifásico en tuberías.....	30
2.2.4. Flujo multifásico a través de estranguladores.....	32
2.2.5. Componentes que intervienen en el análisis nodal.....	33
2.2.5.1. Separador.....	33
2.2.5.2. Línea de flujo horizontal.....	33
2.2.5.3. Línea de flujo vertical.....	33
2.2.5.4. Choque superficial.....	34

2.2.5.5. Choque de fondo.....	34
2.2.5.6. Cabeza de pozo.....	34
2.2.5.7. Válvula de seguridad.....	34
2.2.6. Presión fluyente.....	34
2.2.7. Completación o perforaciones en el fondo.....	35
2.2.8. Productividad de un yacimiento de gas.....	35
2.2.9. Flujo de fluidos en el yacimiento.....	38
2.2.9.1. Área de drenaje.....	38
2.2.9.2. Flujo de hidrocarburos en el yacimiento.....	38
2.2.9.3. Estados de flujo.....	39
2.2.9.4. Flujo no-continuo o transitorio.....	39
2.2.9.4.1. Transición entre estados de flujo.....	39
2.2.9.5. Flujo continuo o estacionario.....	40
2.2.9.6. Flujo Semi-continuo.....	40
2.2.9.7. Trabajo de Vogel.....	40
2.2.10. Flujo de fluidos en la completación.....	41
2.2.10.1. Hoyo desnudo.....	41
2.2.10.2. Cañoneo convencional.....	41
2.2.10.3. Empaque con grava.....	41
2.2.11. Programas computacionales.....	42
2.2.12. Ejecución.....	42
2.2.13. Programas que se auto-modifican.....	43
2.2.14. Ejecución y almacenamiento de los programas.....	43
2.2.15. Programas empotrados en hardware.....	43
2.2.16. Programas cargados manualmente.....	44
2.2.17. Programas generados automáticamente.....	44
2.2.18. Ejecución simultánea.....	45
2.2.19. Categorías funcionales.....	45
2.2.20. Lenguaje de programación PHP.....	45
2.2.20.1. Historia.....	47
2.2.20.2. Características de PHP.....	48
2.2.20.3. Inconvenientes.....	49
2.2.21. XAMPP, LAMP, WAMP.....	49

2.2.22. Servidor Apache.....	50
2.3. Definición de términos básicos.....	51
CAPITULO III. MARCO METODOLÓGICO	
3.1. Tipo de investigación.....	54
3.2. Diseño de la investigación.....	54
3.3. Técnicas e Instrumentos de recolección de datos.....	55
3.4. Unidad de análisis.....	55
3.5. Procedimiento de la investigación.....	56
CAPITULO IV. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS	
4.1. Ecuaciones de flujo propias para el medio poroso y el flujo en tuberías.....	57
4.2. Algoritmos necesarios para el programa computacional.....	69
4.3. Codificación de algoritmos numéricos que permitan realizar los análisis nodales en pozos de gas.....	71
CAPITULO V. PROPUESTA DEL PROYECTO	
5.1. Exposición de motivos.....	85
5.2. Conceptualización de la propuesta.....	85
5.3. Objetivos.....	86
5.4. Justificación.....	86
5.5. Descripción de la propuesta.....	86
5.5.1. Desarrollar el programa mediante el uso de un software libre para análisis nodales en pozos de gas.....	86
5.5.2. Validar el programa computacional comparando los resultados con un programa comercial.....	92
CONCLUSIONES.....	109
RECOMENDACIONES.....	111
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	112

INDICE DE TABLAS

Tabla	Página.
1. Correlaciones de flujo multifásico en tuberías, para flujos verticales.....	31
2. Correlaciones de flujo multifásico en tuberías, para flujos horizontales.....	31
3. Correlaciones de flujo multifásico en tuberías, para flujos inclinados.....	31
4. Propiedades de la grava.....	66

INDICE DE FIGURAS

Figura	Página.
1. Esquema de caídas de presión evaluadas en un análisis nodal.....	26
2. Representación de las curvas de comportamiento de presión-producción....	28
3. Esquema de comportamiento presión-producción correlación de Fetkovich.	30
4. Algoritmo para la curva de oferta.....	70
5. Algoritmo para la curva de demanda	70
6. Codificación de los algoritmos numéricos de LUZ Análisis Nodal.....	71
7. Características del yacimiento.....	87
8. Tipo de completación.....	88
9. Características del pozo.....	89
10. Líneas de flujo horizontales en superficie.....	89
11. Choke.....	90
12. Análisis nodal cruce de las curvas de oferta y demanda.....	90
13. Resultados con las caídas de presiones y caudales de gas.....	91
14. Caso 1: Pozo LL-1165 empleando Pipesim.....	92
15. Características del yacimiento empleando Pipesim.....	93
16. Tipo de completación empleando Pipesim.....	93
17. Características del pozo empleando Pipesim.....	94
18. Parámetros del choke empleando Pipesim.....	94
19. Líneas de flujo horizontales en superficie empleando Pipesim.....	95
20. Presión de salida empleando Pipesim.....	95
21. Curva de oferta vs curva de demanda empleando Pipesim.....	96
22. Características del yacimiento empleando LUZ Análisis Nodal.....	96
23. Tipo de completación empleando LUZ Análisis Nodal.....	97
24. Características del Pozo empleando LUZ Análisis Nodal.....	97
25. Parámetros del Choke empleando LUZ Análisis Nodal.....	98
26. Características de las líneas de flujo empleando LUZ Análisis Nodal.....	98
27. Curva de oferta vs curva de demanda empleando LUZ Análisis Nodal.....	99
28. Resultados con las caídas de presiones y caudales de gas empleando LUZ Análisis Nodal para el pozo LL-1165.....	99

29. Comparación de los resultados de Pipesim y LUZ Análisis Nodal para el pozo LL-1165.....	100
30. Características del yacimiento empleando Pipesim.....	101
31. Tipo de completación empleando Pipesim.....	101
32. Características del pozo empleando Pipesim.....	102
33. Parámetros del choke empleando Pipesim.....	102
34. Líneas de flujo horizontales en superficie empleando Pipesim.....	103
35. Presión de salida empleando Pipesim.....	103
36. Curva de oferta vs curva de demanda empleando Pipesim.....	104
37. Características del yacimiento empleando LUZ Análisis Nodal.....	104
38. Tipo de completación empleando LUZ Análisis Nodal.....	105
39. Características del Pozo empleando LUZ Análisis Nodal.....	105
40. Parámetros del Choke empleando LUZ Análisis Nodal.....	106
41. Características de las líneas de flujo empleando LUZ Análisis Nodal.....	106
42. Curva de oferta vs curva de demanda empleando LUZ Análisis Nodal.....	107
43. Resultados con las caídas de presiones y caudales de gas empleando LUZ Análisis Nodal para el pozo LL-694.....	107
44. Comparación de los resultados de Pipesim y LUZ Análisis Nodal para el pozo LL-694.....	108

INDICE DE ECUACIONES

Ecuación	Página.
1. Curvas de comportamiento de afluencia (IPR).....	27
2. Correlación de Vogel.....	29
3. Caudal de hidrocarburos por Fetkovich.....	29
4. Numero de Reynold.....	59
5. Ecuación de Darcy.....	59
6. Ecuación de Aronofsky y Jenkins.....	60
7. Coeficiente no darcico.....	60
8. Pseudopresion.....	61
9. Ecuación de Aronofsky y Jenkins para flujo turbulento.....	61
10. Factor “a” de la ecuación de Aronofsky y Jenkins.....	61
11. Factor “b” de la ecuación de Aronofsky y Jenkins.....	61
12. Factor “c” de la ecuación de Aronofsky y Jenkins.....	61
13. Ecuación de Aronofsky y Jenkins para pozos horizontales.....	62
14. Factor “a” de la ecuación de Aronofsky y Jenkins en pozos horizontales.....	62
15. Relación de permeabilidades de la roca.....	62
16. Ecuación de Aronofsky y Jenkins en flujo pseudoestable pozo horizontal.....	63
17. Ecuación de Jones, Blount y Glaze.....	65
18. Factor “a” de la ecuación de Jones, Blount y Glaze.....	65
19. Factor “b” de la ecuación de Jones, Blount y Glaze.....	65
20. Factor “c” de la ecuación de Jones, Blount y Glaze.....	65
21. Ecuación de Gray.....	67
22. Factor de desviación.....	67
23. Factor de fricción.....	67
24. Ecuación de Gray para pozos horizontales.....	67
25. Caída de presión en las líneas de flujo horizontal.....	68
26. Curva de oferta.....	69
27. Curva de demanda.....	69

INTRODUCCION

En la actualidad se busca maximizar la producción de un yacimiento reduciendo los efectos negativos que se pueden generar durante los trabajos de perforación, producción o estimulación, cualquier estudio previo a la elaboración de los proyectos, aportan beneficios que se traducen en el éxito de los trabajos de exploración y producción de los reservorios. Entre los estudios para la estimación del potencial de un pozo están las curvas para el análisis nodal, basado en diversas correlaciones que dependen de las características del medio poroso y los fluidos, es una excelente herramienta para la industria petrolera en Venezuela.

Ahora bien, la aplicación manual de las correlaciones de los distintos autores para la evaluación, se hace muy tedioso, el porcentaje de error y tiempo invertido es alto haciendo contraproducente el método. Por ello, existen en el mercado una variedad de programas computarizado quienes reducen el tiempo así como mejoran de manera efectiva la exactitud en los cálculos, el inconveniente principal es que estos paquetes (software) están limitados su uso únicamente a las empresas y su personal, excluyendo a la universidad y los profesionales que no laboren en dicha empresa, se hace necesario una herramienta computacional libre y gratuita al servicio de la comunidad estudiantil.

Por esta razón, el objetivo principal de la presente investigación consiste en desarrollar un programa computarizado para el análisis nodal en pozos de gas. El mismo facilitará los cálculos de las curvas de oferta y demanda para determinar el potencial de producción del pozo en estudio, detectando posibles daños y optimizando la completación en cuanto a la selección de las tuberías, diámetros y equipos de fondo y superficie. La investigación se encuentra estructurada en cinco capítulos que facilitan la comprensión del mismo:

El Capitulo I: El problema. En este capítulo se plantea el problema, la formulación de la pregunta para resolver el problema y se establecen los objetivos a cumplir (general y específicos), así como la justificación de la investigación, el alcance y la delimitación de la misma.

El Capítulo II: Marco teórico. En este capítulo se hace referencia a los antecedentes, la definición de la teoría manejada, términos básicos y el sistema de variables.

El Capítulo III: Marco metodológico. En este capítulo se define el tipo de investigación, el diseño de la misma, las técnicas de recolección de datos, así como el procedimiento empleado para alcanzar los objetivos planteados.

El Capítulo IV: Análisis de los resultados. Se desarrolla la metodología planteada para alcanzar los objetivos, empleando las diversas técnicas de investigación.

El Capítulo V: Es el desarrollo y presentación de la propuesta basada en los resultados de los objetivos previos propuestos por el autor.

Finalmente se plantean las conclusiones y recomendaciones sugeridas en base al estudio realizado en esta investigación.

CAPITULO I

FUNDAMENTACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

1.1. Planteamiento y formulación del problema

Planteamiento del problema

En Venezuela, gracias a una larga experiencia petrolera, se han venido implementando tecnologías y técnicas para predecir el comportamiento de los yacimientos, reducir el peligro de la pérdida de las inversiones, así como también detectar y corregir problemas que se pueden presentar a nivel de superficie, completación del pozo o en el yacimiento. Uno de los principales factores para lograr el éxito en la producción de los hidrocarburos es una buena evaluación del sistema de producción. Un sistema de producción es la suma del medio poroso (yacimiento), la completación del pozo (tuberías de producción, intervalos cañoneados, método de levantamiento artificial y demás) y equipos en superficie que van desde el cabezal del pozo hasta los tanques o plantas de tratamiento.

Una de las técnicas más utilizadas para optimizar sistemas de producción, dada su comprobada efectividad y confiabilidad a nivel mundial, es el análisis nodal. El análisis nodal básicamente consiste en detectar restricciones al flujo y cuantificar su impacto sobre la capacidad de producción total del sistema que incluye la evaluación del yacimiento, el tipo de completación, el conjunto de tuberías y diámetros en fondo como en superficie, además de reducciones presentes, todas las caídas de presión son estudiadas por parte y luego enlazado por medio de correlaciones hasta la salida de los hidrocarburos en los separadores.

La presente investigación tiene por finalidad desarrollar un programa computarizado para optimizar sistemas de producción en pozos de gas utilizando la técnica del análisis nodal, estableciendo un algoritmo matemático de ecuaciones no lineales, propias para los pozos gasíferos ya que las correlaciones de flujo el gas son muy distintas que las empleadas para hidrocarburos líquidos extrapesados, pesados, medianos o livianos.

La codificación del algoritmo numérico que permita realizar los análisis nodales en pozos de gas fue desarrollado en un lenguaje (software) libre de nombre PHP (Hipertext Preprocessor) que utiliza como servidor a MySQL y Apache por ser de última generación, gratis, de fácil acceso y manejo por parte del usuario. Se validaron los resultados del programa computarizado al compararlo con un software comercial, de nombre Pipesim, y se utilizó como muestra para la aplicación del programa computarizado dos pozos gasíferos de yacimientos venezolanos, el LL-1165 y el LL-694 del campo Lagunillas en el estado Zulia.

Formulación del problema

Debido a lo antes planteado y por la necesidad tanto académica como técnica de desarrollar nuevas tecnologías que mejoren la producción y asegure la inversión, cabe formular la siguiente pregunta: ¿Será factible desarrollar un programa que optimice la producción en pozos gasíferos empleando análisis nodal?

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general de la investigación

Desarrollar un programa computarizado para el análisis nodal en pozos de gas.

1.2.2. Objetivos específicos de la investigación

- ✓ Establecer las ecuaciones de flujo propias para el medio poroso y el flujo en tuberías de pozos gasíferos.
- ✓ Generar los algoritmos necesarios para el programa computacional.
- ✓ Codificar los algoritmos numéricos que permitan realizar los análisis nodales en pozos de gas.
- ✓ Desarrollar el programa mediante el uso de un software libre para análisis nodales en pozos de gas.
- ✓ Validar el programa computacional comparando los resultados con un programa comercial.

1.3. Justificación

En lo económico la elaboración de un programa computarizado que permita la aplicación de correlaciones de flujo y ecuaciones propias a pozos gasíferos mediante análisis nodal, reducirá costos al no tener que adquirir el licenciamiento comercial, además de los ahorros y ganancias que se generarían a nivel industrial producto de la optimización de los pozos.

En lo metodológico, esta investigación proporcionará nuevas alternativas y experiencias que pueden servir como base y referencia para el desarrollo de futuros estudios en el área de simulación, producción y afines.

En lo social el aporte más significativo de la investigación a la sociedad, es darles un programa computarizado de fácil acceso que no necesitan pagar una licencia, además de ser una herramienta útil técnica y académicamente.

1.4. Delimitación

La investigación será realizada en el postgrado de Ingeniería de la Universidad del Zulia, con sede en Maracaibo, Estado Zulia. El mismo se llevará a cabo desde mayo del 2011 hasta Marzo del 2012. El contenido de la investigación queda ubicado en las áreas de simulación y producción.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes

Para el desarrollo de esta investigación, se consultaron investigaciones anteriores relacionadas con simulación o análisis nodal, que sirvieron como referencia importante para definir las pautas a seguir en el desarrollo de un programa computarizado para el análisis nodal en pozos de gas. Entre las consultas pueden mencionarse las siguientes:

✓ Vázquez y Román (2005), "A new approach for continuous gas lift simulation and optimization". Este trabajo desarrolla un modelo basado en la masa, la energía y equilibrio de estados o fases para producir un conjunto de ecuaciones diferenciales algebraicas. Las ecuaciones de tercer grado de estado son empleadas para evaluar el comportamiento de las fases y estimar otras propiedades requeridas termodinámicamente. Los problemas evaluados incluyen la determinación: a) de las condiciones de salida, en la superficie, cuando el volumen de gas y producción petrolífera es estable. b) De la cantidad apropiada de gas requerida para levantar el petróleo y la presión de inyección.

El trabajo aporta a la investigación un modelo matemático que permite la determinación del comportamiento de las fases a lo largo de todo el sistema de producción.

✓ Arslan, White y Wojtanowicz (2004), "Nodal analysis for oil Wells with down hole water sink completions". Este trabajo presenta las limitaciones que tienen los análisis nodales convencionales como para proporcionar una solución efectiva en pozos con altos contenidos de agua, debido a la complejidad dinámica de los fluidos, los cuales dependen de las tasas máximas y mínimas de agua. Se planteó un modelo analítico para estimar la cantidad de agua, las condiciones de entrada en el pozo y la relación agua petróleo. Se emplea un simulador para modelar el flujo de ambas fases.

Este trabajo permite hacer un estudio al método de análisis nodal como herramienta para optimizar pozos, así como también se emplea un simulador con el cual se puede comparar.

✓ Bitsindou y Kelkar (1999) "Gas well production optimization using dynamic nodal analysis". Este trabajo presenta un algoritmo numérico que permite la optimización de la producción en pozos de gas que usan el concepto de análisis nodal dinámico. Combinando los rasgos deseables de análisis nodal, la técnica de balance de materia y el análisis de curva de declinación, el método es capaz de cotejar el historial de producción. También es capaz de predecir el comportamiento del gas en la condición existente. La técnica propuesta, que tiene varias ventajas sobre el clásico análisis nodal, puede ser usada para la selección de los equipos y la capacidad adecuada del compresor, la evaluación de la viabilidad económica y la comprensión del efecto de componente de producción individual sobre la productividad de un yacimiento de gas. Este trabajo es un muy importante antecedente pues enlaza el análisis nodal con otras técnicas con las que se puede evaluar el pozo de gas.

✓ Ochs, Hareland y Rampersad (1996) "Fractured horizontal well and completion nodal analysis simulator". Este trabajo presenta un simulador llamado por los autores HoSim, el mismo puede determinar la tasa y la presión en un punto del sistema de flujo basado en relaciones de entrada y salida. Un modelo analítico para pozos fracturados horizontalmente se integra debido a la diferencia que existe para la geometría de los pozos horizontales. El modelo empleado está basado en la premisa de que un problema de valor divisorio puede ser trazado en un mapa. Divide cada fractura y el pozo en divisiones de flujo. El flujo está basado en la longitud de cada sección y la distribución de la presión asociada.

El aporte de esta investigación es gracias a la evaluación mediante análisis nodal de pozos horizontales, los cuales pertenecen a la muestra del presente proyecto. Además de que el mismo desarrolla un simulador.

✓ Takacs (1994) "Nodal systems analysis using object oriented programming techniques". El objetivo de esta investigación es mostrar el uso de técnicas de programación mediante objetos. Se desarrolló un programa computarizado para el análisis nodal. El programa descrito fue realizado mediante Pascal Turbo 6.0, y su sistema de menú fue creado usando TurboVision. El aporte de esta investigación es la metodología para el desarrollo de un programa computarizado con análisis nodal.

✓ Lee, Jun y Ader (1993) "Computer design and fieldwide optimization for gas lifted wells". Este trabajo presenta un procedimiento de un modelo computarizado para optimizar de levantamiento por gas. El anteproyecto perfila el análisis de funcionamiento, el sistema de análisis nodal y el procedimiento de diseño para el espacio de mandriles y válvulas. También describe el algoritmo, el criterio y la puesta en práctica del modelo para el levantamiento por gas. Se presentan varios ejemplos que ilustran el diseño del programa.

Los aportes de este trabajo son los resultados y la evaluación para la mejora de producción después de la realización del modelo de optimización que sirve de referencia valiosa para aplicar en la presente investigación.

✓ Stoisits (1992) "Dynamic production system nodal analysis". Esta investigación muestra el análisis nodal como sistema de producción dinámica (DPSNA), la técnica fue desarrollada, verificada y aplicada en pozos del campo Kuparuk del Rio. Esta técnica analítica combina modelos de comportamiento de los yacimientos. El análisis nodal para pozos individuales y el cálculo de presión pasa la red de tuberías superficiales obtuvo un análisis global del sistema de producción durante un lapso de tiempo. La evaluación de la técnica DPSNA fue realizada utilizando datos de 25 pozos del campo Kuparuk del Rio cada uno bien definido. La técnica DPSNA fue capaz de predecir el efecto de una estrategia de control en las zonas de producción sobre el caudal diario de petróleo, el gas y la producción de agua de estos pozos.

Este trabajo aporta la aplicación en un campo real con resultados positivos, es guía para la presente investigación, ya que el programa computacional también se pretende emplear en pozos reales ubicados en Venezuela.

✓ Moltz (1992) "Predicting gas well load-up using nodal system analysis". Este trabajo muestra la predicción del volumen de gas necesario para optimizar la producción y maximizar la recuperación de las reservas de los yacimientos de gas maduros. El análisis del sistema nodal para evaluar la producción se consideró no fiable en la predicción de la tasa de producción del yacimiento. Esta investigación muestra que se requiere un modelado de fluido composicional del pozo para el empleo de análisis nodal sobre pozos de baja presión de gas con mayor precisión para cotejar la producción de

hidrocarburos se requiere de fuentes fidedignas para predecir la presencia de gas remanente.

El aporte de esta investigación es la evaluación del análisis del nodal como método de optimización para la producción de hidrocarburos.

✓ Suhy y Hefner (1988) “Applications of nodal analysis technique for Appalachian wells’ production problem”. El trabajo presentó un software aplicado en pozos del campo Appalachian, en el cual un modelo de simulación de gas, análisis nodal y simulación de pozos con fractura son empleados en conjunto. El software también es atado a un sistema de base de datos microordenador para proporcionar datos pertinentes para el análisis. El modelo de simulación de gas genera el comportamiento de entrada para varias condiciones de producción, si esta varía, el análisis nodal estudia las condiciones de salida y la entrada. El software demostró ser un instrumento útil para mejorar la producción en el área.

El aporte de la investigación se da gracias al desarrollo del simulador que servirá de guía y de comparación con el programa computacional diseñado en la presente investigación.

✓ Frear (1987) “Application of nodal analysis in Appalachian gas wells”. El trabajo presentó una técnica innovadora para el análisis nodal aplicada a dos pozos de gas del campo Appalachian. El objetivo es presentar los estudios de optimización y su efecto sobre operaciones de producción. El sistema comienza con el estudio en el yacimiento y procede así hasta el separador, los componentes a considerar son: la presión del yacimiento, la productividad, la completación del pozo, las posibles restricciones en el pozo, la tubería, la válvula de seguridad, la tubería revestidora, las líneas de flujo y el separador. Cada componente debe ser evaluado por separado.

Este trabajo precede al desarrollado al siguiente año siendo ambos valiosos antecedentes para la investigación y el proyecto como tal, sirve de análisis para el empleo en el campo con resultados positivos.

✓ Brown y Lea (1986) “Production optimization using a computerized well model”. Este trabajo muestra la idea de que muchos pozos petroleros y gasíferos pueden producir a tasas que parecen óptimas pero que en realidad contienen restricciones. Estos pozos

pueden ser analizados usando técnicas que modelan todos los componentes de un sistema de producción. A menudo este procedimiento identificará modificaciones necesarias para que al ser corregido permitirá el aumento en la producción. Este método es conocido como análisis nodal. Se evalúa desde la presión del yacimiento hasta los equipos en superficie. Esto puede incluir el comportamiento de entrada, el flujo a través de la completación, el flujo de tubería incluyendo cualquier restricción, válvulas de seguridad, líneas de flujo horizontales y los separadores.

Este trabajo brinda un aporte teórico para lo que es el análisis nodal además de presentar un modelo matemático el cual se considerará en esta investigación para las correlaciones en el medio poroso y en tubería de gas.

✓ Brown, James y Lea (1985) "Nodal systems analysis of oil and gas wells". La investigación presenta el análisis nodal como un sistema de optimización de pozos petroleros y gasíferos, que tiene por objetivo evaluar la producción de estos hidrocarburos. Cada componente ligado a la producción, e inclusive cada pozo productor puede alcanzar su caudal ideal. El principio se basa en el estudio de la presión del yacimiento, en el fondo del pozo y termina con la presión en el separador (comportamiento de entrada, el flujo a través de la completación, incluyendo cualquier restricción en el fondo y válvulas de seguridad).

Este trabajo presenta una amplia base teórica muy útil en el desarrollo y aplicación de un análisis nodal en pozos gasíferos.

2.2. Fundamentos teóricos

2.2.1. Análisis nodal

El análisis nodal de un sistema de producción, realizado en forma sistemática, permite determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos, y consiste en dividir este sistema de producción en nodos de solución para calcular caídas de presión, así como gasto de los fluidos producidos, y de esta manera, poder determinar las curvas de comportamiento de afluencia y el potencial de producción de un yacimiento.

Como resultado de este análisis se obtiene generalmente un incremento en la producción y el mejoramiento de la eficiencia de flujo cuando se trata de un pozo productor, pero cuando se trata de un pozo nuevo, permite definir el diámetro óptimo de las tuberías de producción, del estrangulador, y línea de descarga por el cual debe fluir dicho pozo, así como predecir su comportamiento de flujo (aporte de hidrocarburos) y presión para diferentes condiciones de operación.

El procedimiento del análisis nodal ha sido reconocido en la industria petrolera como un medio adecuado para el diseño y evaluación, tanto en pozos fluyentes como en pozos que cuentan con un sistema artificial de producción, debido a las necesidades cada vez mayores de energéticos, y a los incentivos derivados del precio de los hidrocarburos. En el análisis nodal se evalúa un sistema de producción dividiéndole en tres componentes básicos:

Flujo a través de un medio poroso (yacimiento), considerando el daño ocasionado por lodos de perforación, cemento, etc.

Flujo a través de la tubería vertical (aparejo de producción), considerando cualquier posible restricción como empacamientos, válvulas de seguridad, estranguladores de fondo, etc.

Flujo a través de la tubería horizontal (línea de descarga), considerando el manejo de estranguladores en superficie.

Para predecir el comportamiento del sistema, se calcula la caída de presión en cada componente. Este procedimiento comprende la asignación de nodos en varias de las posiciones claves dentro del sistema. Entonces, variando los gastos y empleando el método y correlación de flujo multifásico que se considere adecuado dependiendo de las características de los fluidos, se calcula la caída de presión entre dos nodos.

Después de seleccionar un nodo de solución, las caídas de presión son adicionadas o sustraídas al punto de presión inicial o nodo de partida, el cual generalmente es la presión estática del yacimiento, hasta que se alcanza la convergencia en las iteraciones

de cálculo para obtener el valor del nodo de solución. Para utilizar el concepto nodal, al menos se deberá conocer la presión en el punto de partida.

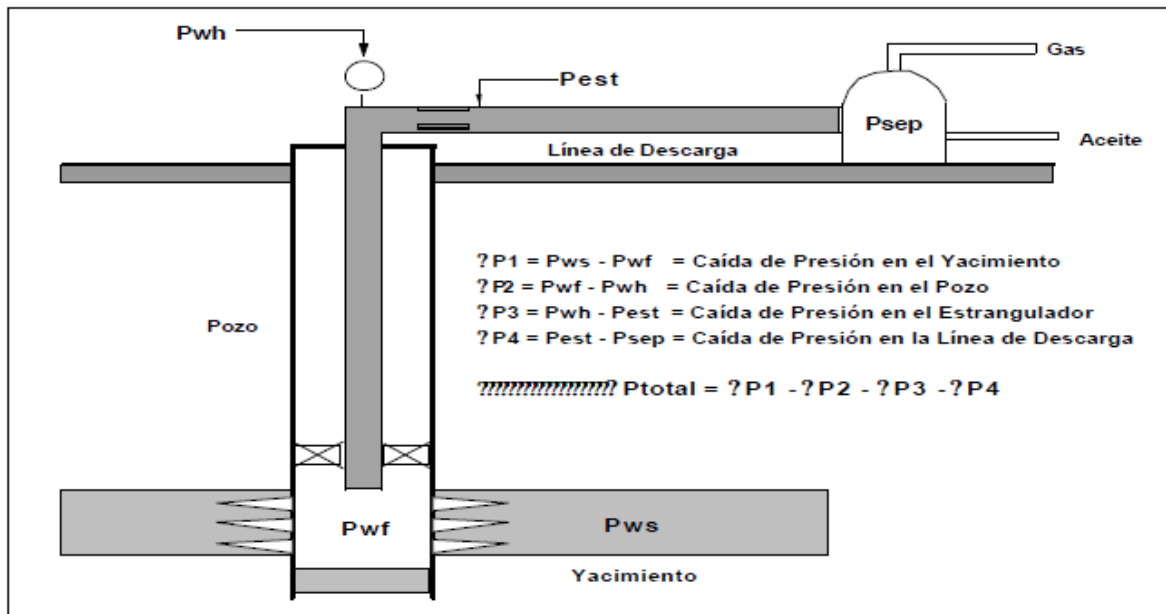


Figura 1. Esquema de caídas de presión evaluadas en un análisis nodal. Fuente: Rivero (2004: 9).

En un sistema de producción se conocen siempre dos presiones, las cuales se consideran constantes para fines de cálculo, siendo éstas la presión estática del yacimiento (P_{ws}) y la presión de separación en la superficie (P_{sep}). Por lo tanto, los cálculos pueden iniciar con cualquiera de ellas, para después determinar la presión en los nodos de solución intermedios entre estas posiciones de partida. Los resultados del análisis del sistema no solamente permitirán la definición de la capacidad de producción de un pozo para una determinada serie de condiciones, sino que también muestran los cambios en cualquiera de los parámetros que afectan su comportamiento. Por lo tanto, el resultado neto es la identificación de los parámetros que controlan el flujo en el sistema de producción. De esta forma se puede diagnosticar la existencia de algún problema real en algún punto de los elementos que conforman el sistema de producción de hidrocarburos.

Las curvas de comportamiento de afluencia obtenidas, son función de los siguientes puntos clave del sistema:

Características del yacimiento.

Características de la tubería de producción y línea de descarga.

Presión en el nodo inicial y final del sistema.

Porcentaje de agua producido

Relación gas-líquido

Longitud de las tuberías.

Temperatura

Características de los fluidos a manejar

Topografía del terreno en el caso de la línea de descarga.

Grado de desviación del pozo.

La selección del nodo o nodos iniciales depende grandemente del componente del sistema que se desea evaluar, pero su posición deberá ser tal que muestre, de la mejor manera posible, la respuesta del sistema a una serie de condiciones, para que como resultado final se tenga una evaluación total del problema, dando así una solución confiable. Un punto importante es que, además de las razones técnicas, se tendrá que aportar también una justificación económica, validando con ello de manera completa la solución encontrada.

2.2.2. Curvas de comportamiento de afluencia (IPR)

Históricamente el primer intento para construir una curva de comportamiento de afluencia de un pozo o IPR (Inflow Performance Relationship), resultó de la suposición de que la IPR era una línea recta. Por lo tanto, bajo esta suposición, el flujo de líquido en un pozo será directamente proporcional a la caída de presión en el fondo del mismo. La constante de proporcionalidad con la cual se mide la productividad de un pozo se llama índice de productividad (IP) y la ecuación que la define es:

$$IP = \frac{q_o}{P_{ws} \cdot P_{wf}} \quad \text{Ec. (1)}$$

Donde:

q_o = Gasto de aceite (BPD).

P_{ws} = Presión promedio en el yacimiento = Presión de fondo estática en el pozo (Psia).

P_{wf} = Presión de fondo fluyente en el pozo (Psia).

Sin embargo, posteriormente W. E. Gilbert (1954) realizó diversas observaciones en campos productores de hidrocarburos y se dio cuenta que esto sólo se cumplía cuando la P_{wf} se encontraba por encima del punto de burbuja o presión de saturación, mientras que para la mayoría de los pozos, los cuales su P_{wf} estaba por debajo del punto de burbuja, la IPR graficada formaba una curva debido a que la fase gaseosa presente en el aceite tenía un efecto en la producción.

Este investigador encontró que el índice de productividad variaba con respecto al tiempo. Esto se debe a que la presión en el yacimiento disminuye conforme a la explotación del mismo, lo cual se traduce en un incremento en la saturación de gas y en un incremento en la resistencia a fluir del aceite. Para una caída constante de presión, el IP también dependerá del mecanismo de empuje del yacimiento.

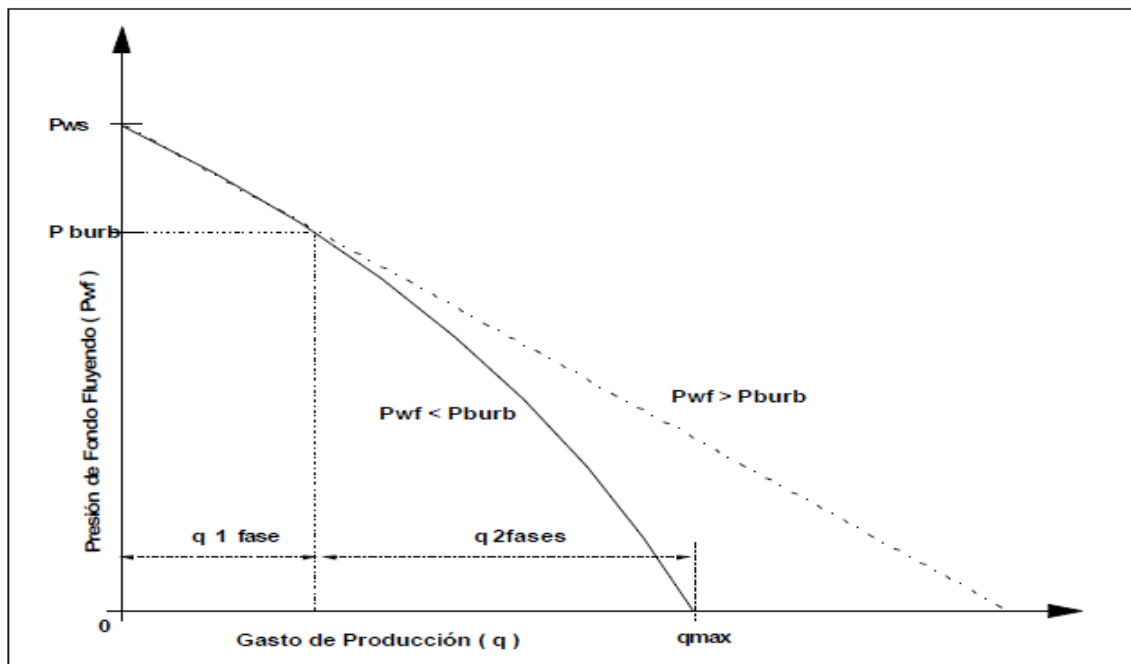


Figura 2. Representación esquemática de las curvas de comportamiento de presión-producción. Fuente: Rivero (2004: 12).

Para un yacimiento con empuje asociado a un acuífero activo, el IP permanecerá casi constante cuando produzca por encima del punto de burbuja, debido a que no existe gas liberado en el yacimiento que pueda afectar las permeabilidades relativas del aceite y del agua. Todo lo anterior ilustró la necesidad de contar con correlaciones útiles para construir curvas de IPR. M. V. Vogel (1968) desarrolló un estudio sobre IPR para

yacimientos con empuje por gas en solución derivando ecuaciones que describían los perfiles de presión y saturación de gas desde el agujero del pozo hasta las fronteras del yacimiento. Con estas ecuaciones consideró variaciones en las caídas de presión y en las propiedades roca – fluido, hasta obtener una relación adimensional para el índice de productividad.

La correlación de Vogel para obtener una curva IPR adimensional es la siguiente:

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 0.2 \frac{P_{wf}}{P_{ws}} + 0.8 \frac{P_{wf}^2}{P_{ws}^2} \quad \text{Ec. (2)}$$

Donde:

q_o = gasto de aceite correspondiente a la P_{wf} .

$q_{o\max}$ = gasto máximo de producción cuando la P_{wf} es igual a cero.

P_{wf} = presión de fondo estática.

M.J. Fetkovich (1973) demostró que los pozos de aceite y los pozos de gas que producen por debajo de la presión de saturación o punto de burbuja, se comportaban de manera similar en términos del índice de productividad, por lo que desarrolló la siguiente correlación:

$$q_o = C (P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n \quad \text{Ec. (3)}$$

Donde:

q_o = gasto de aceite correspondiente a la P_{wf} .

$q_{o\max}$ = gasto máximo de producción cuando la P_{wf} es igual a cero.

P_{wf} = presión de fondo estática.

C = coeficiente de la curva.

n = exponente (un valor entre 0.5 y 1.0).

Para aplicar el método de Fetkovitch, es necesario determinar los valores de C y de n . Estos coeficientes se obtienen a través de una prueba de presión – producción de un pozo, donde se miden los gastos aportados por tres diferentes diámetros de

estrangulador con sus correspondientes presiones de fondo fluyentes, así como la presión de fondo estática con el pozo cerrado. En escala log – log se grafican los valores de presión contra gasto, obteniendo una línea recta.

El valor de C es la ordenada al origen y el valor de n es la pendiente de dicha recta. El potencial del pozo o gasto máximo teórico se obtiene intersectando el valor de la P_{ws} con la recta obtenida, para encontrar su correspondiente valor de gasto.

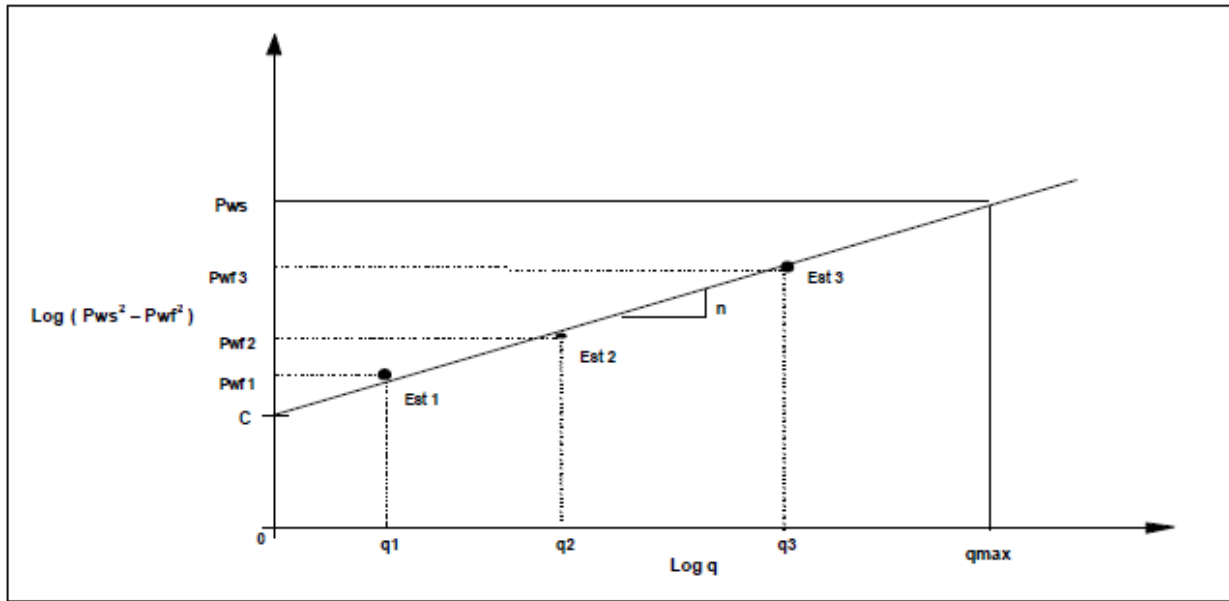


Figura 3. Esquema de comportamiento presión-producción de acuerdo a correlación de Fetkovich. Fuente: Rivero (2004: 14).

2.2.3. Correlaciones de flujo multifásico en tuberías

El flujo simultáneo de gas y líquido en una tubería es muy importante en las operaciones modernas. Para muchas instalaciones el uso de tuberías que manejan flujos multifásicos es la solución más económica, ya que disminuye el costo 20 a 25% con respecto a utilizar dos tuberías para manejar fluidos en una sola fase. Diversos investigadores han desarrollado diferentes correlaciones de flujo multifásico en tuberías verticales y horizontales, basándose en los principios termodinámicos y de flujo de fluidos, pero principalmente en observaciones empíricas limitadas por caídas de presión por fricción, diámetros de tuberías, características de los fluidos utilizados, geometría y condiciones de flujo, y relaciones gas – líquido.

Tabla 1. Correlaciones de flujo multifásico en tuberías, para flujos verticales.

Correlación	Fecha	Sustento	Diámetro de Tubería	Fluido
Duns & Ross	1961	Datos de campo y laboratorio	Amplio rango	Aceite, gas y agua
Hagedorn & Brown	1965	Datos de campo y laboratorio	1 a 4 pulgadas	Aceite, gas y agua
Orkiszewski	1967	Revisión y modificación de otros modelos	Amplio rango	Aceite, gas y agua
Aziz & Govier	1972	Datos de campo y laboratorio	Amplio rango	Aceite, gas y agua
Beggs & Brill	1973	Datos de laboratorio	1 a 1.5 pulgadas	Gas y agua
Gray	1974	Datos de campo	< 3.5 pulgadas	Gas y condensado

Fuente: Rivero (2004: 15).

Tabla 2. Correlaciones de flujo multifásico en tuberías, para flujos horizontales.

Correlación	Fecha	Sustento	Diámetro de Tubería	Fluido
Lochart-Martinelli	1949	Datos de laboratorio	0.0586 a 1.1017 pulgadas	Aceite, gas y agua
Eaton	1966	Datos de campo y laboratorio	2 a 4 pulgadas	Aceite, gas y agua
Dukler	1969	Datos de laboratorio	Amplio rango	Aceite, gas y agua

Fuente: Rivero (2004: 15).

Tabla 3. Correlaciones de flujo multifásico en tuberías, para flujos inclinados.

Correlación	Fecha	Sustento	Diámetro de Tubería	Fluido
Mukherjee-Brill	1983	Datos de laboratorio	1.5 pulgadas	Keroseno, Aceite lubricante y gas

Fuente: Rivero (2004: 15).

No existe una correlación que sea la más adecuada para utilizarla en todas las aplicaciones. Cuando se utiliza algún modelo, se debe examinar la clase de sistemas en las cuales está basado, es decir, si el modelo y los datos que lo soportan son compatibles físicamente con el sistema propuesto para su aplicación.

Por ejemplo, algunas correlaciones están basadas en datos para tuberías horizontales de diámetro pequeño. Su aplicación es limitada para tuberías de diámetro mayor con perfiles topográficos que presenten diferencias de nivel con respecto a un plano de referencia.

2.2.4. Flujo multifásico a través de estranguladores

Los estranguladores son dispositivos mecánicos que se utilizan en los pozos para provocar una restricción al flujo, con objeto de controlar el aporte de agua y arena proveniente de los yacimientos. La predicción del comportamiento del flujo de mezclas gas – líquido en orificios no es un problema que pueda considerarse resuelto. Existen numerosos estudios sobre este tema y se han desarrollado varias correlaciones que relacionan el gasto a través del orificio, la presión y temperatura antes del orificio y el área de estrangulamiento cuando el flujo es crítico. Algunas de las correlaciones obtenidas están basadas en trabajos experimentales y se ajustan razonablemente a los rangos probados, sin embargo, se desconoce su precisión fuera de esos límites.

En el desarrollo de sus correlaciones los autores han supuesto diversas relaciones de presión crítica. Establecer un valor fijo para dicha relación implica una simplificación que indudablemente se reflejará en la exactitud de las predicciones que se obtengan al aplicar las correlaciones citadas. Por lo tanto, es recomendable que al desarrollar una correlación se investiguen las fronteras de flujo crítico y además que las relaciones se cumplan para los casos extremos en los que tiene flujo solo de gas o flujo solo de líquido. Existen diversas correlaciones que predicen el comportamiento de flujo multifásico a través de estranguladores, pero las más utilizadas son las de Gilbert, Ros, Baxendell y Achong. A partir de datos de producción Gilbert desarrolló una expresión tomando como base la relación de las presiones antes y después de un orificio para flujo sónico de una fase, recomendando que dicha relación fuera de 0.588 o menor.

Ros, Baxendell y Achong, tomaron como base el trabajo de Gilbert y cada uno estableció una correlación en la que sólo variaron los coeficientes de flujo.

2.2.5. Componentes que intervienen en el análisis nodal

En función a la necesidad que se tiene de cada uno de los elementos que intervienen como componente de un sistema de producción, definiremos la funcionalidad de los más importantes.

2.2.5.1. Separador

En el proceso de separación de petróleo y gas en los campos, no existe un criterio único para establecer las condiciones más adecuadas de producción óptima de los equipos. El análisis nodal, está orientado a obtener ciertos objetivos puntuales que nos den condiciones de máxima eficiencia en el proceso de separación; esta manera:

- ✓ Alta eficiencia en el proceso de separación de gas –petróleo.
- ✓ Mayor incremento en los volúmenes de producción.
- ✓ Incremento en la recuperación de líquido.

2.2.5.2. Línea de flujo horizontal

Este componente, es el que comunica la cabeza del pozo con el separador y donde el fluido presenta un comportamiento que obedece a las condiciones adoptadas para el sistema de producción de los pozos. El tratamiento del componente para flujo horizontal, puede ser analizado usando las diversas ecuaciones y correlaciones presentadas por investigadores que han estudiado la incidencia, que puede tener este componente, sobre el conjunto del sistema en su interrelación con los demás nodos.

2.2.5.3. Línea de flujo vertical

Este componente es el que comunica el fondo del pozo con la superficie, donde el fluido presenta un comportamiento que obedece a las condiciones de presión y temperatura, que están de acuerdo a la profundidad. En este componente existe la mayor pérdida de

energía del sistema, que va desde el 20 al 50 % de acuerdo a la relación gas / condensado y corte de agua.

2.2.5.4. Choque superficial

Es el que controla la producción del pozo con el cual se puede aumentar o disminuir el caudal de producción, siendo que en este componente se produce una presión diferencial que puede ser calculada con una de las muchas ecuaciones para choques o estranguladores.

2.2.5.5. Choque de fondo

De acuerdo a la necesidad de elevar la presión o controlar la energía en el flujo de la línea vertical, así como también, tener una presión de aporte y elevación controlada, se procede a la bajada de este tipo de restricción, por lo que se va producir una presión diferencial en la que se tendrá una caída de presión que a su vez puede ser calculada.

2.2.5.6. Cabeza de pozo

Es un punto del sistema en el que se produce el cambio de dirección, de flujo vertical a flujo horizontal, y de donde se toma el dato de la presión de surgencia para conocer la energía de producción del pozo, siendo también un punto crítico que es tomado en cuenta para su análisis dentro del sistema.

2.2.5.7. Válvula de seguridad

Este componente, es un elemento que se instala en la tubería vertical y que opera en cualquier anomalía del flujo que puede ocurrir en el transcurso de la producción, siendo vital para la seguridad operativa del pozo.

2.2.6. Presión fluyente

De la presión fluyente depende toda la capacidad de la instalación que se desea conectar al reservorio a través del pozo y así producir todo el campo.

Esta presión, es medida en el fondo del pozo y tomada en el punto medio del nivel productor. Su determinación se la hace en una forma indirecta utilizando herramienta mecánica o electrónica de toma de presión, o también se la puede calcular utilizando correlaciones.

2.2.7. Completación o perforaciones en el fondo

Este nodo es muy importante en el sistema de producción debido a que comunica el reservorio con el pozo, y de él depende mucho el potencial de entrega de pozo, debido a la disminución del área por donde debe pasar el fluido, la cual puede ser expresada por correlaciones.

2.2.8. Productividad de un yacimiento de gas

Suarez (2009: 26). Siempre que se va a perforar una nueva localización, es necesario realizar una serie de estudios en las ramas de la geofísica, geología, perforación, ingeniería de yacimientos y un completo análisis económico para estudiar su viabilidad. Claro está, que la faceta de un ingeniero de yacimientos (dependiendo del área que esté preparado) es más que toda la evaluación de la producción y de las reservas a drenar de un determinado pozo (es también válido un ingeniero de yacimientos con formación petrofísica). Pero a lo que quiero llegar con este post, es simplemente evaluar los barriles de petróleo que me puede dar un nuevo pozo.

Primeramente, es necesario conocer bien el yacimiento, y por supuesto sus pozos productores. Esto nos dará una idea bastante preliminar del caudal de producción inicial. En yacimientos de gas condensados, esto viene a ser un parámetro crítico. De acuerdo al desarrollo que tenga cierto campo en específico, los pozos se van a encontrar distribuidos en distintas cotas de profundidad -un grupo de pozos en el ático, otros más abajo en la estructura, siguiendo la teoría anticlinal- por lo que los resultados van a ser bastantes determinantes. Recordando que, casi siempre los yacimientos de gas condensado presentan una columna de degradación composicional con profundidad de los fluidos, por lo que es natural encontrar varias zonas: gas en la parte alta de la estructura (> RGP), que va ganando riqueza en líquidos a medida que se va

profundizando ($< \text{RGP}$), hasta llegar a una pequeña zona de petróleo, generalmente llamada pierna o fracción de petróleo.

Particularmente en Venezuela, adicionalmente se pueden encontrar zonas de crudos pesados y extrapesados por debajo de la zona de petróleo anteriormente mencionada, denominada tarmat, y que se caracteriza por ser inmóvil. Es importante recordar que, buena parte de los yacimientos de este tipo se encuentran a una mayor profundidad, y por ende, “más apretadas son”, por lo que el petróleo pesado tiene muy poca oportunidad de fluir hacia el pozo. En yacimientos costafuera, por ejemplo los de cuenca Columbus-Plataforma Deltana, se caracterizan por tener acuíferos de activos de fuerte actividad, por lo que la manera de explotarlos es una historia muy distinta, el cual sería tema para otro post.

Ahora la pregunta sería: ¿qué zona se quiere realmente explotar? La respuesta parece sencilla, pero no lo es tanto. Tocando el aspecto de la conservación de la energía del yacimiento, es recomendable perforar un pozo en la pierna de petróleo, para así aprovechar el gas como el mecanismo preponderante de producción en yacimientos volumétricos.

pero existe un mayor riesgo: y como he comentado, a medida que trato de alejarme de la zona de gas, tengo una mayor probabilidad de completar un pozo que quizás resulte seco, dependiendo de su posición estructural. Entonces ¿que queda? ¿Buscar o monitorear los contactos? La respuesta podría resultar como buscar la piedra filosofal o el elixir de la larga vida de un yacimiento.

Generalmente antes de la explotación de un yacimiento, los fluidos se encuentran en equilibrio dinámico, por lo que es posible la definición de contactos mediante registros multiprobadores de formación. Pero cuando este alcanza un 20 al 50% de sus reservas drenadas, estos contactos desaparecen y se empieza a crear regiones o zonas de fluidos críticos, que de cierta forma complican aún más el análisis. Por ejemplo, se empieza a explotar la zona de gas, y a medida que extraemos de la misma, ocurre un fenómeno de vaciamiento (restamos moles de gas) y la zona de petróleo empieza una expansión siempre y cuando este se encuentre por encima de la presión de saturación.

Pero cuando empezamos a desarrollar la “pierna de petróleo”, y luego de un tiempo la presión del yacimiento cae por debajo de la presión de saturación, el petróleo dentro del yacimiento comienza a mermar, por lo que el gas, cada vez más empobrecido a nivel molar, comienza a expandirse. Ahora bien esta zona de fluidos críticos se forma generalmente con el condensado retrogrado proveniente del gas y del gas liberado de la zona petróleo. Al final, realizar un balance es bastante complicado.

El parámetro clave que permite saber si un pozo de este tipo es exitoso o seco es la relación gas-petróleo. Cuando se realiza un análisis nodal, siempre se deben hacer sensibilidades de la RGP, y que un modelo de simulación numérica de yacimiento que permitirá estimar la profundidad más probable de ubicación del punto de fondo para un nuevo pozo. Por otra parte, las condiciones del pozo y facilidades de superficie tendrán un peso determinante en el cálculo. Si de acuerdo a los resultados, se coloca un reductor de poco diámetro, se podría estar condenando de forma drástica la productividad del pozo.

En cambio si abrimos reductor, el fluido llegará con mucha facilidad hasta superficie, lo que resultaría una desventaja a nivel de yacimiento, debido a que la declinación de presión será mayor. Es por ello que, al momento de realizar los análisis de productividad se deben tomar en consideración otros factores secundarios como son: la permeabilidad de la formación (aún más en un sistema de doble K, escogiendo un modelo que pueda simular la K de fractura), la correlación de levantamiento de fluidos (VLP) de acuerdo con sus características, el grado de inclinación con que el pozo va a penetrar la formación.

Con respecto a este punto, el drawdown es menor a medida que aumenta la inclinación del pozo, por lo que el problema de la condensación retrograda puede disminuir notablemente con la perforación de pozos de arquitectura inclinada u horizontal. La saturación de condensado retrógrado alrededor de un pozo vertical puede llegar a más de un 15%, mientras que en un pozo horizontal no excede un 6% con la misma tasa y período de producción. Adicional a estos parámetros secundarios, se debe tomar en consideración una sensibilidad del efecto Skin, con el propósito de evaluar el caudal inicial de producción de petróleo si se procede a realizar un fracturamiento hidráulico.

En pocas palabras, se requiere hacer un balance de todos estos parámetros para obtener el escenario de mayor rentabilidad. Siempre para este tipo de estudios se debe tener amarrado estos datos a un modelo de simulación yacimiento-superficie, o por lo menos un modelo de simulación de yacimientos, ya que nos ayudará a aumentar el grado de certidumbre de una propuesta.

2.2.9. Flujo de fluidos en el yacimiento

La simulación del flujo de fluidos en el yacimiento debe considerar la composición de los fluidos presentes, y las condiciones de presión y temperatura para establecer si existe flujo simultáneo de petróleo, agua y gas, las heterogeneidades del yacimiento, etc. Para describir el flujo de fluidos en el yacimiento a través del tiempo, se debe utilizar el modelaje matemático de yacimientos y las soluciones numéricas de la ecuación de difusividad obtenidas con los simuladores comerciales (Familia Eclipse, por ejemplo). La simulación numérica de yacimientos es materia que no será tratada en este curso. La capacidad de aporte del yacimiento hacia el pozo se cuantificará en este curso a través de modelos matemáticos simplificados como por ejemplo: la ecuación de Vogel, Fetckovich, Jones Blount & Glace, etc.

2.2.9.1. Área de drenaje

Se considerará el flujo de petróleo negro en la región del yacimiento drenada por el pozo, comúnmente conocida como volumen de drenaje, y adicionalmente, se asumirá homogéneo y de espesor constante (h) por lo que en lo sucesivo se hablará de área de drenaje del yacimiento.

2.2.9.2. Flujo de hidrocarburos en el yacimiento

El movimiento de hidrocarburos hacia el pozo se origina cuando se establece un gradiente de presión en el área de drenaje y el caudal o tasa de flujo dependerá no solo de dicho gradiente, sino también de la capacidad de flujo de la formación productora, representada por el producto de la permeabilidad efectiva al petróleo por el espesor de arena neta petrolífera ($K_o \cdot h$) y de la resistencia a fluir del fluido representada a través

de su viscosidad. Dado que la distribución de presión cambia a través del tiempo es necesario establecer los distintos estados de flujo que pueden presentarse en el área de drenaje al abrir a producción un pozo, y en cada uno de ellos describir la ecuación que regirá la relación entre la presión fluyente P_{wf} y la tasa de producción q_o que será capaz de aportar el yacimiento hacia el pozo.

2.2.9.3. Estados de flujo

Existen tres estados de flujo dependiendo de cómo es la variación de la presión con tiempo:

- ✓ Flujo No Continuo: $dP/dt \neq 0$
- ✓ Flujo Continuo: $dP/dt = 0$
- ✓ Flujo Semicontinuo: $dP/dt = \text{constante}$.

2.2.9.4. Flujo no-continuo o transitorio

Es un tipo de flujo donde la distribución de presión a lo largo del área de drenaje cambia con tiempo, ($dP/dt \neq 0$). Este es el tipo de flujo que inicialmente se presenta cuando se abre a producción un pozo que se encontraba cerrado ó viceversa. La medición de la presión fluyente en el fondo del pozo (P_{wf}) durante este período es de particular importancia para las pruebas de declinación y de restauración de presión, cuya interpretación a través de soluciones de la ecuación de difusividad, permite conocer parámetros básicos del medio poroso, como por ejemplo: la capacidad efectiva de flujo ($K_o.h$), el factor de daño a la formación (S), etc. La duración de este período normalmente puede ser de horas ó días, dependiendo fundamentalmente de la permeabilidad de la formación productora. Dado que el diferencial de presión no se estabiliza no se considerarán ecuaciones para estimar la tasa de producción.

2.2.9.4.1. Transición entre estados de flujo

Después del flujo transitorio este período ocurre una transición hasta alcanzarse una estabilización ó pseudo-estabilización de la distribución de presión dependiendo de las condiciones existentes en el borde exterior del área de drenaje.

2.2.9.5. Flujo continuo o estacionario

Es un tipo de flujo donde la distribución de presión a lo largo del área de drenaje no cambia con tiempo, ($dP/dt = 0$). Se presenta cuando se estabiliza la distribución de presión en el área de drenaje de un pozo perteneciente a un yacimiento lo suficientemente grande, ó asociado a un gran acuífero, de tal forma que en el borde exterior de dicha área existe flujo para mantener constante la presión (P_{ws}).

En este período de flujo el diferencial de presión a través del área de drenaje es constante y está representado por la diferencia entre la presión en el radio externo de drenaje, P_{ws} a una distancia r_e del centro del pozo, y la presión fluyente en la cara de la arena, P_{wfs} a una distancia r_w ó radio del pozo; ambas presiones deben ser referidas a la misma profundidad y por lo general se utiliza el punto medio de las perforaciones ó cañoneo. Para cada valor de este diferencial ($P_{ws}-P_{wfs}$), tradicionalmente conocido como “Draw-down”, se establecerá un caudal de flujo del yacimiento hacia el pozo.

2.2.9.6. Flujo Semi-continuo

Es un tipo de flujo donde la distribución de presión a lo largo del área de drenaje cambia con tiempo pero a una tasa constante, ($dP/dt = cte$). Se presenta cuando se pseudo-estabiliza la distribución de presión en el área de drenaje de un pozo perteneciente a un yacimiento finito de tal forma que en el borde exterior de dicha área no existe flujo, bien sea porque los límites del yacimiento constituyen los bordes del área de drenaje o porque existen varios pozos drenando áreas adyacentes entre sí.

2.2.9.7. Trabajo de Vogel

Dado un yacimiento con K , h , r_e , r_w , curvas de permeabilidades relativas y análisis PVT conocidos, se podrían calcular para cada valor P_{wfs} el área bajo la curva de $K_{ro}/\mu_o B_o$ desde P_{wfs} hasta P_{ws} y estimar la tasa de producción q_o con la ecuación anterior. De esta forma en un momento de la vida productiva del yacimiento se puede calcular la IPR para yacimientos saturados. Inclusive a través del tiempo se podría estimar como varía la forma de la curva IPR a consecuencia de la disminución de la permeabilidad efectiva

al petróleo por el aumento progresivo de la saturación gas, en el área de drenaje, en la medida que se agota la energía del yacimiento.

Para obtener la relación entre la presión del yacimiento y el cambio de saturación de los fluidos es necesario utilizar las ecuaciones de balance de materiales. Este trabajo de estimar curvas IPR a distintos estados de agotamiento del yacimiento fue realizado por Vogel en 1967 basándose en las ecuaciones presentadas por Weller para yacimientos que producen por gas en solución, lo más importante de su trabajo fue que obtuvo una curva adimensional válida para cualquier estado de agotamiento después que el yacimiento se encontraba saturado (gas – petróleo) sin usar información de la saturación de gas y Krg.

2.2.10. Flujo de fluidos en la completación

La completación representa la interfase entre el yacimiento y el pozo, y a través de ella el fluido sufre una pérdida de presión.

2.2.10.1. Hoyo desnudo

Son completaciones donde existe una comunicación directa entre el pozo y el yacimiento, normalmente se utilizan en formaciones altamente consolidadas y naturalmente fracturadas.

2.2.10.2. Cañoneo convencional

Son completaciones donde se perfora ó cañonea la tubería de revestimiento, el cemento y la formación productora para crear túneles que comuniquen el pozo con el yacimiento, normalmente se utilizan en formaciones consolidadas.

2.2.10.3. Empaque con grava

Son completaciones donde se coloca un filtro de arena de granos seleccionados (grava) por medio de una tubería ranurada para controlar la entrada de arena al pozo,

normalmente se utilizan en formaciones poco consolidadas. El empaque puede realizarse con la tubería de revestimiento perforada ó con el hoyo desnudo.

2.2.11. Programas computacionales

Un programa informático es un conjunto de instrucciones que una vez ejecutadas realizarán una o varias tareas en una computadora. Sin programas, estas máquinas no pueden funcionar. Al conjunto general de programas, se le denomina software, que más genéricamente se refiere al equipamiento lógico o soporte lógico de una computadora digital. En informática, se los denomina comúnmente binarios, (propio en sistemas unix, donde debido a la estructura de este último, los ficheros no necesitan hacer uso de extensiones. Posteriormente, los presentaron como ficheros ejecutables, con extensión .exe, en los sistemas operativos de la familia windows) debido a que una vez que han pasado por el proceso de compilación y han sido creados, las instrucciones que se escribieron en un lenguaje de programación que los humanos usan para escribirlos con mayor facilidad, se han traducido al único idioma que la máquina comprende, combinaciones de ceros y unos llamada código máquina. El mismo término, puede referirse tanto a un programa ejecutable, como a su código fuente, el cual es transformado en un binario cuando es compilado.

Generalmente el código fuente lo escriben profesionales conocidos como programadores. Se escribe en un lenguaje que sigue uno de los siguientes dos paradigmas: imperativo o declarativo y que posteriormente puede ser convertido en una imagen ejecutable por un compilador. Cuando se pide que el programa sea ejecutado, el procesador ejecuta instrucción por instrucción. De acuerdo a sus funciones, se clasifican en software de sistema y software de aplicación. En los computadores actuales, al hecho de ejecutar varios programas de forma simultánea y eficiente, se le conoce como multitarea.

2.2.12. Ejecución

Una vez escritos, pueden ser ejecutados de diversas formas, mediante un programa que va adaptando las instrucciones conforme son encontradas. A este proceso se lo

llama interpretar y a los programas que lo hacen se los conoce como intérpretes. Ejemplos de esto son bash, clásico en estaciones Unix y que fue escrito para el proyecto GNU o Python, cuya peculiaridad además de ser multipropósito, está en su facilidad de uso y productividad y de hecho, es usado en parte de los proyectos google y youtube. Traduciendo el código escrito del programa (lo que se denomina código fuente), a su equivalente en lenguaje máquina. A este proceso se le llama compilar y al programa traductor se le denomina compilador. Ejemplos de esto son: El lenguaje C, que combina en su sintaxis característica de medio y bajo nivel y el compilador gcc usado en el proyecto GNU.

2.2.13. Programas que se auto-modifican

Un programa en ejecución se trata de forma diferente que los datos en los cuales opera. De cualquier forma, en algunos casos ésta distinción es ambigua, especialmente cuando un programa se modifica a sí mismo. El programa modificado es secuencialmente ejecutado como parte del mismo programa. Se pueden escribir programas auto-modificables en lenguajes como Lisp, COBOL y Prol.

2.2.14. Ejecución y almacenamiento de los programas

Típicamente, los programas se almacenan en una memoria no volátil (por ejemplo un disco), para que luego el usuario de la computadora, directa o indirectamente, solicite su ejecución. Al momento de dicha solicitud, el programa es cargado en la memoria de acceso aleatorio o RAM del equipo, bajo el control del software llamado sistema operativo, el cual puede acceder directamente al procesador. El procesador ejecuta (corre) el programa, instrucción por instrucción hasta que termina. A un programa en ejecución se le suele llamar también proceso. Un programa puede terminar su ejecución en forma normal o por causa de un error, que puede ser de software o de hardware.

2.2.15. Programas empotrados en hardware

Algunos programas están empotrados en el hardware. Una computadora con arquitectura de programas almacenados requiere un programa inicial almacenado en su

ROM para arrancar. El proceso de arranque es para identificar e inicializar todos los aspectos del sistema, desde los registros del procesador, controladores de dispositivos hasta el contenido de la memoria RAM. Seguido del proceso de inicialización, este programa inicial carga al sistema operativo e inicializa al contador de programa para empezar las operaciones normales. Independiente de la computadora, un dispositivo de hardware podría tener firmware empotrado para el control de sus operaciones. El firmware se utiliza cuando se espera que el programa cambie en raras ocasiones o nunca, o cuando el programa no debe perderse cuando haya ausencia de energía.

2.2.16. Programas cargados manualmente

Los programas históricamente se cargaron manualmente al procesador central mediante interruptores. Una instrucción era representada por una configuración de estado abierto o cerrado de los interruptores. Después de establecer la configuración, se ejecutaba un botón de ejecución. Este proceso era repetitivo. También, históricamente los programas se cargaban manualmente mediante una cinta de papel o tarjetas perforadas. Después de que el programa se cargaba, la dirección de inicio se establecía mediante interruptores y el botón de ejecución se presionaba.

2.2.17. Programas generados automáticamente

La programación automática es un estilo de programación que crea código fuente mediante clases genéricas, prototipos, plantillas, aspectos, y generadores de código para aumentar la productividad del programador. El código fuente se genera con herramientas de programación tal como un procesador de plantilla o un IDE. La forma de un generador de código fuente es un procesador macro, tal como el preprocesador de C, que reemplaza patrones de código fuente de acuerdo a reglas simples.

Un motor de software da de salida código fuente o lenguaje de marcado que simultáneamente se vuelve la entrada de otro proceso informático. Podemos pensar como analogía un proceso manejando a otro siendo el código máquina quemado como combustible. Los servidores de aplicaciones son motores de software que entregan aplicaciones a computadoras cliente.

2.2.18. Ejecución simultánea

Muchos programas pueden correr simultáneamente en la misma computadora, a lo cual se le conoce como multitarea y puede lograrse a través de mecanismos de software o de hardware. Los sistemas operativos modernos pueden correr varios programas a través del planificador de procesos un mecanismo de software para conmutar con frecuencia la cantidad de procesos del procesador de modo que los usuarios puedan interactuar con cada programa mientras estos están corriendo. También se puede lograr la multitarea por medio del hardware; las computadoras modernas que usan varios procesadores o procesadores con varios núcleos pueden correr muchos programas a la vez.

2.2.19. Categorías funcionales

Los programas se pueden categorizar según líneas funcionales. Estas categorías funcionales son software de sistema y software de aplicación. El software de sistema incluye al sistema operativo el cual acopla el hardware con el software de aplicación. El propósito del sistema operativo es proveer un ambiente en el cual el software de aplicación se ejecuta de una manera conveniente y eficiente. Además del sistema operativo, el software de sistema incluye programas utilitarios que ayudan a manejar y configurar la computadora. Si un programa no es software de sistema entonces es software de aplicación. El middleware también es un software de aplicación que acopla el software de sistema con la interfaz de usuario. También son software de aplicación los programas utilitarios que ayudan a los usuarios a resolver problemas de aplicaciones, como por ejemplo la necesidad de ordenamiento.

2.2.20. Lenguaje de programación PHP

PHP es un lenguaje de programación interpretado (Lenguaje de alto rendimiento), diseñado originalmente para la creación de páginas web dinámicas. Se usa principalmente para la interpretación del lado del servidor (server-side scripting) pero actualmente puede ser utilizado desde una interfaz de línea de comandos o en la creación de otros tipos de programas incluyendo aplicaciones con interfaz

gráfica usando las bibliotecas Qt o GTK+. PHP es un acrónimo recursivo que significa PHP Hypertext Pre-processor (inicialmente PHP Tools, o, personal home page tools). Fue creado originalmente por Rasmus Lerdorf en 1994; sin embargo la implementación principal de PHP es producida ahora por The PHP Group y sirve como el estándar de facto para PHP al no haber una especificación formal. Publicado bajo la PHP License, la Free Software Foundation considera esta licencia como software libre.

Puede ser desplegado en la mayoría de los servidores web y en casi todos los sistemas operativos y plataformas sin costo alguno. El lenguaje PHP se encuentra instalado en más de 20 millones de sitios web y en un millón de servidores, el número de sitios en PHP ha compartido algo de su preponderante dominio con otros nuevos lenguajes no tan poderosos desde agosto de 2005. El sitio web de Wikipedia está desarrollado en PHP. Es también el módulo Apache más popular entre las computadoras que utilizan Apache como servidor web.

El gran parecido que posee PHP con los lenguajes más comunes de programación estructurada, como C y Perl, permiten a la mayoría de los programadores crear aplicaciones complejas con una curva de aprendizaje muy corta. También les permite involucrarse con aplicaciones de contenido dinámico sin tener que aprender todo un nuevo grupo de funciones.

Aunque todo en su diseño está orientado a facilitar la creación de sitios webs, es posible crear aplicaciones con una interfaz gráfica para el usuario, utilizando la extensión PHP-Qt o PHP-GTK. También puede ser usado desde la línea de órdenes, de la misma manera como Perl o Python pueden hacerlo; a esta versión de PHP se la llama PHP-CLI (Command Line Interface).

Cuando el cliente hace una petición al servidor para que le envíe una página web, el servidor ejecuta el intérprete de PHP. Éste procesa el script solicitado que generará el contenido de manera dinámica (por ejemplo obteniendo información de una base de datos). El resultado es enviado por el intérprete al servidor, quien a su vez se lo envía al cliente. Mediante extensiones es también posible la generación de archivos PDF, Flash, así como imágenes en diferentes formatos.

Permite la conexión a diferentes tipos de servidores de bases de datos tales como MySQL, PostgreSQL, Oracle, ODBC, DB2, Microsoft SQL server, firebird y sqLite. PHP también tiene la capacidad de ser ejecutado en la mayoría de los sistemas operativos, tales como Unix (y de ese tipo, como Linux o Mac OS X) y Microsoft Windows, y puede interactuar con los servidores de web más populares ya que existe en versión CGI, módulo para Apache, e ISAPI.

PHP es una alternativa a las tecnologías de Microsoft ASP y ASP.NET (que utiliza C# y Visual Basic .NET como lenguajes), a ColdFusion de la empresa Adobe, a JSP/Java y a CGI/Perl. Aunque su creación y desarrollo se da en el ámbito de los sistemas libres, bajo la licencia GNU, existe además un entorno de desarrollo integrado comercial llamado Zend Studio. CodeGear (la división de lenguajes de programación de Borland) ha sacado al mercado un entorno de desarrollo integrado para PHP, denominado 'Delphi for PHP'. También existen al menos un par de módulos para Eclipse, uno de los entornos más populares.

2.2.20.1. Historia

Fue originalmente diseñado en Perl, con base en la escritura de un grupo de CGI binarios escritos en el lenguaje C por el programador danés-canadiense Rasmus Lerdorf en el año 1994 para mostrar su currículum vitae y guardar ciertos datos, como la cantidad de tráfico que su página web recibía. El 8 de junio de 1995 fue publicado "Personal Home Page Tools" después de que Lerdorf lo combinara con su propio Form Interpreter para crear PHP/FI.

Dos programadores israelíes del Technion, Zeev Suraski y Andi Gutmans, reescribieron el analizador sintáctico (parser en inglés) en el año 1997 y crearon la base del PHP3, cambiando el nombre del lenguaje a la forma actual. Inmediatamente comenzaron experimentaciones públicas de PHP3 y fue publicado oficialmente en junio de 1998.

Para 1999, Suraski y Gutmans reescribieron el código de PHP, produciendo lo que hoy se conoce como motor Zend. También fundaron Zend Technologies en Ramat Gan, Israel. En mayo de 2000 PHP 4 fue lanzado bajo el poder del motor Zend

Engine 1.0. El día 13 de julio de 2007 se anunció la suspensión del soporte y desarrollo de la versión 4 de PHP, a pesar de lo anunciado se ha liberado una nueva versión con mejoras de seguridad, la 4.4.8 publicada el 13 de enero del 2008 y posteriormente la versión 4.4.9 publicada el 7 de agosto de 2008. Según esta noticia [1] se dará soporte a fallos críticos hasta el 9 de agosto de 2008.

El 13 de julio de 2004, fue lanzado PHP 5, utilizando el motor Zend Engine 2.0 (o Zend Engine 2). Incluye todas las ventajas que provee el nuevo Zend Engine 2 como:

- ✓ Mejor soporte para la programación orientada a objetos, que en versiones anteriores era extremadamente rudimentario.
- ✓ Mejoras de rendimiento.
- ✓ Mejor soporte para MySQL con extensión completamente reescrita.
- ✓ Mejor soporte a XML (XPath, DOM, etc.).
- ✓ Soporte nativo para SQLite.
- ✓ Soporte integrado para SOAP.
- ✓ Iteradores de datos.
- ✓ Manejo de excepciones.
- ✓ Mejoras con la implementación con Oracle.

2.2.20.2. **Características de PHP**

- ✓ Orientado al desarrollo de aplicaciones web dinámicas con acceso a información almacenada en una base de datos.
- ✓ El código fuente escrito en PHP es invisible al navegador web y al cliente ya que es el servidor el que se encarga de ejecutar el código y enviar su resultado HTML al navegador. Esto hace que la programación en PHP sea segura y confiable.
- ✓ Capacidad de conexión con la mayoría de los motores de base de datos que se utilizan en la actualidad, destaca su conectividad con MySQL y PostgreSQL.
- ✓ Capacidad de expandir su potencial utilizando módulos (llamados ext's o extensiones).
- ✓ Posee una amplia documentación en su sitio web oficial, entre la cual se destaca que todas las funciones del sistema están explicadas y ejemplificadas en un único archivo de ayuda.

- ✓ Es libre, por lo que se presenta como una alternativa de fácil acceso para todos.
- ✓ Permite aplicar técnicas de programación orientada a objetos.
- ✓ Biblioteca nativa de funciones sumamente amplia e incluida.
- ✓ No requiere definición de tipos de variables aunque sus variables se pueden evaluar también por el tipo que estén manejando en tiempo de ejecución.
- ✓ Si bien PHP no obliga a quien lo usa a seguir una determinada metodología a la hora de programar (muchos otros lenguajes tampoco lo hacen), aun haciéndolo, el programador puede aplicar en su trabajo cualquier técnica de programación o de desarrollo que le permita escribir código ordenado, estructurado y manejable. Un ejemplo de esto son los desarrollos que en PHP se han hecho del patrón de diseño Modelo Vista Controlador (MVC), que permiten separar el tratamiento y acceso a los datos, la lógica de control y la interfaz de usuario en tres componentes independientes.

2.2.20.3. Inconvenientes

- ✓ Como es un lenguaje que se interpreta en ejecución, para ciertos usos puede resultar un inconveniente que el código fuente no pueda ser ocultado. La ofuscación es una técnica que puede dificultar la lectura del código pero no necesariamente impide que el código sea examinado.
- ✓ Debido a que es un lenguaje interpretado, un script en PHP suele funcionar considerablemente más lento que su equivalente en un lenguaje de bajo nivel, sin embargo este inconveniente se puede minimizar con técnicas de cache tanto de en archivos y memoria.
- ✓ Las variables al no ser tipadas dificulta a los diferentes IDEs para ofrecer asistencias para el tipeado del código, aunque esto no es realmente un inconveniente del lenguaje en sí. Esto es solventado por Zend Studio añadiendo un comentario con el tipo a la declaración de la variable.

2.2.21. XAMPP, LAMP, WAMP

XAMPP es un servidor independiente de plataforma, software libre, que consiste principalmente en la base de datos MySQL, el servidor Web Apache y los intérpretes

para lenguajes de script: PHP y Perl. El nombre proviene del acrónimo de X (para cualquiera de los diferentes sistemas operativos), Apache, MySQL, PHP, Perl. El programa está liberado bajo la licencia GNU y actúa como un servidor Web libre, fácil de usar y capaz de interpretar páginas dinámicas. Actualmente XAMPP esta disponible para Microsoft Windows, GNU/Linux, Solaris, y Macos X. LAMP presenta una funcionalidad parecida a XAMP, pero enfocada en Linux, y WAMP lo hace enfocado en Windows.

2.2.22. Servidor Apache

El servidor HTTP Apache es un servidor web HTTP de código abierto, para plataformas Unix (BSD, GNU/Linux, etc.), Microsoft Windows, Macintosh y otras, que implementa el protocolo HTTP/1.1 y la noción de sitio virtual. Cuando comenzó su desarrollo en 1995 se basó inicialmente en código del popular NCSA HTTPd 1.3, pero más tarde fue reescrito por completo.

Su nombre se debe a que Behelendorf quería que tuviese la connotación de algo que es firme y enérgico pero no agresivo, y la tribu Apache fue la última en rendirse al que pronto se convertiría en gobierno de EEUU, y en esos momentos la preocupación de su grupo era que llegasen las empresas y "civilizasen" el paisaje que habían creado los primeros ingenieros de internet. Además Apache consistía solamente en un conjunto de parches a aplicar al servidor de NCSA. En inglés, a patchy server (un servidor "parcheado") suena igual que Apache Server.

El servidor Apache se desarrolla dentro del proyecto HTTP Server (httpd) de la Apache Software Foundation. Apache presenta entre otras características altamente configurables, bases de datos de autenticación y negociado de contenido, pero fue criticado por la falta de una interfaz gráfica que ayude en su configuración. Apache tiene amplia aceptación en la red: desde 1996, Apache, es el servidor HTTP más usado.

Alcanzó su máxima cuota de mercado en 2005 siendo el servidor empleado en el 70% de los sitios web en el mundo, sin embargo ha sufrido un descenso en su cuota de mercado en los últimos años. (Estadísticas históricas y de uso diario proporcionadas por

Netcraft). La mayoría de las vulnerabilidades de la seguridad descubiertas y resueltas tan sólo pueden ser aprovechadas por usuarios locales y no remotamente. Sin embargo, algunas se pueden accionar remotamente en ciertas situaciones, o explotar por los usuarios locales malévolos en las disposiciones de recibimiento compartidas que utilizan PHP como módulo de Apache.

2.3. Definición de términos básicos

Análisis nodal

Procedimiento para determinar los diámetros óptimos de todas las tuberías, desde el yacimiento hasta los separadores, analizando los nodos o punto de análisis que generalmente son el yacimiento en la boca del pozo y en los separadores. Si existe daño en la formación o estimulación de los pozos también afecta al IPR.

Completación de pozos

Son todos los trabajos realizados en un pozo luego de la perforación, para prepararlo y dejarlo listo para la producción de hidrocarburos. Entre los trabajos resalta, colocación de tuberías de revestimiento y producción, niples, empacaduras, mangas de, rejillas, gravas, métodos de levantamiento artificial (bombeo electrosumergible, bombeo de cavidad progresiva, bombeo mecánico, gas lift).

Densidad absoluta

La densidad es la masa por unidad de volumen.

Densidad relativa o gravedad específica

La densidad relativa de una sustancia es una relación adimensional de la densidad de un fluido a la de un fluido de referencia. Para los líquidos se usa como fluido de referencia el agua destilada a la presión.

Ecuación

Es una igualdad que contiene una o más incógnitas. Se conoce como miembros a las expresiones algebraicas que presentan los datos y las incógnitas (los valores desconocidos) relacionados a través de operaciones matemáticas.

Estimulación de pozos

Se define como la inyección de fluidos de tratamiento (ácidos en su mayoría), a gastos y presiones por debajo de la presión de fractura, con la finalidad de remover el daño ocasionado por la invasión de los fluidos a la formación durante las etapas de la perforación y terminación de pozos o por otros factores durante la vida productiva del pozo.

Fluido

Es aquella sustancia que, debido a su poca cohesión intermolecular, carece de forma propia y adopta la forma del recipiente que lo contiene. Puede ser líquido o gaseoso.

Gráfica

Son las denominaciones de la representación de datos, generalmente numéricos, mediante recursos gráficos (líneas, vectores, superficies o símbolos), para que se manifieste visualmente la relación matemática o correlación estadística que guardan entre sí. También puede ser un conjunto de puntos, que se plasman en coordenadas cartesianas, y sirven para analizar el comportamiento de un proceso, o un conjunto de elementos o signos que permiten la interpretación de un fenómeno. La representación gráfica permite establecer valores que no han sido obtenidos experimentalmente, sino mediante la interpolación (lectura entre puntos) y la extrapolación (valores fuera del intervalo experimental).

Índice de productividad

La capacidad productiva se conoce como índice de productividad o factor de productividad. Se puede definir como el número de barriles (o m^3) de aceite por día que el pozo es capaz de producir por Kg/cm^2 de presión diferencial mantenida entre el depósito y el fondo del pozo.

Permeabilidad

Es la facilidad con la que un fluido fluye a través de un medio poroso.

Peso específico

Es el peso de una sustancia por unidad de volumen.

Porosidad

Es la medida del espacio intersticial (espacio vacío) entre grano y grano que conforman la roca.

Pozo de gas

Un pozo de gas es un conjunto de tuberías y equipamientos colocados con la finalidad de comunicar un yacimiento de gas con la superficie para extraer el hidrocarburo para su posterior utilización.

Presión de vapor

La presión de vapor de un líquido a cierta temperatura es aquella presión a la que se vaporiza rápidamente si se agrega calor al líquido o, al contrario, la presión a la cual el vapor a una temperatura dada se condensa a líquido si se le quita calor. Esta propiedad es fundamental en el estudio de la cavitación. Para líquidos homogéneos o de un solo componente, como el agua, la presión de vapor tiene un valor muy definido a cualquier temperatura fijada y se tienen tablas (como las tablas de vapor) que dan la presión de vapor de esos líquidos en una gran variedad de temperaturas. Sin embargo, ciertos líquidos mezclados, como la gasolina, que están constituidos por muchos componentes, cada uno de los cuales tiene su propia presión de vapor y la vaporización parcial puede verificarse a distintas presiones y temperaturas.

Programa computarizado

Es un conjunto de instrucciones u órdenes basadas en un lenguaje de programación que una computadora interpreta para resolver un problema o una función específica. También se podría decir que es una redacción de un algoritmo en un lenguaje de programación.

Yacimientos de gas

Son unidades geológicas (rocas) porosas y permeables capaces de contener hidrocarburos en fase gaseosa. El mismo se encuentra en el subsuelo.

CAPITULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1. Tipo de investigación

De acuerdo a las características que presenta la investigación, es de tipo proyectiva, ya que su objetivo es desarrollar ecuaciones propias a los pozos gasíferos, al medio poroso y flujo en tuberías, y con ellas crear un programa que estudie el comportamiento de afluencias mediante análisis nodales. Según Hurtado (2008), estos tipos de investigaciones proyectivas son conocidos también como proyectos factibles y consisten en la elaboración de una propuesta o modelo para solucionar un problema o necesidades de tipo práctico, ya sea de un grupo social, institución, un área en particular del conocimiento, partiendo de un diagnóstico preciso de las necesidades del momento, los procesos explicativos o generadores involucrados y las tendencias futuras. Se ubican en ella, las investigaciones para inventos, programas y diseños. (Hurtado: 2008).

3.2. Diseño de la investigación

El diseño de esta investigación es mixta (documental y de campo). Diseño documental, la información se complementó con estudios o consultas de documentos, catálogos o material de tipo bibliográfico. Diseño de campo, las variables que involucran el diseño del programa de análisis nodal, así como la información de los componentes requeridos se obtuvieron de fuentes vivas o directas en su contexto natural, sin intermediación de ninguna naturaleza.

No experimental, debido a que las variables involucradas no fueron manipuladas deliberadamente, sino que se observaron tal y como ocurren en su contexto natural (pozos gasíferos) para luego analizarlas, evaluarlas y ver la relación entre variables; donde los datos fueron recolectados y analizados en un momento dado (Hernández y otros. 2006: 186,188), es decir, las ecuaciones empleadas en el programa computarizado ya fueron evaluadas por autores previamente al desarrollo de esta

investigación. Transeccional correlacional causal, debido a que el estudio fue diseñado para medir la prevalencia de una exposición y/o resultado en una población dada y en un punto específico de tiempo. (Mackey, 2005: 06)

3.3. Técnicas e instrumentos de recolección de datos

3.3.1. Técnica de observación

Se utilizó esta técnica para percibir activamente, a través de los sentidos el evento de estudio, con el propósito de obtener datos, que, previamente, han sido definidos como de interés para la investigación. Esto se puso de manifiesto al realizar la observación de los parámetros necesarios para el diseño del programa propuesto.

3.3.2. Técnica de entrevistas no estructuradas

En cuanto a las entrevistas no estructuradas, para el desarrollo de esta investigación, se dialogó con las personas que poseen experiencias de campo y la información requerida, focalizando las preguntas necesarias y guiándolas hacia la necesidad que se fue presentando.

3.3.3. Técnica de revisión documental

Con respecto a este particular, la información se obtuvo leyendo y/o consultando: textos, reglamentos y normas, diccionarios enciclopédicos, manuales de diseño de programas, autores de correlaciones de análisis nodal, catálogos, manuales de operación de equipos, internet, entre otros.

3.4. Unidad de análisis

Según Hernández y otros. (2006: 202) para seleccionar una muestra, lo primero es definir nuestra unidad de análisis (personas, organizaciones, entre otros). “Quienes van a ser mediados”, depende de precisar claramente el problema a investigar y los

objetivos de la investigación. En lo que respecta a la unidad de análisis, para esta investigación, fue estudiado el programa computarizado “LUZ Análisis Nodal” empleando dos pozos de gas de yacimientos venezolanos quienes llevan por nombres LL-1165 y LL-694 como muestras para el empleo del programa computacional para el cálculo de análisis nodal, considerando es aplicable en cualquier pozo de gas.

3.5. Procedimiento de la investigación

El objetivo fundamental de esta investigación fue desarrollar un programa computacional para la aplicación de análisis nodal en pozos de gas. Para ello, se realizaron una serie de actividades con el fin de alcanzar los objetivos planteados, las cuales se describen en distintas fases a continuación:

Fase I. Ingeniería conceptual

Abarca los conocimientos necesarios para analizar las variables y requerimientos del problema que se desea resolver involucrando las siguientes actividades:

a. Recopilación de información: Recopilar, validar, analizar y clasificar los datos existentes, de manera de establecer el alcance de la investigación y proceder a tomar los datos necesarios para darle continuidad al proyecto.

b. Establecer las ecuaciones de flujo propias para el medio poroso y el flujo en tuberías de pozos gasíferos: Es necesario determinar las ecuaciones y correlaciones aplicables al sistema de producción de gas gracias a las revisiones documentales, las ecuaciones parten del medio poroso y e involucran las tuberías de completación y en superficie donde el cambio de diámetro generan caídas de presión. Se cumplió con el objetivo 1:

➤ Establecer las ecuaciones de flujo propias para el medio poroso y el flujo en tuberías de pozos gasíferos.

Fase II. Ingeniería de detalle

Comprende la fase de diseño y se inicia tomando referencia en los resultados arrojados por la primera fase.

Esta fase involucra las siguientes actividades:

a. Generar los algoritmos computacionales: Recopilación de distintas ecuaciones desarrollados por autores aplicados a pozos de gas y esquematizarlos con las ecuaciones desarrolladas en la primera fase.

Dimensionamiento del sistema para la aplicación de análisis nodal.

b. Codificar en el programa los algoritmos numéricos que me permitan realizar los análisis nodales en pozos de gas.

Generados los algoritmos, se procedió a codificarlos mediante el software libre PHP. Por lo que se realizó una serie de entrevistas no estructuradas.

En esta fase se cumplieron los objetivos 2 y 3 de la investigación.

- Generar los algoritmos necesarios para el programa computacional.
- Codificar en el programa los algoritmos numéricos que permitan realizar los análisis nodales en pozos de gas.

Fase III. Ingeniería de desarrollo

Abarca el desarrollo y validación del programa. En esta fase se cumplieron los objetivos 4 y 5 de la investigación.

- ✓ Desarrollar el programa mediante el uso de un software libre para análisis nodales en pozos de gas.
- ✓ Validar el programa computacional comparando los resultados con un programa comercial.

CAPÍTULO IV

RESULTADOS DEL ESTUDIO

El capítulo presentado a continuación hace referencia a los resultados obtenidos luego del desarrollo de la investigación, sometidos a un análisis y discusión de los mismos, detallando los procedimientos de obtención de la información.

4.1. Análisis de los resultados

Objetivo nº 1. Ecuaciones de flujo propias para el medio poroso y el flujo en tuberías de pozos gasíferos.

Para realizar el programa se requiere determinar las ecuaciones adecuadas para el flujo de gas natural en el sistema de producción. Este sistema comprende las etapas que van desde el yacimiento hasta la zona cercana al pozo (caída de presión en el yacimiento) la cual depende de las características físicas de la roca, las propiedades del gas y del grado de orientación del pozo (vertical u horizontal), la siguiente etapa ocurre entre la zona cercana al pozo y la presión en el fondo (caída de presión de la completación) dependerá del tipo de completación y la presencia de posibles daños.

Luego existe una sección dentro del pozo que depende de la orientación del pozo y de los diámetros de las tuberías (caída de presión en el pozo) esta sección llega hasta el cabezal del pozo. Por ultimo, está la sección en la superficie que depende de los diámetros de las líneas horizontales en superficie entre otros parámetros (caída de presión en las líneas horizontales). A continuación la selección de las ecuaciones para cada etapa que conforman los nodos.

Caída de presión en el yacimiento

A nivel de yacimiento se presentan varias posibilidades para la aplicación del cálculo de la caída de presión, dependiendo de la orientación del pozo y del régimen de flujo. Los pozos pueden ser horizontales (cuando el ángulo de inclinación supera los 85 °) o

verticales (para este caso se considera vertical pozos inclinados y pozos verticales). Ahora bien si el pozo es vertical existen tres posibilidades las cuales se relacionan con el régimen de flujo presente.

Gracias a experiencias en el campo, se tiene que cuando el caudal de gas supera los 10 MPcn/día se genera un flujo turbulento, mientras que si la tasa es inferior a los 2,5 MPcn/día el flujo es laminar. El caudal entre 2,5 y 10 MPcn/día es un flujo transitorio. Sin embargo, para determinar con exactitud el régimen de flujo en el yacimiento se emplea el número de Reynolds (NRe).

$$NRe = \frac{20,09 \cdot q \cdot Ge}{D \cdot \mu} \quad \text{Ec. (4)}$$

Donde:

NRe: Numero de Reynolds (adimencional).

q: Caudal del gas (MPcn/día).

Ge: Gravedad específica (adimencional).

D: Diámetro de entrada en el pozo (pulg).

μ : Viscosidad del gas (Cps).

Si NRe es menor a 2000 el flujo es laminar. Si NRe esta entre los valores de 2000 y 2500 el flujo es transitorio. Si NRe es mayor a 2500 el flujo es turbulento.

Ahora bien, para los pozos verticales existen entonces ecuaciones para flujo laminar, otra para flujo transitorio y para flujo turbulento. Para flujo laminar en pozos de gas verticales se puede emplear la ecuación de Darcy (ecuación 5: 60), pues se considera un flujo constante, estable y de capas laminares.

Caso °1: Pozo vertical flujo laminar: Ecuación de Darcy.

$$q = \frac{(P_e^2 - P_{wf}^2) K h}{1424 \mu Z T ((\ln r_e / r_w) + S)} \quad \text{Ec. (5)}$$

Donde:

q: Caudal de gas de entrada (Mpcn/día).

Pe: Presión de drenaje (Psi).
 Pwf: Presión de pozo (Psi).
 K: Permeabilidad de la roca (md).
 h: Espesor del yacimiento (pies).
 μ : Viscosidad (Cps).
 Z: Factor de desviación del gas (adimencional).
 T: Temperatura ($^{\circ}$ R).
 re: Radio de drenaje (pies).
 rw: Radio de pozo (pies).
 S: Factor de daño (adimencional).

Caso 02: Pozo vertical flujo transitorio: Ecuación de Aronofsky y Jenkins.

Para este caso los autores seleccionados, desarrollaron una ecuación para flujo no darcico como lo es el caso de flujo transitorio y turbulento. A continuación la ecuación:

$$q = \frac{K h (m(P_e) - m(P_{wf}))}{1424 T (\ln(0,472 r_e/r_w) + S + D)} \quad \text{Ec. (6)}$$

Donde:

q: Caudal de gas de entrada (Mpcn/día).
 m(Pe): Pseudo presión del gas real q depende de la Presión de drenaje (Psi).
 m(Pwf): Pseudo presión del gas real q depende de la Presión de pozo (Psi).
 K: Permeabilidad de la roca (md).
 h: Espesor del yacimiento (pies).
 μ : Viscosidad (Cps).
 T: Temperatura ($^{\circ}$ R).
 re: Radio de drenaje (pies).
 rw: Radio de pozo (pies).
 S: Factor de daño (adimencional).
 D: Coeficiente no darcico y se determina con la ec. 7 (página 61).

$$D = \frac{0,00006 G_e h K_s^{-0,1}}{\mu r_w (h \text{ perforación})^2} \quad \text{Ec. (7)}$$

Donde:

Ge: Gravedad específica (adimensional).

h: Espesor del yacimiento (pies).

Ks: Permeabilidad cercana al pozo (md).

μ : Viscosidad (Cps).

r_w : Radio de pozo (pies).

h perforación: Espesor perforado o cañoneado (pies).

Los valores de $m(P_e)$ y $m(P_{wf})$ depende de las presiones, la viscosidad y el factor de desviación del gas Z, mediante la siguiente ecuación:

$$m(p) = 2 \int_{p_c}^p \frac{P}{Z \mu} dp \quad \text{Ec. (8)}$$

Caso 03: Pozo vertical flujo turbulento: Ecuación de Aronofsky y Jenkins.

En flujo turbulento, Aronofsky y Jenkins propusieron una ecuación cuadrática la cual se presenta a continuación de forma desglosada con el propósito de que emplee en el editor del programa.

$$q = \frac{-b + \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a} \quad \text{Ec. (9)}$$

Donde:

$$a = \frac{1424 \mu Z T D}{K h} \quad \text{Ec. (10)}$$

$$b = (1424 \mu Z T / K h) (\ln(0,472 r_e / r_w) + S) \quad \text{Ec. (11)}$$

$$c = (P_{wf}^2 - P_e^2) \quad \text{Ec. (12)}$$

q: Caudal de gas de entrada (Mpcn/día).

Pe: Presión de drenaje (Psi).

Pwf: Presión de pozo (Psi).

K: Permeabilidad de la roca (md).

h: Espesor del yacimiento (pies).

μ : Viscosidad (Cps).

Z: Factor de desviación del gas (adimensional).

T: Temperatura ($^{\circ}$ R).

re: Radio de drenaje (pies).

rw: Radio de pozo (pies).

S: Factor de daño (adimensional).

D: Coeficiente no darcico y se determina con la ec.7 (página 61).

Los casos que se han establecido hasta el momento corresponden a pozos verticales. A continuación se presentan las ecuaciones para pozos horizontales los cuales se subdividen por el estado de flujo en estable o pseudo estable.

Caso °4: Pozo horizontal flujo estable: Ecuación de Aronofsky y Jenkins.

Para este caso que debe considerar el programa computarizado, Aronofsky y Jenkins consideraron los trabajos de Vogel para los cambios en las permeabilidades verticales y horizontales y las propiedades del gas natural, con lo que dedujeron:

$$q = \frac{K_H h (P_e^2 - P_{wf}^2)}{1424 \mu Z T (\ln(a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}) / (L/2)) + ((lani h)/L) (\ln(lani h / rw(lani + 1))) + S}$$

Ec. (13)

Donde:

$$a = (L/2) (0,5 + (0,25 + (re / (L/2))^4)^{0,5})^{0,5}$$

Ec. (14)

$$lani = \sqrt{(KH/KV)}$$

Ec. (15)

a: Longitud axial de drenaje que depende de la ec.14 (pág.62).

lani: Relación de permeabilidades de la roca que depende de la ec.15 (pág.62).

KH: Permeabilidad horizontal de la roca (md).

KV: Permeabilidad vertical de la roca (md).
 q: Caudal de gas de entrada (Mpcn/día).
 Pe: Presión de drenaje (Psi).
 Pwf: Presión de pozo (Psi).
 h: Espesor del yacimiento (pies).
 μ : Viscosidad (Cps).
 Z: Factor de desviación del gas (adimencional).
 T: Temperatura (°R).
 L: Longitud horizontal del pozo (pies).
 re: Radio de drenaje (pies).
 rw: Radio de pozo (pies).
 S: Factor de daño (adimencional).

Caso °5: Pozo horizontal flujo pseudo estable: Ecuación de Aronofsky y Jenkins.

Para este caso, el estado pseudo estable se refiere a la condición casi continua del flujo de entrada en el pozo horizontal, donde la variación es muy mínima, por ello se agrega en el denominador “– 3/4”, que simula la variación mínima en cuanto a estos dos últimos casos.

$$q = \frac{K_H h (P_e^2 - P_{wf}^2)}{1424 \mu Z T (\ln(a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2})/(L/2)) + ((lani h)/L) (\ln(lani h/rw(lani + 1))) - (3/4) + S}$$

Ec. (16)

Donde:

a: Longitud axial de drenaje que depende de la ec.14 (pág.62).
 lani: Relación de permeabilidades de la roca que depende de la ec.15 (pág.62).
 KH: Permeabilidad horizontal de la roca (md).
 KV: Permeabilidad vertical de la roca (md).
 q: Caudal de gas de entrada (Mpcn/día).
 Pe: Presión de drenaje (Psi).

P_{wf} : Presión de pozo (Psi).
 h : Espesor del yacimiento (pies).
 μ : Viscosidad (Cps).
 T : Temperatura ($^{\circ}R$).
 L : Longitud horizontal del pozo (pies).
 r_e : Radio de drenaje (pies).
 r_w : Radio de pozo (pies).
 S : Factor de daño (adimensional).

Caída de presión en la completación: Ecuación Jones, Blount y Glaze.

La completación representa la interfase entre el yacimiento y el pozo, y a través de ella el fluido sufre una pérdida de presión que se debe considerar para el análisis nodal. Esta caída de presión dependerá del tipo de completación existente, convencionalmente para el gas podría ser hoyo desnudo o empacado (gravas dentro de la tubería o en el hoyo desnudo).

Caso de completación hoyo desnudo

Son completaciones donde existe una comunicación directa entre el pozo y el yacimiento, normalmente se utilizan en formaciones altamente consolidadas y naturalmente fracturadas. En el caso de que el pozo se complete a hoyo desnudo la caída de presión es cero, por lo que la curva de oferta reflejará solo la caída de presión en el yacimiento en cualquiera de los 5 casos establecidos anteriormente.

Caso hoyo de completación de empaque con grava

Son completaciones donde se coloca un filtro de arena de granos seleccionados (grava) por medio de una tubería ranurada para controlar la entrada de arena al pozo, normalmente se utilizan en formaciones poco consolidadas. El empaque puede realizarse con la tubería de revestimiento perforada ó con el hoyo desnudo. Las ecuaciones en pozos de gas con empaques con gravas son cuadráticas y fueron desarrolladas por Jones, Blount y Glaze. A continuación se presentan:

$$q = \frac{-b + \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a} \quad \text{Ec. (17)}$$

Donde:

$$a = \frac{2,45 \cdot 10^{-10} \text{ Ge K h Lperforación (g Kg}^{-f})}{\mu (D \text{ perforación})^4 n^2} \quad \text{Ec. (18)}$$

$$b = (\ln re/rw) + ((96 \text{ K h Lperforación}) / (\text{Kg (D perforación)}^2 h)) \quad \text{Ec. (19)}$$

$$c = (K h (Pe^2 - Pwf^2)) / (1424 \mu Z T) \quad \text{Ec. (20)}$$

q: Caudal de gas de entrada (Mpcn/día).

Ge: Gravedad específica del gas (adimensional).

K: Permeabilidad de la roca (md).

L perforación: Longitud perforado y empacado (pulg).

g y f: Parámetros de las gravas y se determinan con la tabla 4 (pág. 66).

Kg: Permeabilidad de la grava y se determinan con la tabla 4 (pág. 66).

D perforación: Diámetro de la perforación (pulg).

n: Numero de perforaciones.

Pe: Presión de drenaje (Psi).

Pwf: Presión de pozo (Psi).

h: Espesor del yacimiento (pies).

μ : Viscosidad (Cps).

Z: Factor de desviación del gas (adimensional).

T: Temperatura (°R).

re: Radio de drenaje (pies).

rw: Radio de pozo (pies).

Dentro de las propiedades de la grava (tabla 4: 66), esta el diámetro, la permeabilidad y los factores de f y g, con estos parámetros se pueden determinar la caída de presión que se genera en la completación. Se destaca que el empaque con grava es una técnica que permite aumentar la permeabilidad de las cercanías del pozo gracias a la

configuración perfectamente esférica de las mismas, con lo que se espera aumente la producción de hidrocarburos.

Tabla 4. Propiedades de la grava.

Tamaño de la malla	Diámetro promedio de la grava	Permeabilidad de la grava	f	g
40/60	0,014	$1,2 * 10^5$ a $1,7 * 10^5$	1,6	$2,12 * 10^{12}$
20/40	0,025	$1,2 * 10^5$	1,54	$3,37 * 10^{12}$
10/20	0,056	$5 * 10^5$ a $6,5 * 10^5$	1,34	$8,4 * 10^{11}$
8/12	0,080	$1,7 * 10^6$	1,24	$5,31 * 10^{11}$

Fuente: Santiago (2012).

Caída de presión en el pozo: Ecuación de Gray.

Las caídas de presión anteriormente mostrados, pertenecen a la evaluación en el medio poroso, mientras que este punto y las próximas caídas de presiones a presentar son considerados como estudio de flujo en tuberías, ya que son estas las que moldean el comportamiento de producción junto al fluido que ingresa y las presiones. Para la caída de presión en el pozo se debe considerar también la orientación del pozo (ángulo de inclinación), colocando con exactitud los grados de desviación del mismo. Un pozo horizontal esta compuesto de una sección vertical previa al desvío y su colocación totalmente horizontal, por esta razón, para el pozo horizontal se requiere de una combinación de ambos casos.

Caso caída de presión en pozos verticales

La ecuación seleccionada para la caída de presión en pozos verticales es la propuesta por Gray, la cual evalúa el factor de fricción de forma directa y no de manera iterativa como lo hacia su antecesor Colebrook-White. Para determinar la caída de presión es

necesario hallar el número de Reynolds, el factor de fricción y el factor S de desviación (ecuaciones 04, 21, 22 y 23).

$$P_{wf} = \sqrt{(e^S P_{wh}^2) - \{[0,002685 F_f (Z T q)^2 (1 - e^S)] / (D^5 \text{Sen}\theta)\}'} \quad \text{Ec. (21)}$$

Donde:

$$S = (0,0375 G_e \text{Sen}\theta L) / (Z T) \quad \text{Ec. (22)}$$

$$F_f = (1 / (-4 \log \{(\epsilon/3,7065) - (5,0452/NRe) \log [(\epsilon^{1,1098}/ 2,8257) + (7,149/NRe)^{0,8981}]\}))^2 \quad \text{Ec. (23)}$$

G_e : Gravedad específica del gas (adimencional).

θ : Angulo de inclinación del pozo (grados).

L : Longitud del pozo "MD" (pies).

Z : Factor de desviación del gas (adimencional).

T : Temperatura ($^{\circ}\text{R}$).

q : Caudal de gas de entrada (Mpcn/día).

D : Diámetro de la tubería de producción (pulg).

μ : Viscosidad del gas (Cps).

P_{wh} : Presión en el cabezal del pozo (psi).

P_{wf} : Presión en el fondo del pozo (Psi).

ϵ = Rugosidad relativa de la tubería.

Caso caída de presión en pozos horizontales

Este es el caso especial donde el ángulo de inclinación es cero o cercano a él. Para ello Gray elimina el factor de desviación S, pues se supone cero y modifica la ecuación de caída de presión para pozos horizontales (Ec. 24: 67).

$$P_{wf} = \sqrt{P_{wh}^2 + (0,0001007 G_e F_f Z T q^2 L / D^5)} \quad \text{Ec. (24)}$$

Donde:

NRe : Numero de Reynolds determinado gracias a la Ec.4 (página 59).

Ff: Factor de fricción determinado mediante la Ec. 23 (página 67).

Ge: Gravedad específica del gas (adimensional).

q: Caudal de gas de entrada (Mpcn/día).

D: Diámetro de la tubería de producción (pulg).

μ : Viscosidad del gas (Cps).

ϵ = Rugosidad relativa de la tubería. (adim).

Pwh: Presión en el cabezal del pozo (psi).

Pwf: Presión en el fondo del pozo (Psi).

Z: Factor de desviación del gas (adimensional).

T: Temperatura (°R).

L: Longitud horizontal del pozo (pies).

Caída de presión en las líneas de flujo horizontal

Por último esta la etapa en superficie de las líneas que llegan al separador conocidas como líneas de flujo horizontal, para la que se aplica la siguiente ecuación:

$$P_{wh} = \sqrt{P_{sep}^2 + (0,0000004195 \text{ Ge Z T q}^2 [(24 \text{ Ff L/D}) + (\ln P_{wh}/P_{sep})] / D^4)}$$

Ec. (25)

Donde:

NRe: Número de Reynolds determinado gracias a la Ec.4 (página 59).

Ff: Factor de fricción determinado mediante la Ec. 23 (página 67).

Ge: Gravedad específica del gas (adimensional).

q: Caudal de gas de entrada (Mpcn/día).

D: Diámetro interno de la tubería (pulg).

μ : Viscosidad del gas (Cps).

ϵ = Rugosidad relativa de la tubería. (adim).

Pwh: Presión en el cabezal del pozo (psi).

Psep: Presión en el separador (Psi).

Z: Factor de desviación del gas (adimensional).

T: Temperatura (°R).

L: Longitud horizontal de la tubería (pies).

Objetivo nº 2. Algoritmos necesarios para el programa computacional.

Luego de establecida las ecuaciones adecuadas al medio poroso y al flujo en las distintas tuberías, es necesario generar un algoritmo que relacione las ecuaciones de una manera coherente para ingresar con la misma en la codificación que se realiza en el editor del programa PHP y que será mostrado en el objetivo 3 de la presente investigación. El programa computarizado evaluará el nodo en el fondo del pozo, por lo tanto divide el estudio para la curva de oferta y para la curva de demanda de la siguiente manera:

Curva de oferta:

$$P_{wfo} = P_{ws} - \text{Caída de presión en el yacimiento } (\Delta P_y) - \text{Caída de presión en la completación } (\Delta P_c).$$

Ec. (26)

Curva de demanda:

$$P_{wfd} = P_{sep} + \text{Caída de presión en el pozo } (\Delta P_p) + \text{Caída de presión en las líneas de flujo } (\Delta P_l).$$

Ec. (27)

Las curvas se grafican $P_{wf}(\text{Psi})$ vs q (MPcn/día) para evaluar el punto de coincidencia entre la oferta del yacimiento y la demanda del pozo o la producción, para de esta manera optimizar el sistema al encontrar la tasa adecuada por pozo.

El Algoritmo para la curva de oferta (figura 4: 70), muestra el procedimiento y los valores de entrada para el desarrollo del programa computacional. Para ello, se inicia con la solicitud de la presión promedio del yacimiento, pues este valor se resta con las caídas de presión del yacimiento y de la completación. Para estimar la caída de presión en el yacimiento se selecciona el tipo de pozo que se está estudiando (de acuerdo al grado de inclinación) para así y gracias al régimen presente determinar la ecuación a emplear. Luego y para cerrar el calculo de la curva de oferta, se determina la caída de presión en la completación, seleccionando para ello el tipo de completación del pozo, ya sea hoyo desnudo (por lo que la caída sería cero) o empacado por grava (interno o externo a la tubería de revestimiento).

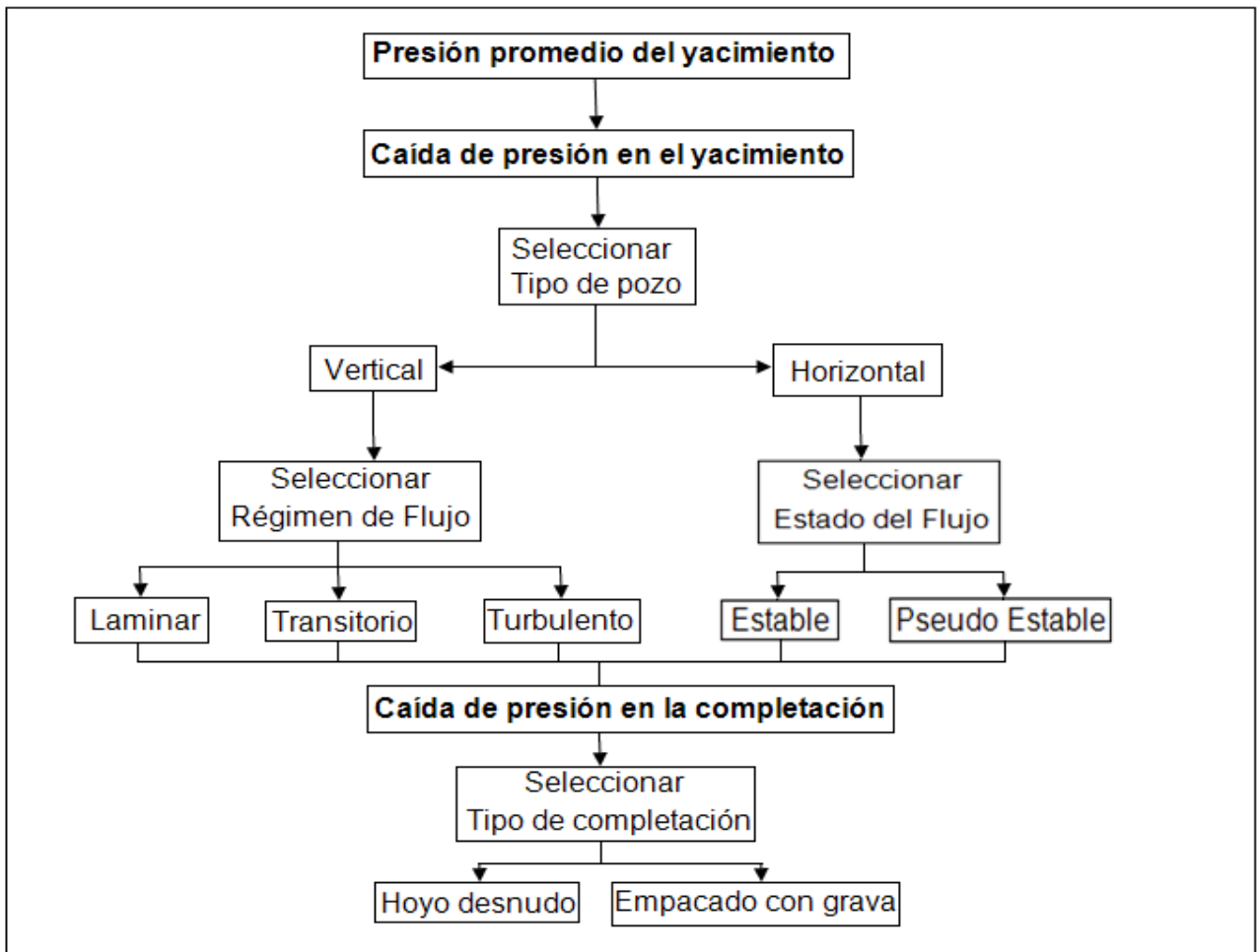


Figura 4. Algoritmo para la curva de oferta. Fuente: Santiago (2012).

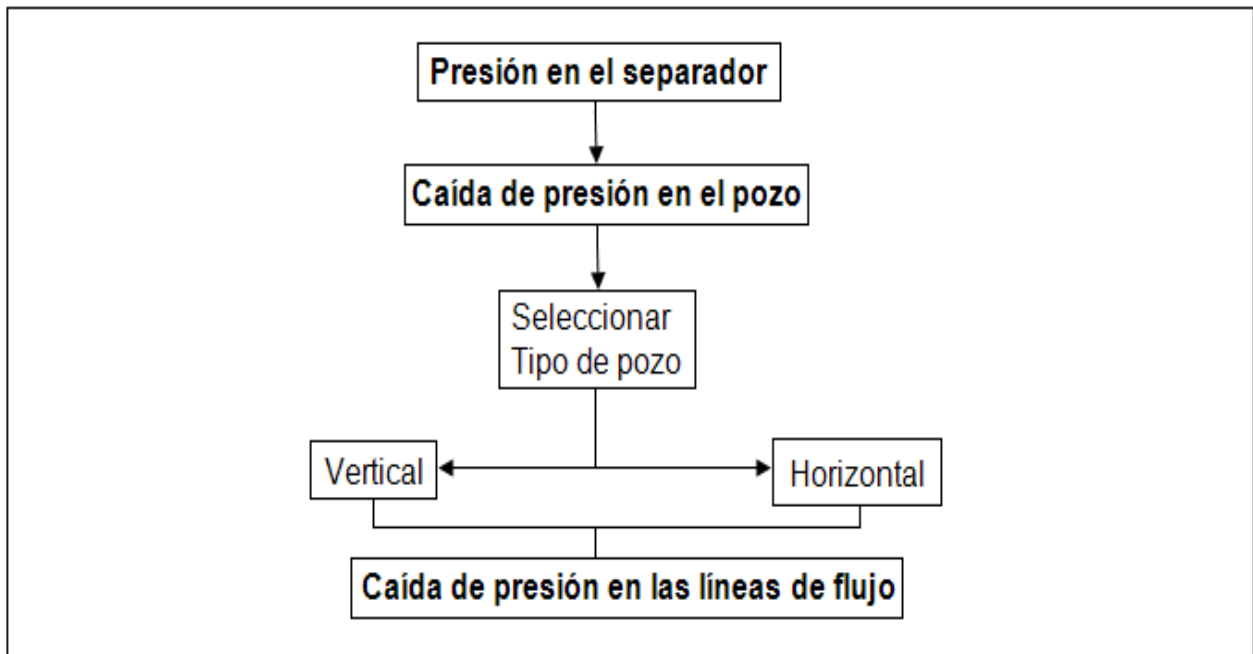


Figura 5. Algoritmo para la curva de demand. Fuente: Santiago (2012).

Para el algoritmo de la curva de demanda (figura 5: 70), se necesita los valores y características de los equipos que siguen al nodo evaluado, es decir, se requiere de la presión del separador, de la caída de la presión en el pozo (pues se suma a la presión del separador), solicitando el tipo de pozo de acuerdo a la inclinación y se cierra con la estimación de la caída de presión en las líneas de flujo en superficie (líneas horizontales previas al separador). Ahora bien, con los valores de P_{wf} oferta (Psi) y P_{wf} (Psi) demanda ambos vs la q (caudal de gas en MPcn) se gráfica para determinar el punto de cruce de las curvas.

Objetivo nº 3. Algoritmos numéricos que permitan realizar los análisis nodales en pozos de gas.

A continuación se presenta la codificación de los algoritmos numéricos con el que se diseña el programa computarizado que lleva por nombre “LUZ Análisis Nodal” (figura 6: 71). Desarrollado en PHP lenguaje de fácil acceso, y mostrado el código en block de notas para el cumplimiento con el objetivo del tercer objetivo (3^{er}) de la presente investigación.

```

index.php - Bloc de notas
Archivo Edición Formato Ver Ayuda

<?php
include "jpgraph/src/jpgraph.php";
include "jpgraph/src/jpgraph_line.php";
include "jpgraph/src/jpgraph_scatter.php";
include "jpgraph/src/jpgraph_regstat.php";
require_once ("jpgraph/src/jpgraph.php");
require_once ("jpgraph/src/jpgraph_line.php");

?>
<style type="text/css">
<!--
@import url("lib/source/styleTables.css");
-->
</style>
<?php

// http://localhost/jpgraph/Examples/testsuit.php
// http://jpgraph.net/features/src/show-example.php?target=new_line2.php grafica con fondo
// http://jpgraph.net/features/src/show-example.php?target=new_line1.php grafica varias lineas
include 'lib/css.php';
include 'lib/rutinas.php';
include 'presion.php';
//echo presion(104)-presion(107);
//=====
// Inicio de Sesion
// Posteo de cambio de curva de oferta
// Posteo de cambio de curva de demanda
// Posteo de cambio de variables
// Pozo Vertical Flujo Laminar
// Pozo Vertical Flujo Transitorio
// Pozo Vertical Flujo Turbulento
// Pozo Vertical Flujo Estable y Pseudoestable
//=====
//=====
// Inicio de Sesion
//=====
//echo exp(10);

```

Figura 6. Codificación de los algoritmos numéricos de LUZ Análisis Nodal. Fuente: Santiago (2012).

```

session_name("sesionnodal");
session_start();

$cantidadDePuntos=15;

//unset($_SESSION['sesion_iniciada']);
if(!isset($_SESSION['sesion_iniciada'])){
    //echo "iniciamos la sesion";
    /*****
    // Inicio de variables
    *****/
    //echo "iniciando ";
    $_SESSION['sesion_iniciada']="si";
    $_SESSION['caso']="laminar";
    $_SESSION['completacion']="grava";
    $_SESSION['demanda_seccion']="vertical";
    $_SESSION['curvaDemanda']="vertical";
    /*****
    // valores iniciales de flujo
    *****/
    $_SESSION['kh']=$Kh=0.17;
    $_SESSION['kv']=$Kv=0.0188;
    $_SESSION['h']=$h=78;
    $_SESSION['pe']=$pe=4613;
    $_SESSION['pwf']=$pwf=3000;
    $_SESSION['m']=$m=0.022;
    $_SESSION['z']=$z=0.903;
    $_SESSION['t']=$t=640;
    $_SESSION['l']=$l=1000;
    $_SESSION['re']=$re=1490;
    $_SESSION['rw']=$rw=0.328;
    $_SESSION['s']=$s=0;
    $_SESSION['hperf']=$s=39;
    $_SESSION['tamano_malla']=3;
    $_SESSION['k']=$k=0.17;
    $_SESSION['hc']=$hc=25;
    $_SESSION['rg']=$rg=0.7;
    $_SESSION['ks']=$Ks=0.15;

```

Figura 6. Codificación de los algoritmos numéricos de LUZ Análisis Nodal. Fuente: Santiago (2012).

```

//*****
// valores iniciales de completacion
//*****
$_SESSION['m2']=0.022;
$_SESSION['z2']=0.903;
$_SESSION['t2']=640;
$_SESSION['k2']=0.17;
$_SESSION['h2']=78;
$_SESSION['re2']=1490;
$_SESSION['rw2']=0.328;
$_SESSION['lperf']=2;
$_SESSION['kg2']=500000;
$_SESSION['dperf']=0.5;
$_SESSION['n2']=312;
$_SESSION['rg2']=0.65;

$_SESSION['pe2']=4613;
$_SESSION['pwf2']=3000;

$propiedadesDeGrava= array(
    // tam malla      permeabilidad Kg      a      b
    array (0 , '40/60', (1.2*pow(10,5)-1.7*pow(10,5)) , 1.6 , 2.12*pow(10,12)),
    array (1 , '20/40', (1.2*pow(10,5)) , 1.54 , 3.37*pow(10,12)),
    array (2 , '10/20', ( 5*pow(10,5)-6.5*pow(10,5)) , 1.34 , 8.4*pow(10,11)),
    array (3 , ' 8/12', (1.7*pow(10,6)) , 1.24 , 5.31*pow(10,11))
);
$_SESSION['agrava']=1.34;
$_SESSION['bgrava']=8.4*pow(10,11);

//*****
// valores iniciales curva de demanda
//*****
//$_SESSION['rgd']=0.65;
$_SESSION['od']=90;
$_SESSION['ld']=4000;
//$_SESSION['zd']=0.903;
$_SESSION['dd']=2.259;
$_SESSION['dd2']=4.5;
$_SESSION['dd3']=7;
$_SESSION['koff']=2000;
$_SESSION['md']=0.022;
//$_SESSION['pwhd'];//=800;
$_SESSION['pwh2']=800;
$_SESSION['ed']=0.001;
//$_SESSION['qd']=0.001; //consulta esta
//$md=$_SESSION['psepd']=200; //seria bueno modificar/consultar

$_SESSION['psep']=70;
$_SESSION['lsup']=15000;
$_SESSION['tsup']=550;
$_SESSION['dsup']=6;
} //end if isset

if(isset($_GET['flujo'])){
    $caso=$_GET['flujo'];
    if($caso==1) $_SESSION['caso']="laminar";
    if($caso==2) $_SESSION['caso']="transitorio";
    if($caso==3) $_SESSION['caso']="turbulento";
    if($caso==4) $_SESSION['caso']="estable";
    if($caso==5) $_SESSION['caso']="pseudoestable";
    //echo $caso;
} //else echo "nei araguanei";

$action=$_SERVER['PHP_SELF'];
if(isset($_POST['oculto']) && $_POST['oculto']=="form1"){

$curvaDemanda=$_POST['curvaDemanda'];
if($curvaDemanda==1){
    $_SESSION['demanda_seccion']="vertical";
}
else if($curvaDemanda==2){
    $_SESSION['demanda_seccion']="horizontal";
}
}

```

Figura 6. Codificación de los algoritmos numéricos de LUZ Análisis Nodal. Fuente: Santiago (2012).

```

$_SESSION['od']=$_POST['od'];
$_SESSION['ld']=$_POST['ld'];
$_SESSION['td']=$_POST['td'];
$_SESSION['dd']=$_POST['dd'];
$_SESSION['ed']=$_POST['ed'];
$_SESSION['psep']=$_POST['psep'];
$_SESSION['lsup']=$_POST['lsup'];
$_SESSION['tsup']=$_POST['tsup'];
$_SESSION['dsup']=$_POST['dsup'];

$_SESSION['kg2']=$_POST['kg2'];
$_SESSION['lperf']=$_POST['lperf'];
$_SESSION['dperf']=$_POST['dperf'];
$_SESSION['n2']=$_POST['n2'];
}

if(isset($_POST['oculto2']) && $_POST['oculto2']=="form2"){
    $caso=$_POST['regimen_flujo'];
    unset($_SESSION['caso']);
    if($caso==1) $_SESSION['caso']="laminar";
    if($caso==2) $_SESSION['caso']="transitorio";
    if($caso==3) $_SESSION['caso']="turbulento";
    if($caso==4) $_SESSION['caso']="estable";
    if($caso==5) $_SESSION['caso']="pseudoestable";

    //echo $_SESSION['caso']." en el post<br>";
    if($_SESSION['caso']=="laminar"){
        $_SESSION['pe']=$_POST['pe'];
        $_SESSION['h']=$_POST['h'];
        $_SESSION['m']=$_POST['m'];
        $_SESSION['z']=$_POST['z'];
        $_SESSION['t']=$_POST['t'];
        $_SESSION['re']=$_POST['re'];
    }
    else if($_SESSION['caso']=="transitorio"){
        $_SESSION['h']=$_POST['h'];
        $_SESSION['m']=$_POST['m'];
        $_SESSION['t']=$_POST['t'];
        $_SESSION['re']=$_POST['re'];
        $_SESSION['rw']=$_POST['rw'];
        $_SESSION['s']=$_POST['s'];
        $_SESSION['hperf']=$_POST['hperf'];
        $_SESSION['k']=$_POST['k'];
        $_SESSION['rg']=$_POST['rg'];
        $_SESSION['ks']=$_POST['ks'];
        $_SESSION['pe']=$_POST['pe'];
    }
    else if($_SESSION['caso']=="turbulento"){
        $_SESSION['pe']=$_POST['pe'];
        $_SESSION['h']=$_POST['h'];
        $_SESSION['m']=$_POST['m'];
        $_SESSION['z']=$_POST['z'];
        $_SESSION['t']=$_POST['t'];
        $_SESSION['re']=$_POST['re'];
        $_SESSION['rw']=$_POST['rw'];
        $_SESSION['s']=$_POST['s'];
        $_SESSION['k']=$_POST['k'];
        $_SESSION['hc']=$_POST['hc'];
        $_SESSION['rg']=$_POST['rg'];
        $_SESSION['ks']=$_POST['ks'];
    }
    else if($_SESSION['caso']=="estable" || $_SESSION['caso']=="pseudoestable"){
        $_SESSION['pe']=$_POST['pe'];
        $_SESSION['kh']=$_POST['kh'];
        $_SESSION['kv']=$_POST['kv'];
        $_SESSION['h']=$_POST['h'];
        $_SESSION['m']=$_POST['m'];
        $_SESSION['z']=$_POST['z'];
        $_SESSION['t']=$_POST['t'];
        $_SESSION['l']=$_POST['l'];
        $_SESSION['re']=$_POST['re'];
    }
}

```

Figura 6. Codificación de los algoritmos numéricos de LUZ Análisis Nodal. Fuente: Santiago (2012).

```

if($_POST['completacion']==1)$_SESSION['completacion']="desnudo";
if($_POST['completacion']==2)$_SESSION['completacion']="grava";

$_SESSION['lperf']=$_POST['lperf'];
$_SESSION['dperf']=$_POST['dperf'];
$_SESSION['n2']=$_POST['n2'];

if($_POST['completacion']==2){
if($_POST['tam_malla']==0){
    $_SESSION['agrava']= 1.6;
    $_SESSION['bgrava']=2.12*pow(10,12);
    $_SESSION['kg2']=120000;
}
else if($_POST['tam_malla']==1){
    $_SESSION['agrava']=1.54;
    $_SESSION['bgrava']= 3.37*pow(10,12);
    $_SESSION['kg2']=120000;
}
else if($_POST['tam_malla']==2){
    $_SESSION['agrava']=1.34;
    $_SESSION['bgrava']=8.4*pow(10,11);
    $_SESSION['kg2']=500000;
}
else if($_POST['tam_malla']==3){
    $_SESSION['agrava']=1.24;
    $_SESSION['bgrava']=5.31*pow(10,11);
    $_SESSION['kg2']=900000;
}
}
$lperf = $_SESSION['lperf'];//4613;
$kg2 = $_SESSION['kg2'];//0.17;
$dperf = $_SESSION['dperf'];//4613;
$n2 = $_SESSION['n2'];//1000;
} //end si la grava no es desnuda
} //end if isset
if($_SESSION['caso']=="laminar") $caso=1;
if($_SESSION['caso']=="transitorio") $caso=2;
if($_SESSION['caso']=="turbulento") $caso=3;
if($_SESSION['caso']=="estable") $caso=4;
if($_SESSION['caso']=="pseudoestable") $caso=5;
if($caso>1 && $caso<=3) $tipo_pozo=1;
if($caso=4 && $caso<=5) $tipo_pozo=2;
echo '<script>var caso=".'.$caso.'"; </script>';
echo '<script>var tipo_pozo=".'.$tipo_pozo.'"; </script>';

//echo $caso;
//echo $_SESSION['agrava']. " " .$_SESSION['bgrava'];

/*****
// Pozo vertical Flujo Laminar
*****/
if($_SESSION['caso']=="laminar"){
$pe = $_SESSION['pe'];//4613;
$pwf= $pe; //$_SESSION['pwf'];//3000;
$k = $_SESSION['k'];//0.17;
$h = $_SESSION['h'];//78;
$m = $_SESSION['m'];//0.022;
$z = $_SESSION['z'];//0.903;
$t = $_SESSION['t'];//640;
$re = $_SESSION['re'];//1490;
$rw = $_SESSION['rw'];//0.328;
$s = $_SESSION['s'];//0;
/*****
// let the magic begins
*****/
$indiceP=0;
$q[0]=0;
$pwfTabla[0]=0;

for($auxpwf=$pwf;$auxpwf>=0;$auxpwf--($pe/$cantidadDePuntos)){
    //echo $auxpwf."<br>";
    $pwfTabla[$indiceP]=$auxpwf;
    //q[$indiceP]=round(( pow($pe,2) - pow($auxpwf,2) )*( ( $k * $h ) / ( 1424 * $m * $z * $t

```

Figura 6. Codificación de los algoritmos numéricos de LUZ Análisis Nodal. Fuente: Santiago (2012).

```

        $q[$indiceP]=truncarFloat((( pow($pe,2) - pow($auxpwf,2) )*( ( $k * $h ) / ( 1424 * $m * $:
//echo $q[$indiceP]." laminar<br>";
        if($q[$indiceP]!=0){
            $indiceP++;
        }
    }
} //end if caso laminar

/*****
// Pozo Vertical Flujo Transitorio
*****/
else if($_SESSION['caso']=="transitorio"){
    $k=$_SESSION['k'];
    $h=$_SESSION['h'];
    $t=$_SESSION['t'];
    $re=$_SESSION['re'];
    $rw=$_SESSION['rw'];
    $s=$_SESSION['s'];
    $rg=$_SESSION['rg'];
    $ks=$_SESSION['ks'];
    $m=$_SESSION['m'];
    $hperf=$_SESSION['hperf'];
    $pe=$_SESSION['pe'];
    $pwf=$pe;
    // verificar division por cero aca
    //echo " ".$rg." ".$h." ".$ks." ".$m." ".$rw." ".$hperf." ";
    $d=( 0.00006 * $rg * $h * pow($ks,-0.1) ) / ( $m * $rw * pow($hperf,2));
    /*****
    // let the magic begins
    *****/
    $indiceP=0;
    $q[0]=0;
    $pwfTabla[0]=0;

    for($auxpwf=$pwf;$auxpwf>=0;$auxpwf--($pe/$cantidaddePuntos)){
        //echo $auxpwf."<br>";
        $pwfTabla[$indiceP]=$auxpwf;
        // $q[$indiceP]=round(( pow($pe,2) - pow($auxpwf,2) )*( ( $k * $h ) / ( 1424 * $m * $z * $t

        $indiceP++;
    }
} //end for
} //

/*****
// Pozo Vertical Flujo Turbulento
*****/
else if($_SESSION['caso']=="turbulento"){
    $m = $_SESSION['m'];//=0.022;
    $z = $_SESSION['z'];//=0.93;
    $t = $_SESSION['t'];//=640;
    $k = $_SESSION['k'];//=0.17;
    $h = $_SESSION['h'];//=78;
    $hc = $_SESSION['hc'];//=25;
    $rg = $_SESSION['rg'];//=0.7;
    $ks = $_SESSION['ks'];//=0.15;
    $re = $_SESSION['re'];//=1490;
    $rw = $_SESSION['rw'];//=0.328;
    $s = $_SESSION['s'];//=3;
    $pwf = $_SESSION['pwf'];//=3000;
    $pe = $pwf; //$_SESSION['pe'];//=4613;

    $d = (0.00006 * $rg * pow($ks, -0.1) * $h) / ( $m * $rw * pow($hc,2) );// echo "d: ".$d."<br>";
    $a = (1424 * $m * $z * $t * $d) / ( $k * $h );// echo "a: ".$a."<br>";
    $b = ( (1424 * $m * $z * $t) / ( $k * $h ) ) * ( log( 0.472 * $re / $rw ) + $s ); //echo "b: ".$b."<br>";

    /*****
    // let the magic begins
    *****/
    $indiceP=0;
    $q[0]=0;
    $pwfTabla[0]=0;
    for($auxpwf=$pwf;$auxpwf>=0;$auxpwf--($pe/$cantidaddePuntos)){
        $pwfTabla[$indiceP]=$auxpwf;
        $c = pow($auxpwf,2) - pow($pe,2);
        $q[$indiceP] = ( ($b*-1) + ( sqrt( pow($b,2)- 4 * $a * $c ) ) ) / ( 2 * $a);
    }
}

```

Figura 6. Codificación de los algoritmos numéricos de LUZ Análisis Nodal. Fuente: Santiago (2012).

```

        }
        $indiceP++;
    }
} //end if turbulento

/*****
// Pozo Vertical Flujo Estable
*****/
else if($_SESSION['caso']=="estable" || $_SESSION['caso']=="pseudoestable"){
$Kh = $_SESSION['kh'];//=0.17;
$Kv = $_SESSION['kv'];//=0.0188;
$h = $_SESSION['h'];//=78;
$pe = $_SESSION['pe'];//=4613;
$pwf = $_SESSION['pwf'];//=3000;
$m = $_SESSION['m'];//=0.022;
$z = $_SESSION['z'];//=0.903;
$t = $_SESSION['t'];//=640;
$l = $_SESSION['l'];//=1000;
$re = $_SESSION['re'];//=1490;
$rw = $_SESSION['rw'];//=0.328;
$s = $_SESSION['s'];//=0;

$a = ( $l / 2 ) * pow( 0.5 + pow( 0.25 + pow( ($re / ( $l / 2 ) ) , 4 ) , 0.5 ) , 0.5); //echo "a: ".$a."<br>";
$iani = sqrt ( $Kh / $Kv );//echo "iani: ".$iani."<br>";

/*****
// let the magic begins
*****/
if($_SESSION['caso']=="estable"){ $tipo=0; } //solo el cambio entre estable y pseudo estable es
else if($_SESSION['caso']=="pseudoestable"){ $tipo=3/4; }
$indiceP=0;
$q[0]=0;
$pwfTabla[0]=0;
for($auxpwf=$pwf;$auxpwf>=0;$auxpwf--($pe/$cantidadDePuntos)){
    $pwfTabla[$indiceP]=$auxpwf;
    $q[$indiceP] = ( $Kh * $h * ( pow($pe,2) - pow($auxpwf,2) ) ) / ( 1424 * $m * $z * $t * ( log
    ( ( ($iani*$h)/$l ) * log ( ($iani*$h)/($rw*( $iani+1)) ) ) - $tipo + $s ) );
    //echo $auxpwf." : ".$q[$indiceP]."<br>";

    //echo $auxpwf." : ".$q[$indiceP]."<br>";
    $indiceP++;
} //end for
} //end if estable

/*****
// Ahora la completacion
*****/
if($_SESSION['completacion']=="grava"){
$m2 = $_SESSION['m'];
$z2 = $_SESSION['z'];
$t2 = $_SESSION['t'];
$k2 = $_SESSION['k'];
$h2 = $_SESSION['h'];
$re2 = $_SESSION['re'];
$rw2 = $_SESSION['rw'];
$lperf = $_SESSION['lperf'];
$kg2 = $_SESSION['kg2'];
$dperf = $_SESSION['dperf'];
$n2 = $_SESSION['n2'];
$rg2 = $_SESSION['rg2'];
$pe2=$_SESSION['pe'];
$pwf2=$pe2;
$agrava=$_SESSION['agrava'];
$bgrava=$_SESSION['bgrava'];

$a = ( 2.45 * pow(10,-10) * $rg2 * $k2 * $h2 * $lperf * ( $bgrava * pow($kg2,-$agrava) ) ) / ( $m2 * pow($dperf
$b = ( log ( $re2 / $rw2 ) ) + ( (96 * $k2 * $h2 * $lperf) / ( $kg2 * pow($dperf,2) * $n2 ) ); //echo "b ".$b."<br>";

/*****
// let the magic begins
*****/
$indiceP=0;
$q2[0]=0;
$pwf2Tabla[0]=0;
for($auxpwf=$pwf;$auxpwf>=0;$auxpwf--($pe/$cantidadDePuntos)){
    $pwf2Tabla[$indiceP]=$auxpwf;
    $c = ( $k2 * $h2 * ( pow($pe2,2) - pow($auxpwf,2) ) ) / ( 1424 * $m2 * $z2 * $t2); // echo "c: ".

```

Figura 6. Codificación de los algoritmos numéricos de LUZ Análisis Nodal. Fuente: Santiago (2012).

```

        //echo $auxpwf.": ". $q2[$indiceP]."<br>";
        if($q2[$indiceP]!=0){
            $indiceP++;
        }
    } //end for

$indice=0;
foreach($q2 as $qb){
    if(isset($q[$indice]) && !is_null($q[$indice]))$q[$indice]+=$qb;
    $indice++;
}

//*****
// Iniciamos la curva de demanda
//*****
if($_SESSION['demanda_seccion']=="vertical"){
    $rgd=$_SESSION['rg'];
    $od=$_SESSION['od'];
    $ld=$_SESSION['ld'];
    $zd=$_SESSION['z'];
    $td=$_SESSION['td'];
    //$qd=$_SESSION['qd'];
    $dd=$_SESSION['dd'];
    $md=$_SESSION['md'];
    $pwh2=$_SESSION['pwh2']; // presion de cabeza l de entrada
    $ed=$_SESSION['ed'];

    $s = ( 0.0375 * $rgd * sin(deg2rad($od)) * $ld ) / ( $zd * $td ); // echo "s: ".$s."<br>";
    $pwfd[0]=0;
    $indice=0;
    foreach($q as $qd){
        if($qd!=0){
            // echo $qd. " ";
            $nre = 20.09 * ( ( $rgd * $qd ) / ( $dd * $md ) ); // echo "nre: ".$nre." ";
            $ff = pow (1 / ( -4 * log10 ( ( $ed / 3.7065 ) - (5.0452 / $nre) ) * log10 ( ( pow ($ed,1.1098
            //echo "ff: ".$ff." s: ".$s."";
            //echo $ff * pow($zd*$td*$qd,2)." ";

            //echo (sin(deg2rad($od))*pow($dd,5))." ";
            $pwfd[$indice] = sqrt ( ( exp($s) * pow($pwh2,2) ) - ( 0.002685 * (( $ff * $zd * $td * pow(
            //echo "pwfd: ".$pwfd[$indice]."<br>";
            // echo $qd."<br>";
            $indice++;
        }
    }
}

if($_SESSION['demanda_seccion']=="horizontal"){
    $rgd=$_SESSION['rg'];
    $od=$_SESSION['od'];
    $ld=$_SESSION['ld'];
    $zd=$_SESSION['z'];
    $td=$_SESSION['td'];
    //$qd=$_SESSION['qd'];
    $dd=$_SESSION['dd'];
    $md=$_SESSION['md'];
    $pwh2=$_SESSION['pwh2'];
    $ed=$_SESSION['ed'];

    //$s = ( 0.0375 * $rgd * sin(deg2rad($od)) * $ld ) / ( $zd * $td ); //echo "s: ".$s."<br>";
    $pwfd[0]=0;
    $indice=0;
    foreach($q as $qd){
        if($qd!=0){
            $nre = 20.09 * ( ( $rgd * $qd ) / ( $dd * $md ) ); // echo "nre: ".$nre."<br>";
            $ff = pow (1 / ( -4 * log10 ( ( $ed / 3.7065 ) - (5.0452 / $nre) ) * log10 ( ( pow ($ed,1.1098
            // echo "ff: ".$ff."<br>";
            $pwfd[$indice] = sqrt ( pow($pwh2,2) + ( 1.007 * pow(10,-4) * $rgd * $ff * $zd * $td * pow( $qd
            // echo $qd."<br>";
            $indice++;
        }
    }
}
}
}

```

Figura 6. Codificación de los algoritmos numéricos de LUZ Análisis Nodal. Fuente: Santiago (2012).

```

/*****
// Flujo de linea superficiales
*****/
if(isset($_SESSION['demanda_seccion'])){
    $rgd=$_SESSION['rg'];
    $dd=$_SESSION['dsup'];
    $od=$_SESSION['od'];
    $ld=$_SESSION['lsup'];
    $zd=$_SESSION['z'];
    $td=$_SESSION['tsup'];
    $qd=$_SESSION['qd'];
    $md=$_SESSION['md'];
    $psepd=$_SESSION['psepd'];
    $pwh2=$_SESSION['pwh2'];
    $ed=$_SESSION['ed'];
    // $s = ( 0.0375 * $rgd * sin(deg2rad($od)) * $ld ) / ( $zd * $td ); //echo "s: ".$s."<br>";
    $pwhd[0]=0;
    $indice=0;
    foreach($g as $qd){
        if($qd!=0){
            $nre = 20.09 * ( ( $rgd * $qd ) / ( $dd * $md ) ); // echo "nre: ".$nre."<br>";
            $ff = pow(1 / ( -4 * log10 ( ( $ed / 3.7065 ) - (5.0452 / $nre) * log10 ( ( pow ($ed,1.109
            // echo "ff: ".$ff."<br>";
            $pwhd[$indice] = (sqrt ( pow($psepd,2) + ( 4.195*pow(10,-7) * $rgd * $zd * $td * pow($qd,2) * (
            // echo "pwfd: ".$pwfd."<br>";
            // echo $qd."<br>";
            $indice++;
        }
    }
    $ind=0;
    foreach($pwhd as $p){
        if(isset($pwfd[$ind]) && !is_null($pwfd[$ind]))$pwfd[$ind]+=$p;
        //echo $pwfd[$ind]. " ". $p. " ". ($pwfd[$ind]+$p). "<br>";
        $ind++;
    }
}

/*****
// Iniciamos la grafica
*****/

// Get the interpolated values by creating
// a new spline object.
$xdata = $q; //arregloPwf($pwfTabla,0,400); // solo los valores de x
$ydata = $pwfTabla; //regla3($xdata,);
$spline = new Spline($xdata,$ydata);

// For the new data set we want 40 points to
// get a smooth curve.
list($newx,$newy) = $spline->Get(50);

// Create the graph
$g = new Graph(400,300);
$g->SetMargin(30,20,40,30);
$g->title->SetFont(FF_ARIAL,FS_NORMAL,12);
$g->subtitle->Set('Eje Y: Pwf (Psi) vs Eje X: q (MPcn)');
$g->subtitle->SetColor('darkred');
$g->SetMarginColor('lightblue');
$g->title->Set('Análisis Nodal');
// $g->img->SetAntialiasing();

// we need a linlin scale since we provide both
// x and y coordinates for the data points.
$g->SetScale('linlin');

// we want 1 decimal for the x-label
$g->xaxis->SetLabelFormat('%1d');
$g->xaxis->SetFont(FF_ARIAL,FS_NORMAL,6);
$g->yaxis->SetFont(FF_ARIAL,FS_NORMAL,6);
// we use a scatterplot to illustrate the original
// control points.
// $splot = new ScatterPlot($ydata,$xdata);

```

Figura 6. Codificación de los algoritmos numéricos de LUZ Análisis Nodal. Fuente: Santiago (2012).


```

function cambiaroferta(valor){
    var flujo=document.forms.form2.regimen_flujo.value;
    document.location.href="index.php?flujo="+flujo+"";
}
</script>
<!DOCTYPE html PUBLIC "-//W3C//DTD XHTML 1.0 Transitional//EN" "http://www.w3.org/TR/xhtml1/DTD/xhtml1-transitio
<html xmlns="http://www.w3.org/1999/xhtml" dir="ltr" lang="en-us" xml:lang="en">
<head>
    <meta http-equiv="Content-Type" content="text/html; charset=UTF-8" />
    <title>Análisis Nodal</title>
    <meta name="description" content="description" />
    <meta name="keywords" content="keywords" />
    <link rel="stylesheet" href="style.css" type="text/css" media="screen" />
    <script type="text/javascript" src="jquery.js"></script>
    <script type="text/javascript" src="script.js"></script>
    <script src="SpryAssets/SpryTabbedPanels.js" type="text/javascript"></script>
    <script src="SpryAssets/SpryAccordion.js" type="text/javascript"></script>
    <link href="SpryAssets/SpryTabbedPanels.css" rel="stylesheet" type="text/css">
    <link href="SpryAssets/SpryAccordion.css" rel="stylesheet" type="text/css">
</head>
<body onLoad="cambiar_regimen(1);cambiarGraba(1)">
<div id="art-main">
    <div class="cleared reset-box"></div>
    <div class="art-sheet">
        <div class="art-sheet-tl"></div>
        <div class="art-sheet-tr"></div>
        <div class="art-sheet-bl"></div>
        <div class="art-sheet-br"></div>
        <div class="art-sheet-tc"></div>
        <div class="art-sheet-bc"></div>
        <div class="art-sheet-cl"></div>
        <div class="art-sheet-cr"></div>
        <div class="art-sheet-cc"></div>
        <div class="art-sheet-body">
            <div class="art-content-layout">
                <div class="art-content-layout-row">
                    <div class="art-layout-cell art-content">
<div class="art-post">
    <div class="art-post-tr"></div>
    <div class="art-post-bl"></div>
    <div class="art-post-br"></div>
    <div class="art-post-tc"></div>
    <div class="art-post-bc"></div>
    <div class="art-post-cl"></div>
    <div class="art-post-cr"></div>
    <div class="art-post-cc"></div>
    <div class="art-post-body">
<div class="art-post-inner art-article">
<div class="art-postmetadataheader"><h2 class="art-postheader">Luz Analisis Nodal</h2><div class="cleared"></div>
<p>
<div align="center"><br />
<a href="valoresEcuaciones.php">Ver valores de Ecuaciones</a>
</div></p>

        </div>
        <div class="cleared"></div>
    </div>
    <div class="cleared"></div>
</div>
</div>
        <div class="cleared"></div>
    </div>
    <div class="art-layout-cell art-sidebar1">
<!--Primera columna inicio -->
<form action="<?php echo $action; ?>" method="post" name="form1">
<table id="gradient-style" summary="Meeting Results" width="200">
    <thead><tr><th colspan="2" scope="col">Características del Pozo</th></tr></thead>
    <tbody>
        <tr><td>Inclinacion</td><td><select name="curvaDemanda">
            <option value="1">Vertical</option>
            <option value="2">Horizontal</option>

```

Figura 6. Codificación de los algoritmos numéricos de LUZ Análisis Nodal. Fuente: Santiago (2012).

```

</select></td></tr>
<tr><td width="60">Angulo de pozo</th><td width="140"><input name="od" type="text" size="4" value="<?p
<tr><td>Longitud de tubería de producción</th><td><input name="ld" type="text" size="4" value="<?php e
<tr><td>Temperat.</th><td><input name="td" type="text" size="4" value="<?php echo $_SESSION['td'];?>"
<tr><td>Diametro de tubería</th><td><input name="dd" type="text" size="4" value="<?php echo $_SESSION[
<tr><td>Diametro de tubería 2</th><td><input name="dd" type="text" size="4" value="<?php echo $_SESSIO
<tr><td>Diametro de tubería 3</th><td><input name="dd" type="text" size="4" value="<?php echo $_SESSIO
<tr><td>Kickoff</th><td><input name="dd" type="text" size="4" value="<?php echo $_SESSION['koff'];?>"
<tr><td>Rugosidad Relativa</th><td><input name="ed" type="text" size="4" value="<?php echo $_SESSION['
<tr><td>Presion en el cabezal</th><td><input name="pwh2" type="text" size="4" value="<?php echo $_SESS
</tbody>
</table>
<br>
<table id="gradient-style" summary="Meeting Results" width="200">
<thead><tr><th colspan="2" scope="col">Lineas de Flujo</th></tr></thead>
<tbody>
<tr><td width="60">Presion en el Separador</th><td width="140"><input name="psep" type="text" size="4"
<tr><td>Longitud de tubería en Superficie</th><td><input name="lsup" type="text" size="4" value="<?php
<tr><td>Temperatura en Superficie</th><td><input name="tsup" type="text" size="4" value="<?php echo $_
<tr><td>Diametro interno de tubería</th><td><input name="dsup" type="text" size="4" value="<?php echo
</tbody>
</table>
<br>
<table id="gradient-style" summary="Meeting Results" width="200">
<thead><tr><th colspan="2" scope="col">Choke</th></tr></thead>
<tbody>
<tr><td width="60">Bifurcacion</th><td width="140">
<select name="bifurcacion">
<option value="1">Si</option>
<option value="2">No</option>
</select></td></tr>
<tr><td>Diametro del Choke</th><td><input name="diamchoke" type="text" size="4" value="0.25" /> pulg.<
<tr><td>Coeficiente de Flujo</th><td><input name="coefchoke" type="text" size="4" value="1" /> adim</
<tr><td>Capacidad</th><td><input name="dsup" type="text" size="4" value="456" /> adim</td></tr>
</tbody>
</table>
<br><div align="center"><input name="boton1" type="submit" value="Actualizar Grafica"></div>
<input name="oculto1" type="hidden" value="form1">

<!--Primera columna final -->

<div class="cleared"></div></div><div class="art-layout-cell art-sidebar2">

<!--Segunda columna inicio -->
<form action="<?php echo $action; ?>" method="post" name="form2">

<table id="gradient-style" summary="Meeting Results" width="200">
<thead><tr><th colspan="2" scope="col">Características de Yacimiento</th></tr></thead>
<tbody>

<tr><td width="50">Tipo de Pozo</td><td width="150">
<select name="tipo_pozo" id="tipo_pozo" onChange="cambiar_regimen(this.value)">
<option value="1">Vertical</option>
<option value="2">Horizontal</option>
</select> </td></tr>
<tr><td>Regimen de Flujo</td><td><select name="regimen_flujo" id="regimen_flujo" onChange="cambiaroferta(this.
<?php
if ($_SESSION['caso']=="laminar"){
?>
<tr><td>Presión Estática</td><td><input name="pe" type="text" size="4" value="<?php echo $_SESSION['pe'];?>" /
<tr><td>Permeabilidad de la roca</td><td><input name="k" type="text" size="4" value="<?php echo $_SESSION['k'];?>" />
<tr><td>Espesor</td><td><input name="h" type="text" size="4" value="<?php echo $_SESSION['h'];?>" /> pies</td>
<tr><td>Viscosidad</td><td><input name="m" type="text" size="4" value="<?php echo $_SESSION['m'];?>" /> cps</td>
<tr><td>Temperatura</td><td><input name="t" type="text" size="4" value="<?php echo $_SESSION['t'];?>" /> °R</td>
<tr><td>Radio de Brena<td><input name="re" type="text" size="4" value="<?php echo $_SESSION['re'];?>" />
<tr><td>Radio de Pozo</td><td><input name="rw" type="text" size="4" value="<?php echo $_SESSION['rw'];?>" /> p
<tr><td>Factor de Daño<td><input name="s" type="text" size="4" value="<?php echo $_SESSION['s'];?>" />
<tr><td>Factor desviación de Gas Z</td><td><input name="z" type="text" size="4" value="<?php echo $_SESSION['z
<?php
//end if
else if($_SESSION['caso']=="transitorio") { //verificar
?>
<tr><td>Presión Estática</td><td><input name="pe" type="text" size="4" value="<?php echo $_SESSION['pe'];?>" /
<tr><td>Permeabilidad</td><td><input name="k" type="text" size="4" value="<?php echo $_SESSION['k'];?>" /> md<
<tr><td>Espesor</td><td><input name="h" type="text" size="4" value="<?php echo $_SESSION['h'];?>" /> pies</td>
<tr><td>Temperatura</td><td><input name="t" type="text" size="4" value="<?php echo $_SESSION['t'];?>" /> °R</td>

```

Figura 6. Codificación de los algoritmos numéricos de LUZ Análisis Nodal. Fuente: Santiago (2012).

```

}
else if($_SESSION['caso']=="turbulento") { //verificar
?>
<tr><td>viscosidad</td><td><input name="m" type="text" size="4" value="<?php echo $_SESSION['m'];?>" /> cps</td>
<tr><td>Factor desviación de Gas (z)</td><td><input name="z" type="text" size="4" value="<?php echo $_SESSION
<tr><td>Temperatura</td><td><input name="t" type="text" size="4" value="<?php echo $_SESSION['t'];?>" /> °R</td>
<tr><td>Permeabilidad de la roca</td><td><input name="k" type="text" size="4" value="<?php echo $_SESSION['k'];?>" />
<tr><td>Espesor</td><td><input name="h" type="text" size="4" value="<?php echo $_SESSION['h'];?>" /> pies</td>
<tr><td>Gravedad de Gas</td><td><input name="rg" type="text" size="4" value="<?php echo $_SESSION['rg'];?>" />
<tr><td>Permeabilidad c. pozo</td><td><input name="ks" type="text" size="4" value="<?php echo $_SESSION['ks'];?>" />
<tr><td>Radio de Drenaje</td><td><input name="re" type="text" size="4" value="<?php echo $_SESSION['re'];?>" />
<tr><td>Radio de Pozo</td><td><input name="rw" type="text" size="4" value="<?php echo $_SESSION['rw'];?>" /> p
<tr><td>Espesor Cañalado</td><td><input name="hc" type="text" size="4" value="<?php echo $_SESSION['hc'];?>" />
<tr><td>Factor de Dañildeo</td><td><input name="s" type="text" size="4" value="<?php echo $_SESSION['s'];?>" />
<tr><td>Presion Estatica</td><td><input name="pe" type="text" size="4" value="<?php echo $_SESSION['pe'];?>" />
<?php
}
}

else if($_SESSION['caso']=="estable" || $_SESSION['caso']=="pseudoestable") { //verificar
?>
<tr><td>Permeabilidad horizontal</td><td><input name="kh" type="text" size="4" value="<?php echo $_SESSION['kh'];?>" />
<tr><td>Permeabilidad vertical</td><td><input name="kv" type="text" size="4" value="<?php echo $_SESSION['kv'];?>" />
<tr><td>Espesor</td><td><input name="h" type="text" size="4" value="<?php echo $_SESSION['h'];?>" /> pies</td>
<tr><td>Presion Estatica</td><td><input name="pe" type="text" size="4" value="<?php echo $_SESSION['pe'];?>" />
<tr><td>viscosidad</td><td><input name="m" type="text" size="4" value="<?php echo $_SESSION['m'];?>" /> cps</td>
<tr><td>Factor desviación de Gas (z)</td><td><input name="z" type="text" size="4" value="<?php echo $_SESSION
<tr><td>Temperatura</td><td><input name="t" type="text" size="4" value="<?php echo $_SESSION['t'];?>" /> °R</td>
<tr><td>Longitud Horizontal</td><td><input name="l" type="text" size="4" value="<?php echo $_SESSION['l'];?>" />
<tr><td>Radio de Drenaje</td><td><input name="re" type="text" size="4" value="<?php echo $_SESSION['re'];?>" />
<tr><td>Radio de Pozo</td><td><input name="rw" type="text" size="4" value="<?php echo $_SESSION['rw'];?>" />
<tr><td>Dañildeo en el Pozo</td><td><input name="s" type="text" size="4" value="<?php echo $_SESSION['s'];?>" />
<?php
}
}
?>
</tbody>
</table>
<br>
<table id="gradient-style" summary="Meeting Results" width="200">

<!--Segunda columna final -->
<div class="cleared"></div>
</div>
</div>
<div class="cleared"></div>
<div class="art-footer">
<div class="art-footer-t"></div>
<div class="art-footer-l"></div>
<div class="art-footer-b"></div>
<div class="art-footer-r"></div>
<div class="art-footer-body">
<a href="#" class="art-rss-tag-icon" title="RSS"></a>
<div class="art-footer-text">
<p>Copyright © 2011. All Rights Reserved.</p>

</div>
<div class="cleared"></div>
</div>
</div>
<div class="cleared"></div>
<div class="art-page-footer"><a href="#">Copyright © 2011. </a>All Rights Reserved powered by david santiago
<div class="cleared"></div>
</div>
<script type="text/javascript">
var Accordion1 = new Spry.Widget.Accordion("Accordion1");
var TabbedPanels1 = new Spry.Widget.TabbedPanels("TabbedPanels1");
</script>
</body>
</html>

```

Figura 6. Codificación de los algoritmos numéricos de LUZ Análisis Nodal. Fuente: Santiago (2012).

La codificación de los algoritmos numéricos de LUZ Análisis Nodal (figura 6: 71), presenta en un principio las opciones de evaluación para análisis nodal, con unos valores por defecto, donde se considera que los yacimientos de gas natural son profundos, con altas presiones y altas temperaturas. Los datos de entrada son luego procesados de acuerdo a la selección del usuario para generar tanto las curvas para el análisis nodal como la tabla con los resultados de los cálculos. En primer lugar, se tienen las características del yacimiento dependiendo de los regímenes de flujo como lo es laminar, transitorio o turbulento, mientras que para pozos horizontales los regímenes pueden ser estables o pseudoestables.

En la sección de características de la completación, se selecciona entre la opción de hoyo desnudo u hoyo empacado con grava. Para cada opción se plantea las ecuaciones establecidas en el objetivo anterior. Luego se plantean los códigos para las ecuaciones de la curva de demanda, entre las cuales se tienen, características de los pozos, chokes, líneas de flujo en superficie.

CAPÍTULO V

PROPUESTA DEL PROYECTO

5.1. Exposición de motivos

La ingeniería de producción es una rama de la ingeniería de petróleo, la cual se encarga de las actividades medulares de la industria, que van desde las operaciones de campo, enlazado con la perforación hasta el reacondicionamiento de pozo, manejo de oleoductos y plantas además del desarrollo de proyectos de recuperación secundaria. En la vida de los yacimientos existe un máximo de eficiencia de extracción hasta que declinan naturalmente. Por esta razón, se aplica un método para entender cuál es el potencial real de un pozo y como se puede mejorar en su producción, este es conocido como análisis nodal, este divide el sistema de producción desde el yacimiento hasta los equipos de superficie y así entender que puntos se pudiesen mejorar para optimizar la producción de los hidrocarburos.

Para la aplicación del análisis nodal se utilizan programas computarizados para procesar de forma rápida y efectiva los datos disponibles. Lamentablemente la mayoría de estas herramientas son producto de largos años de estudio y cuantiosas inversiones quedando a disposición única y exclusivamente de las empresas que compran las licencias, dejando a un lado la comunidad estudiantil e inclusive a profesionales que no pertenezcan a dicha empresa. Por ello, el objetivo principal de la investigación es desarrollar un programa computarizado para el análisis nodal en pozos de gas. En este capítulo, luego de estudiado los primeros objetivos, se muestran el diseño del programa computarizado y la validación del mismo al ser comparado con un software comercial (pipesim 2008).

5.2. Conceptualización de la propuesta

La propuesta consiste en desarrollar un software para el cálculo de las curvas para el análisis nodal en pozos de gas natural, considerando las características físicas del medio poroso, el pozo y los equipos en superficie.

5.3. Objetivos

5.3.1. Objetivo general

Desarrollar un programa computarizado para el análisis nodal en pozos de gas.

5.3.2. Objetivos específicos

- ✓ Desarrollar el programa mediante el uso de un software libre para análisis nodales en pozos de gas.
- ✓ Validar el programa computacional comparando los resultados con un programa comercial.

5.4. Justificación

Esta propuesta proporciona una serie de enfoques que son beneficiarios para la industria de los hidrocarburos e inclusive brinda aportes académicos dentro de la universidad. En cuanto al enfoque técnico ofrece el diseño de un programa computacional que reduce el margen de error presente en los cálculos manuales, estima la producción de gas natural dependiendo de las variaciones de presión en cada sección del sistema de producción. Los estudiantes pueden acceder a este programa ya que será un aporte a la institución y podrán palpar como se maneja la tecnología y los problemas empresariales desde esta etapa de formación profesional. En cuanto al enfoque ambiental no existe peligrosidad, solo aporta una herramienta de fácil manejo y de gran utilidad para la ingeniería de petróleo.

5.5. Descripción de la propuesta

5.5.1. Desarrollar el programa mediante el uso de un software libre para análisis nodales en pozos de gas

El programa computacional está desarrollado en PHP lenguaje libre y gratuito dentro del servidor Apache, por la facilidad que brinda al usuario en su manejo además de ser de

última generación con una tecnología de gran precisión para el sistema de ecuaciones y los distintos gráficos a presentar.

Características de Yacimiento	
Tipo de Pozo	Vertical
Regimen de Flujo	Laminar
Presión Estática	4613 psi
Permeabilidad de la roca	17 md
Espesor	78 pies
Viscosidad	0.022 cps
Temperatura	640 °R
Radio de Drenaje	1490 pies
Radio de Pozo	0.328 pies
Factor de Daño	0 adim
Factor desviación de Gas Z	0.903 adim

Figura 7. Características del yacimiento. Fuente: Santiago (2012).

El programa LUZ Análisis Nodal muestra para iniciar, valores por defecto para la características del yacimiento (figura 7: 87). En la parte superior da la opción de tipo de pozo como configuración para ingresar luego el régimen de flujo, y en las entradas subsiguientes se relacionan con los parámetros de un reservorio y los fluidos contenidos en el. Dependiendo de la selección, el programa ejecutará las ecuaciones

de Darcy (pozo vertical flujo laminar) o de Aronofky y Jenkins (pozo vertical u horizontal con flujo distinto al laminar).

The image shows a software window titled "Tipos de Completacion". It contains several input fields and a button. The fields are: "Tipo de Completacion" with a dropdown menu set to "Con Grava"; "Tamaño de grava" with a dropdown menu set to "40/60"; "Longitud perforado" with a text input set to "2" and the unit "pies"; "Diametro perforado" with a text input set to "0.5" and the unit "pulg."; and "Numero perforacion" with a text input set to "312" and the unit "adim.". At the bottom of the form is a button labeled "Actualizar Grafica".

Figura 8. Tipo de completación. Fuente: Santiago (2012).

El tipo de completación (figura 8: 88) es la opción siguiente antes de actualizar la curva de oferta, para ello se selecciona entre las opciones de hoyo desnudo, empaque con grava o revestidor perforado, para el desarrollo de las caídas de presión en esta sección se emplean las ecuaciones de Jones y otros. Luego se actualiza la gráfica para que se muestren los cálculos de los últimos valores.

En cuanto a las características del pozo (figura 9: 89), se ingresa la inclinación con respecto a la vertical, es decir, si el pozo es totalmente vertical se coloca 90° , tal como lo hace por defecto. Luego se ingresan valores que describen al pozo como lo es la longitud de la tubería de producción, la variación en la cantidad de diámetro (esto incluye diámetro del revestidor, tuberías entre otras). También, se debe ingresar la rugosidad que es propia de cada tipo de tubo, y de ser un pozo horizontal se debe ingresar el kick off o punto de desviación de la vertical.

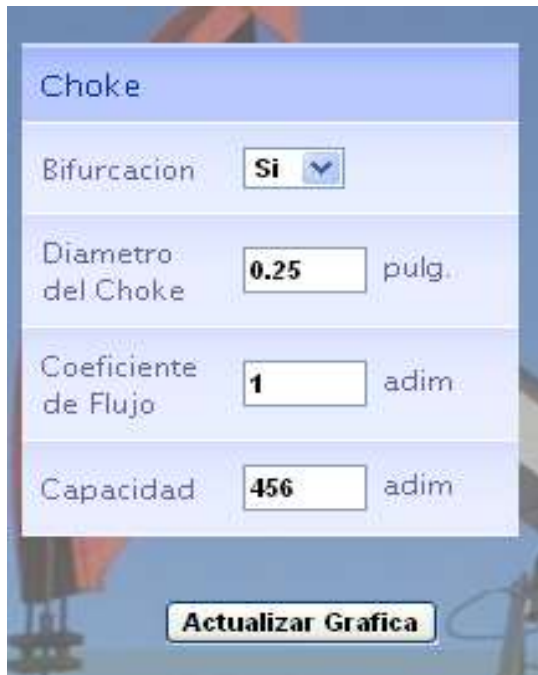
Características del Pozo	
Inclinación	Vertical <input type="button" value="v"/>
Angulo de pozo	90 <input type="button" value="°"/> grados
Longitud de tubería de producción	4000 <input type="button" value=""/> pies
Temperat.	640 <input type="button" value=""/> °R
Diametro de tubería	2.259 <input type="button" value=""/> pulg.
Diametro de tubería 2	4.5 <input type="button" value=""/> pulg.
Diametro de tubería 3	7 <input type="button" value=""/> pulg.
Kickoff	0 <input type="button" value=""/> pulg.
Rugosidad Relativa	0.001 <input type="button" value=""/> adim
Presion en el cabezal	800 <input type="button" value=""/> psi

Figura 9. Características del pozo. Fuente: Santiago (2012).

Lineas de Flujo	
Presion en el Separador	70 <input type="button" value=""/> psi
Longitud de tubería en Superficie	15000 <input type="button" value=""/> pies
Temperatura en Superficie	550 <input type="button" value=""/> °R
Diametro interno de tubería	6 <input type="button" value=""/> pulg.

Figura 10. Líneas de flujo horizontales en superficie. Fuente: Santiago (2012).

Las líneas de flujo horizontales en superficie (figura 10: 89) requieren de datos como la presión de salida (presión del separador), mientras que la presión de entrada se importa de las características del pozo (presión del cabezal), otro dato importa es la longitud y diámetro interno de la tubería así la temperatura en superficie donde regularmente en la zona occidental de Venezuela ronda los 90 °F (550 °R).



Choke

Bifurcacion **Si** ▼

Diametro del Choke **0.25** pulg.

Coeficiente de Flujo **1** adim.

Capacidad **456** adim.

Actualizar Grafica

Figura 11. Choke. Fuente: Santiago (2012).

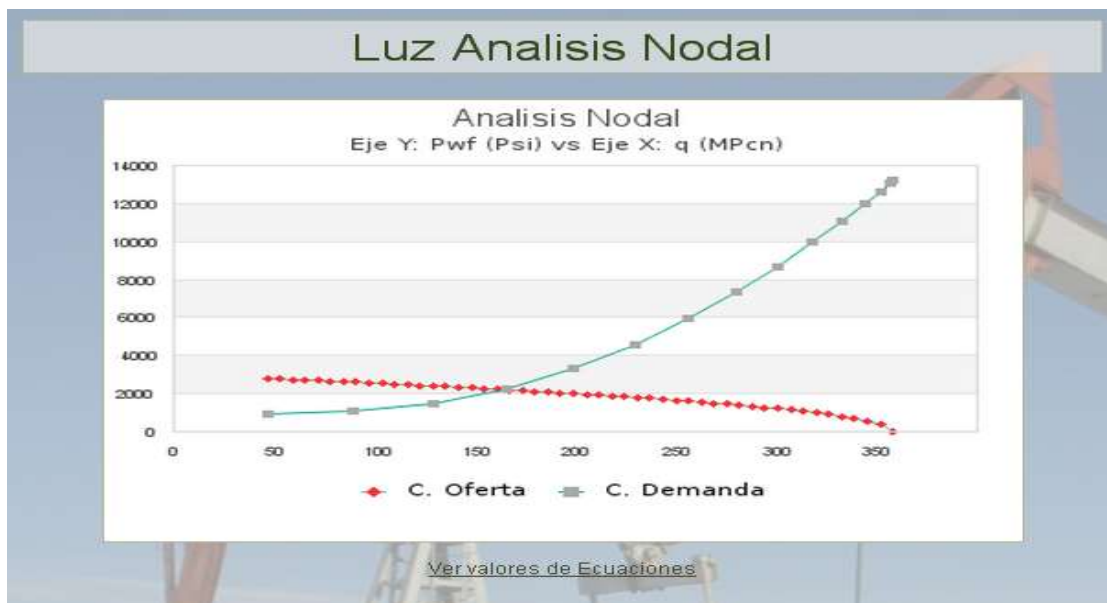


Figura 12. Análisis nodal cruce de las curvas de oferta y demanda. Fuente: Santiago (2012).

De existir una reducción en las líneas, como generalmente ocurre en el cabezal del pozo, se emplea la opción de Choke (figura 11: 90), donde se ingresa el diámetro del choke, coeficiente de flujo y la capacidad calorífica para con ello actualizar la grafica y generar la curva de demanda. Graficado la curva de oferta y demanda, se observa el cruce de ambas y se determina así el potencial real para el caso en estudio, para el ejemplo empleado, con los datos ingresados el potencial es de 2000 MPcn/ día de gas natural (figura 12: 91).

Luz Analisis Nodal						
Volver al Inicio						
N	q (MPcn)	Pwf Oferta(Psi)	Pwf Demanda(Psi)	ΔP Choke (Psi)	ΔP Pozo (Psi)	ΔP Lineas de Flujo (Psi)
1	46	2800	965	0	881	84
2	89	2600	1068	0	984	84
3	129	2400	1484	0	1400	84
4	166	2200	2268	0	2184	84
5	199	2000	3331	0	3247	84
6	229	1800	4580	0	4496	84
7	256	1600	5936	0	5852	84
8	280	1400	7326	0	7242	84
9	301	1200	8681	0	8597	84
10	318	1000	9941	0	9857	84
11	333	800	11050	0	10966	84
12	344	600	11963	0	11879	84

Figura 13. Resultados con las caídas de presiones y caudales de gas. Fuente: Santiago (2012).

5.5.2. Validar el programa computacional comparando los resultados con un programa comercial.

Desarrollado el programa computarizado para análisis nodal, se procede a comparar el mismo empleando datos reales de pozos que pertenecen al campo Lagunillas específicamente al yacimiento B-6-X10 con un programa comercial con nombre Pipesim. Los datos son de los pozos LL-1165 y LL-694 los cuales son pozos productores de gas natural activos a los cuales se les practico un análisis nodal por parte de la empresa matriz, la misma que facilito los resultados a la presente investigación.

Caso 1: Pozo LL-1165

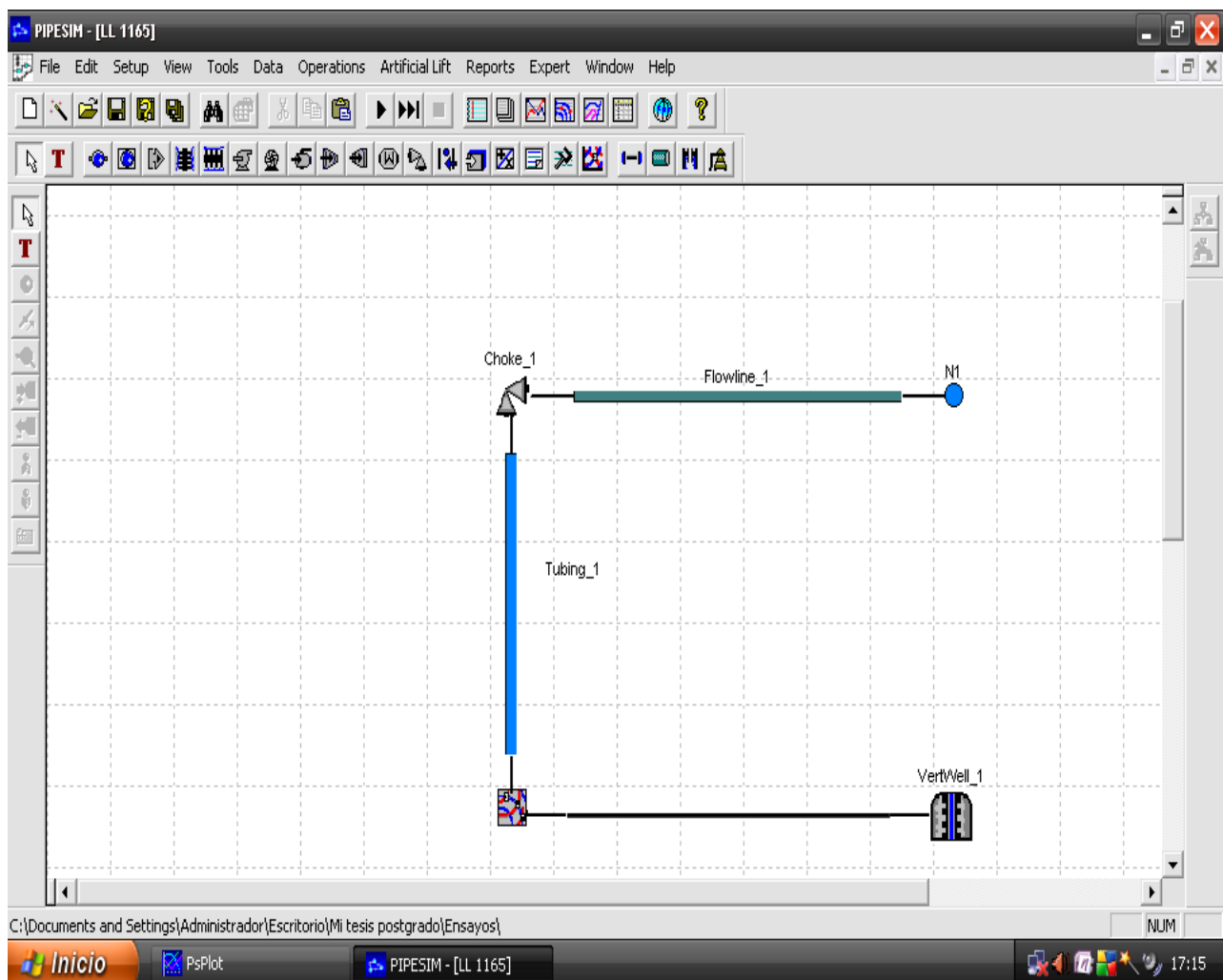


Figura 14. Caso 1: Pozo LL-1165 empleando Pipesim. Fuente: Santiago (2012).

Vertical Completion - VertWell_1

Properties | Fluid Model | General

Reservoir Data
 Static Pressure: 2700 psia
 Temperature: 630 R

Completion Model
 Model Type: Pseudo Steady State
☐ Flow Control Valve [FCV Properties](#)

Basis of IPR Calculation: Gas [Plot IPR](#)

☒ Use Pseudo pressure method (if unchecked uses default method Pressure squared)

Reservoir Thickness: 80 ft
 Wellbore Diameter: 8.5 inches

Permeability
☒ Reservoir Perm.: 70 md
☐ Oil/Water Relative Permeability Table: [Input Table](#)

Reservoir Size/Shape
☒ Drainage Radius: 1500 ft
☐ Shape Factor:
 Reservoir Area: ft²

Skin
[Completion Options...](#) The completion is Open Hole

Mechanical Skin
☒ Enter Skin: 10
☐ Calculate:

Rate Dependent Skin
☐ Enter Skin
☐ Calculate: 1/mmscfd [Details](#)

Aceptar Cancelar Ayuda

Figura 15. Características del yacimiento empleando Pipesim. Fuente: Santiago (2012).

Well Completion Options

Completion Type
☐ None ☒ Open Hole ☐ Open Hole Gravel Pack ☐ Perforated ☐ Gravel Packed and Perforated ☐ Frac Pack [Schematic](#)

Damaged Zone
 Diameter: 15 inches
 Permeability: 50 md

Completion
 Vertical Permeability: 70 md
 Open Interval: 80 ft
 Deviation: degrees

Contributing Skin Components
☐ Partial Penetration/Deviation Skin: Total Skin: [Calculate Skin](#)

OK Cancel Help

Figura 16. Tipo de completación empleando Pipesim. Fuente: Santiago (2012).

Tubing - Tubing_1

Properties | General

Preferred Tubing Model: Simple Model [v] [Summary Table]

Datum MD: 0 ft
 Ambient Temperature: 550 R

SSSV (Optional)
 MD: [] ft
 ID: [] inches

Kick Off MD: 0 ft

Artificial Lift (Optional)
☒ Gas Lift ☐ ESP
 MD: [] ft [Properties...]

Angle (deg): 0

Tubing Sections (#1 required, others optional)

	From MD:	To MD:	ID
	ft	ft	inches
Tubing #1...	0	11000	2,259
Tubing #2...	11000	11100	4,5
Tubing #3...	11100	11120	7
Tubing #4...	11120		

Perforations

11120	ft	MD	
11120	ft	TVD	
630	R	Reservoir Temperature	

[Convert to 'Detailed Model']

[Aceptar] [Cancelar] [Ayuda]

Figura 17. Características del pozo empleando Pipesim. Fuente: Santiago (2012).

Choke - Choke_1

Properties | Advanced Choke Data (Optional) | General

Sub-critical correlation: API14B [v]
 Critical Correlation: Mechanistic [v]

NOTE: all correlations require hydrocarbon liquids at stock tank conditions except Mechanistic and API-14B

Bean Size: 1 inches [v]
 Critical Pressure Ratio: 0.53 [v] ☐ Calculate
 Tolerance: 0.5 % [v]

[Aceptar] [Cancelar] [Ayuda]

Figura 18. Parámetros del choke empleando Pipesim. Fuente: Santiago (2012).

Flowline - Flowline_1 [?] [X]

Properties | Heat Transfer | General

Preferred Pipe Description: Simple View [v] [Schematic]

Rate of Undulations: 0 / 1000

Horizontal Distance: 15092 ft [v]

Elevation Difference: 0 ft [v]

Inner Diameter: 6 inches [v]

Wall Thickness: 0,337 inches [v]

Roughness: 0,005 inches [v]

Ambient Temperature: 85 F [v]

NOTE: Set a negative elevation difference to model a pipe going DOWN with the flow direction

[Aceptar] [Cancelar] [Ayuda]

Figura 19. Líneas de flujo horizontales en superficie empleando Pipesim. Fuente: Santiago (2012).

Nodal Analysis [?] [X]

Outlet Pressure: 70 psia [v] [Limits...] [OK]

[Run Model] [Cancel] [Help]

Inflow Sensitivity

Object: VertWell_1 [v]

Variable: Static Pressure [v]

	Values
	Range...
-	psia [v]
1	
2	
3	
4	
5	
6	
7	

Outflow Sensitivity

Object: Choke_1 [v]

Variable: Bean Size [v]

	Values
	Range...
-	inches [v]
1	
2	
3	
4	
5	
6	
7	

Figura 20. Presión de salida empleando Pipesim. Fuente: Santiago (2012).

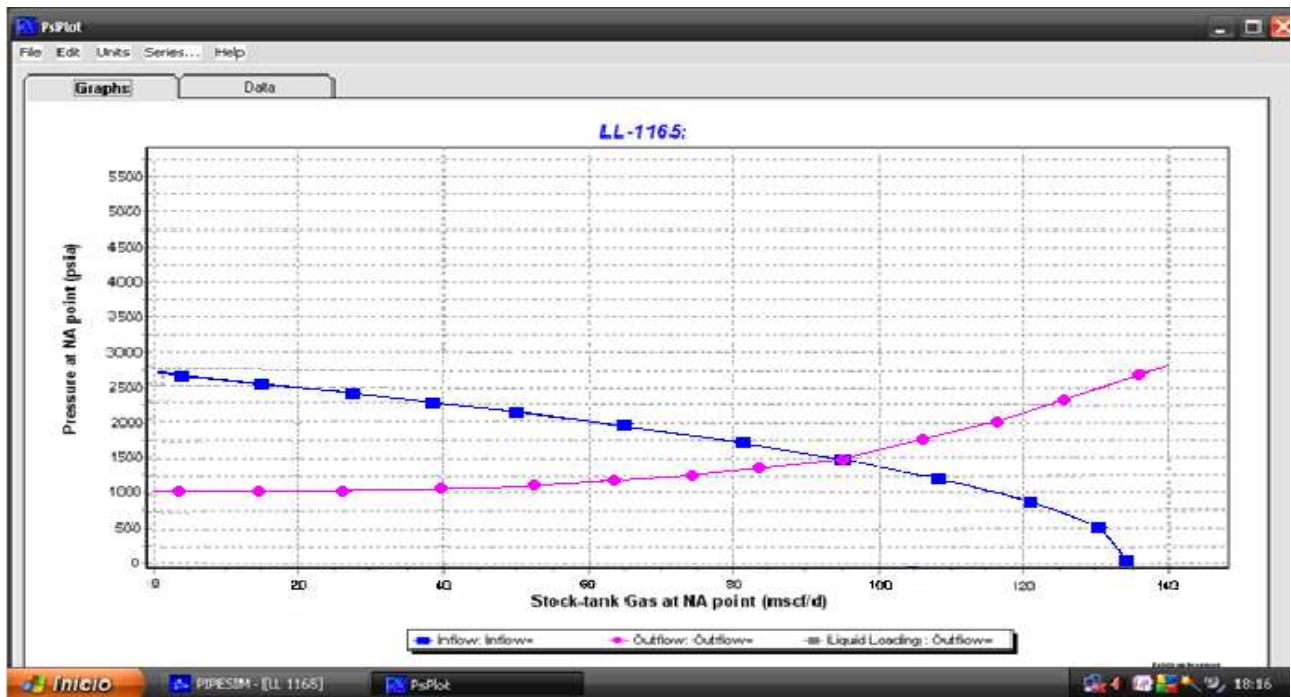


Figura 21. Curva de oferta vs curva de demanda empleando Pipesim. Fuente: Santiago (2012).

Según las características del yacimiento y todo el sistema de producción, el punto de equilibrio para el pozo de gas LL-1165 es de 97 MPcn y 1440 Psi, evaluado por pipesim. Estos mismos valores son ingresados en el programa computarizado desarrollado en la presente investigación “LUZ Análisis Nodal” para comparar los resultados y con ello la efectividad del mismo.

Características de Yacimiento		Temperatura	630 °R	Radio de Drenaje	1500 pies
Tipo de Pozo	Vertical	Permeabilidad de la roca	0.07 Darcy	Radio de Pozo	0.70833 pies
Regimen de Flujo	Turbulento	Espesor	80 pies	Espesor Cañoneado	80 pies
Viscosidad	0.022 cps	Gravedad de Gas	0.65 adim	Factor de Daño	10 adim
Factor desviación de Gas (z)	0.903 adim	Permeabilidad c. pozo	0.05 Darcy	Presión Estática	2700 psi

Figura 22. Características del yacimiento empleando LUZ Análisis Nodal. Fuente: Santiago (2012).

Tipos de Completacion	
Tipo de Completacion	Desnudo ▼
Tamaño de grava	▼
Longitud perforado	<input type="text"/> pies
Diametro perforado	<input type="text"/> pulg.
Numero perforacion	<input type="text"/> adim
Actualizar Grafica	

Figura 23. Tipo de completación empleando LUZ Análisis Nodal. Fuente: Santiago (2012).

Características del Pozo	
Inclinacion	Vertical ▼
Angulo de pozo	90 grados
Longitud de tubería de producción	11000 pies
Temperat.	630 °R
Diametro de tubería	2.259 pulg.
Diametro de tubería 2	4.5 pulg.
Diametro de tubería 3	7 pulg.
Kickoff	0 pies.
Rugosidad Relativa	0.005 adim
Presion en el cabezal	800 psi

Figura 24. Características del Pozo empleando LUZ Análisis Nodal. Fuente: Santiago (2012).

Choke	
Existe Choke	Si ▼
Diametro del Choke	0.375 pulg.
Presion de Entrada	800 psi
Presion de Salida	700 psi
Coeficiente de Flujo	0.85 adim
Capacidad Calorifica	1.25 adim
Temperatura en Cabezal	560 °R
<input type="button" value="Actualizar Grafica"/>	

Figura 25. Parámetros del Choke empleando LUZ Análisis Nodal. Fuente: Santiago (2012).

Lineas de Flujo	
Presion en el Separador	70 psi
Longitud de tuberia en Superficie	15092 pies
Temperatura en Superficie	550 °R
Diametro interno de tuberia	6 pulg.

Figura 26. Características de las líneas de flujo empleando LUZ Análisis Nodal. Fuente: Santiago (2012).

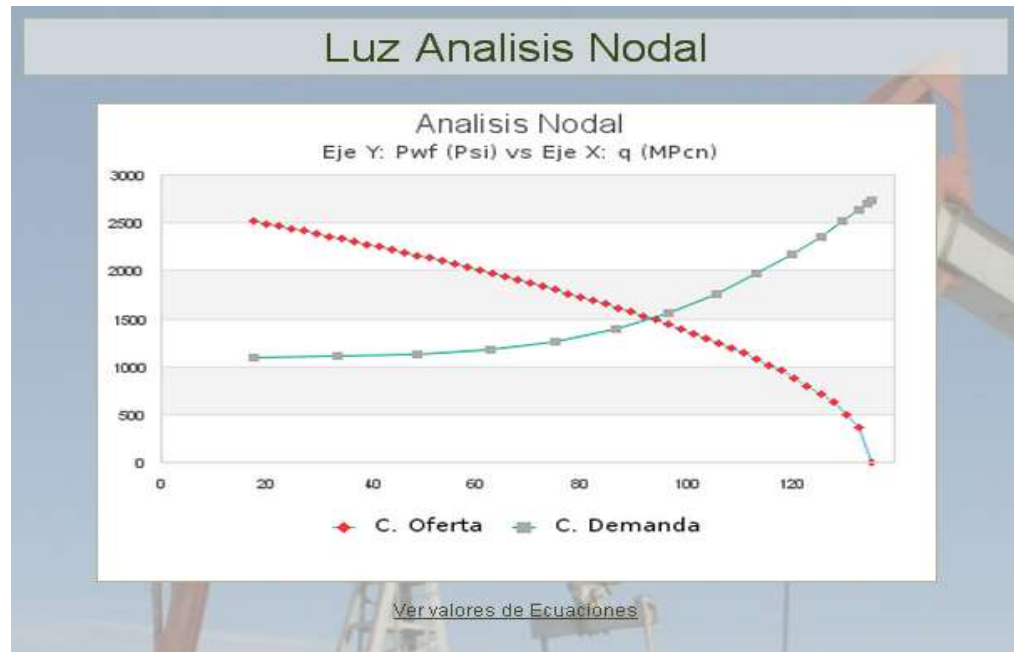


Figura 27. Curva de oferta vs curva de demanda empleando LUZ Análisis Nodal.
Fuente: Santiago (2012).

Luz Analisis Nodal

[Volver al Inicio](#)

N	q (MPcn)	Pwf Oferta(Psi)	Pwf Demanda(Psi)	ΔP Choke (Psi)	ΔP Pozo (Psi)	ΔP Líneas de Flujo (Psi)
1	17	2520	1099	3	1013	84
2	34	2340	1105	5	1016	84
3	49	2160	1123	7	1032	84
4	63	1980	1169	9	1076	84
5	75	1800	1258	11	1163	84
6	87	1620	1392	13	1295	84
7	97	1440	1566	14	1468	84
8	106	1260	1765	15	1665	84
9	114	1080	1973	17	1873	84
10	120	900	2176	17	2075	84
11	126	720	2360	18	2258	84
12	130	540	2515	19	2412	84
13	133	360	2631	19	2528	84
14	135	180	2703	20	2599	84

Figura 28. Resultados con las caídas de presiones y caudales de gas empleando LUZ Análisis Nodal para el pozo LL-1165. Fuente: Santiago (2012).

Gracias a los resultados mostrados en las figuras desde la 14 hasta la 28 (paginas 92 a la 100), se confirma la similitud en cuanto a la estimación de las curvas de oferta y demanda para el análisis nodal del pozo LL-1165, el cual tiene un potencial real de 97 MPcn/día para un Pwf de 1440 psi. La figura 29 (pág. 100) tiene una comparación entre ambos programas computarizados para visualizar el comportamiento de la producción para ambos software.

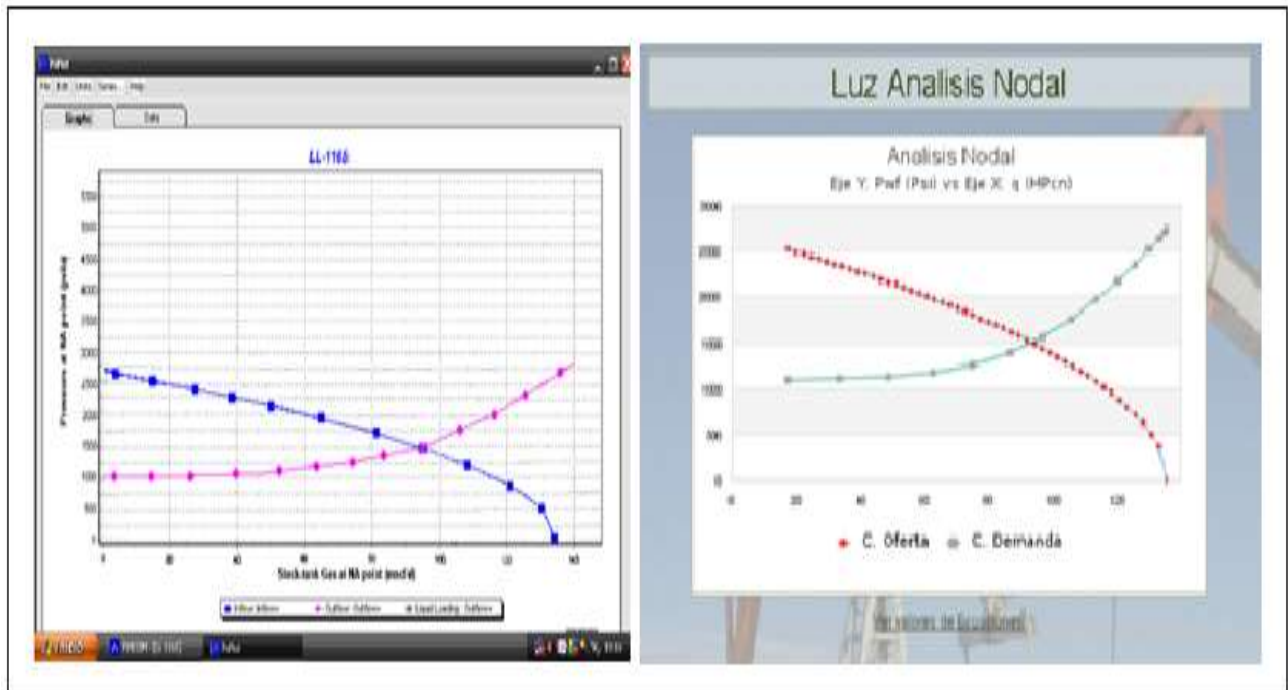


Figura 29. Comparación de los resultados de Pipesim y LUZ Análisis Nodal para el pozo LL-1165. Fuente: Santiago (2012).

Mediante la evaluación de ambos programas computacionales (el comercial y el desarrollado en la presente investigación), se confirma la efectividad del mismo ya que los resultados fueron los mismos.

Caso 2: Pozo LL-694

Ahora bien, estudiado el pozo LL-1165 se procede a la evaluación del pozo LL-694, un pozo completado con gravas, la finalidad es observar como el programa LUZ Análisis Nodal realiza cálculos precisos bajo diferentes escenarios en cuanto a las características del yacimiento, la completación y el resto del sistema de producción.

Vertical Completion - VertWell_1

Properties | Fluid Model | General

Reservoir Data
 Static Pressure: 1300 psia
 Temperature: 640 R

Completion Model
 Model Type: Pseudo Steady State
☐ Flow Control Valve [FCV Properties](#)

Basis of IPR Calculation: Gas [Plot IPR](#)

☒ Use Pseudo pressure method (if unchecked uses default method Pressure squared)

Reservoir Thickness: 100 ft
Wellbore Diameter: 8,625 inches

Permeability
☒ Reservoir Perm.: 180 md
☐ Oil/Water Relative Permeability Table [Input Table](#)

Reservoir Size/Shape
☒ Drainage Radius: 1500 ft
☐ Shape Factor:
 Reservoir Area: ft²

Skin
[Completion Options...](#) The completion is Open Hole Gravel Pack

Mechanical Skin
☒ Enter Skin: 12
☐ Calculate:

Rate Dependent Skin
☐ Enter Skin
☐ Calculate: 1/mmcsfd [Details](#)

Aceptar Cancelar Ayuda

Figura 30. Características del yacimiento empleando Pipesim. Fuente: Santiago (2012).

Well Completion Options

Completion Type
☐ None ☐ Open Hole ☒ Open Hole Gravel Pack ☐ Perforated ☐ Gravel Packed and Perforated ☐ Frac Pack [Schematic](#)

Damaged Zone
 Diameter: 16 inches
 Permeability: 145 md

Completion
 Vertical Permeability: 180 md
 Open Interval: 100 ft
 Deviation: degrees

Gravel Pack
 Gravel Permeability: 120000 md
 Screen Diam.: 0,025 inches

Contributing Skin Components
☐ Gravel Pack Skin ☐ Partial Penetration/Deviation Skin Total Skin [Calculate Skin](#)

OK Cancel Help

Figura 31. Tipo de completación empleando Pipesim. Fuente: Santiago (2012).

Tubing - Tubing_1

Properties | General

Preferred Tubing Model: Simple Model [v] [Summary Table]

0 [ft] Datum MD
550 [R] Ambient Temperature

SSSV (Optional)
MD [ft]
ID [inches]

Kick Off MD
0 [ft]

Artificial Lift (Optional)
☒ Gas Lift ☐ ESP
MD [ft] [Properties...]

Angle (deg) 0

Tubing Sections (#1 required, others optional)

	From MD:	To MD:	ID
	ft		inches
Tubing #1...	0	8000	2.875
Tubing #2...	8000	8040	4.5
Tubing #3...	8040	8120	7
Tubing #4...	8120		

Perforations
8120 [ft] MD
8120 [ft] TVD
640 [R] Reservoir Temperature

[Convert to 'Detailed Model']

[Aceptar] [Cancelar] [Ayuda]

Figura 32. Características del pozo empleando Pipesim. Fuente: Santiago (2012).

Choke - Choke_1

Properties | Advanced Choke Data (Optional) | General

Sub-critical correlation: API14B [v]
Critical Correlation: Mechanistic [v]

NOTE: all correlations require hydrocarbon liquids at stock tank conditions except Mechanistic and API-14B

Bean Size: 1 [inches]
Critical Pressure Ratio: 0.53 [Calculate]
Tolerance: 0.5 [%]

[Aceptar] [Cancelar] [Ayuda]

Figura 33. Parámetros del choke empleando Pipesim. Fuente: Santiago (2012).

Flowline - Flowline_1 [?] [X]

Properties | Heat Transfer | General

Preferred Pipe Description: Simple View [v] [Schematic]

Rate of Undulations: 0 / 1000

Horizontal Distance: 6562 ft [v]

Elevation Difference: 0 ft [v]

Inner Diameter: 6.366 inches [v]

Wall Thickness: 0.317 inches [v]

Roughness: 0.001 inches [v]

Ambient Temperature: 550 R [v]

NOTE: Set a negative elevation difference to model a pipe going DOWN with the flow direction

Aceptar Cancelar Ayuda

Figura 34. Líneas de flujo horizontales en superficie empleando Pipesim. Fuente: Santiago (2012).

Nodal Analysis [?] [X]

Outlet Pressure: 25 psia [v] [Limits...] [OK] [Run Model] [Cancel] [Help]

Inflow Sensitivity

Object: VertWell_1 [v]

Variable: Static Pressure [v]

	Values
	Range...
-	psia [v]
1	
2	
3	
4	
5	
6	
7	

Outflow Sensitivity

Object: Choke_1 [v]

Variable: Bean Size [v]

	Values
	Range...
-	inches [v]
1	
2	
3	
4	
5	
6	
7	

Figura 35. Presión de salida empleando Pipesim. Fuente: Santiago (2012).

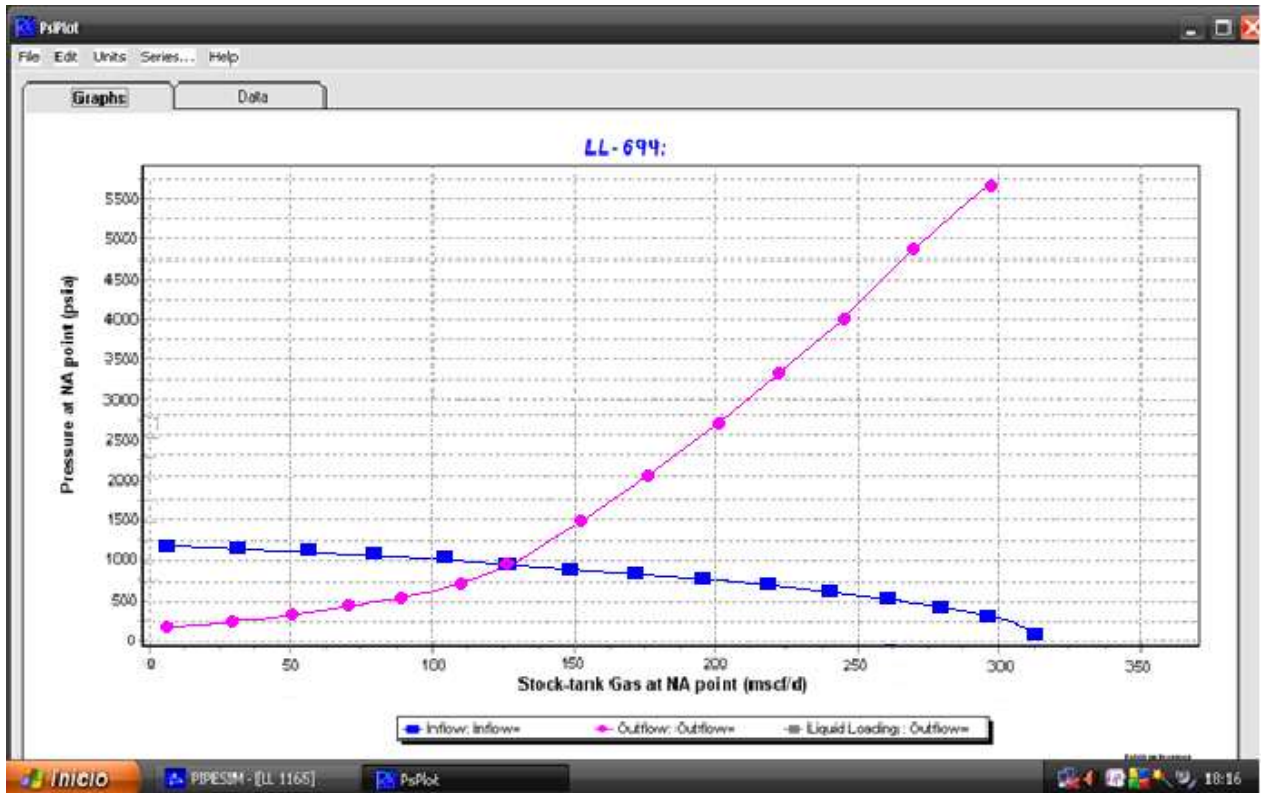


Figura 36. Curva de oferta vs curva de demanda empleando Pipesim. Fuente: Santiago (2012).

Estos mismos valores y características del pozo LL-694 son ingresados en el programa computarizado desarrollado en la presente investigación “LUZ Análisis Nodal” para comparar los resultados y con ello la efectividad del mismo.

Características de Yacimiento			Temperatura <input type="text" value="640"/> °R	Radio de Drenaje <input type="text" value="1500"/> pies
Tipo de Pozo <input type="text" value="Vertical"/>	Permeabilidad de la roca <input type="text" value="0.18"/> Darcy	Radio de Pozo <input type="text" value="0.71875"/> pies	Espesor <input type="text" value="100"/> pies	Espesor Cañoneado <input type="text" value="100"/> pies
Regimen de Flujo <input type="text" value="Turbulento"/>	Gravedad de Gas <input type="text" value="0.65"/> adim	Factor de Daño <input type="text" value="12"/> adim	Permeabilidad c. pozo <input type="text" value="0.145"/> Darcy	Presion Estatica <input type="text" value="1300"/> psi
Viscosidad <input type="text" value="0.022"/> cps				
Factor desviacion de Gas (z) <input type="text" value="0.903"/> adim				

Figura 37. Características del yacimiento empleando LUZ Análisis Nodal. Fuente: Santiago (2012).

Tipos de Completacion	
Tipo de Completacion	Con Grava ▼
Tamaño de grava	40/60 ▼
Longitud perforado	2 pies
Diametro perforado	0.71875 pulg.
Numero perforacion	100 adim
Actualizar Grafica	

Figura 38. Tipo de completación empleando LUZ Análisis Nodal. Fuente: Santiago (2012).

Características del Pozo	
Inclinacion	Vertical ▼
Angulo de pozo	90 grados
Longitud de tuberia de producción	8000 pies
Temperat.	640 °R
Diametro de tuberia	2.875 pulg.

Diametro de tuberia 2	4.5 pulg.
Diametro de tuberia 3	7 pulg.
Kickoff	0 pies.
Rugosidad Relativa	0.001 adim
Presion en el cabezal	400 psi

Figura 39. Características del Pozo empleando LUZ Análisis Nodal. Fuente: Santiago (2012).

Choke	
Existe Choke	Si ▼
Diametro del Choke	0.375 pulg.
Presion de Entrada	400 psi
Presion de Salida	320 psi
Coeficiente de Flujo	0.85 adim
Capacidad Calorifica	1.25 adim
Temperatura en Cabezal	560 °R
Actualizar Grafica	

Figura 40. Parámetros del Choke empleando LUZ Análisis Nodal. Fuente: Santiago (2012).

Lineas de Flujo	
Presion en el Separador	25 psi
Longitud de tuberia en Superficie	6562 pies
Temperatura en Superficie	550 °R
Diametro interno de tuberia	6.366 pulg.

Figura 41. Características de las líneas de flujo empleando LUZ Análisis Nodal. Fuente: Santiago (2012).

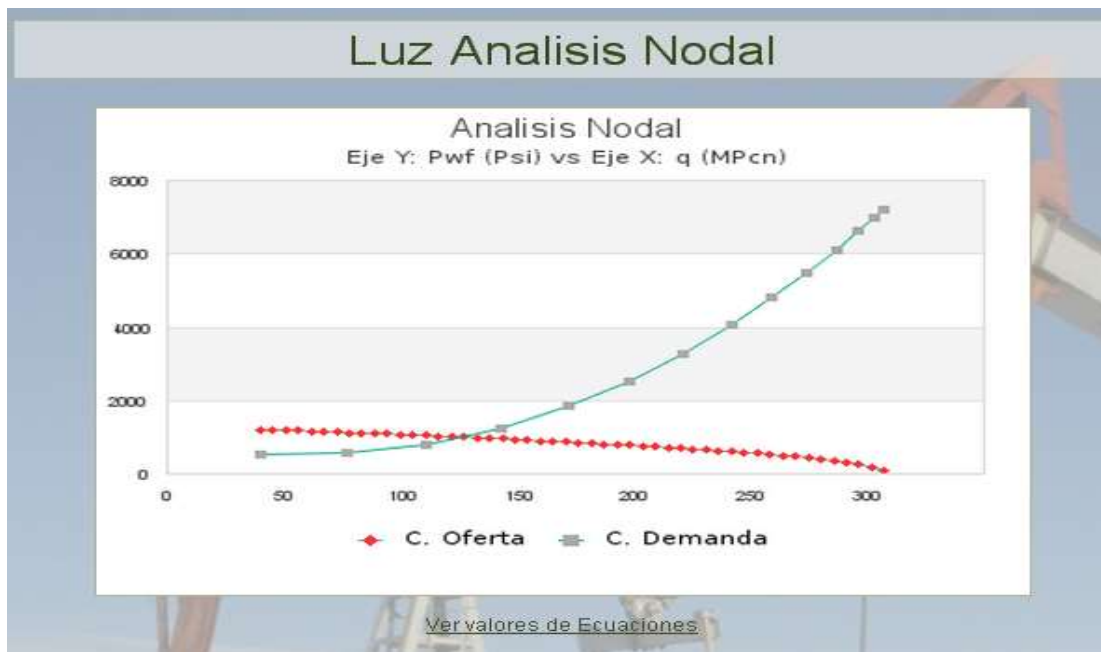


Figura 42. Curva de oferta vs curva de demanda empleando LUZ Análisis Nodal.
Fuente: Santiago (2012).

Luz Analisis Nodal

[Volver al Inicio](#)

N	q (MPcn)	Pwf Oferta(Psi)	Pwf Demanda(Psi)	ΔP Choke (Psi)	ΔP Pozo (Psi)	ΔP Lineas de Flujo (Psi)
1	40	1213	513	6	476	30
2	77	1127	577	12	535	30
3	111	1040	816	17	769	30
4	143	953	1256	22	1204	30
5	172	867	1848	27	1791	30
6	198	780	2540	31	2479	30
7	221	693	3290	34	3226	30
8	242	607	4058	38	3990	30
9	259	520	4806	40	4736	30
10	274	433	5501	43	5428	30
11	287	347	6113	45	6038	30
12	296	260	6616	46	6540	30
13	303	173	6991	47	6914	30
14	307	87	7222	48	7144	30

Figura 43. Resultados con las caídas de presiones y caudales de gas empleando LUZ Análisis Nodal para el pozo LL-694. Fuente: Santiago (2012).

Gracias a los resultados mostrados en las figuras desde la 30 hasta la 43 (paginas desde la 101 hasta 108), se confirma la similitud en cuanto a la estimación de las curvas de oferta y demanda para el análisis nodal del pozo LL-694, el cual tiene un potencial real de 111 MPcn/día para un P_{wf} de 1040 psi. La figura 44 (pág. 108) tiene una comparación entre ambos programas computarizados para visualizar el comportamiento de la producción para ambos software.

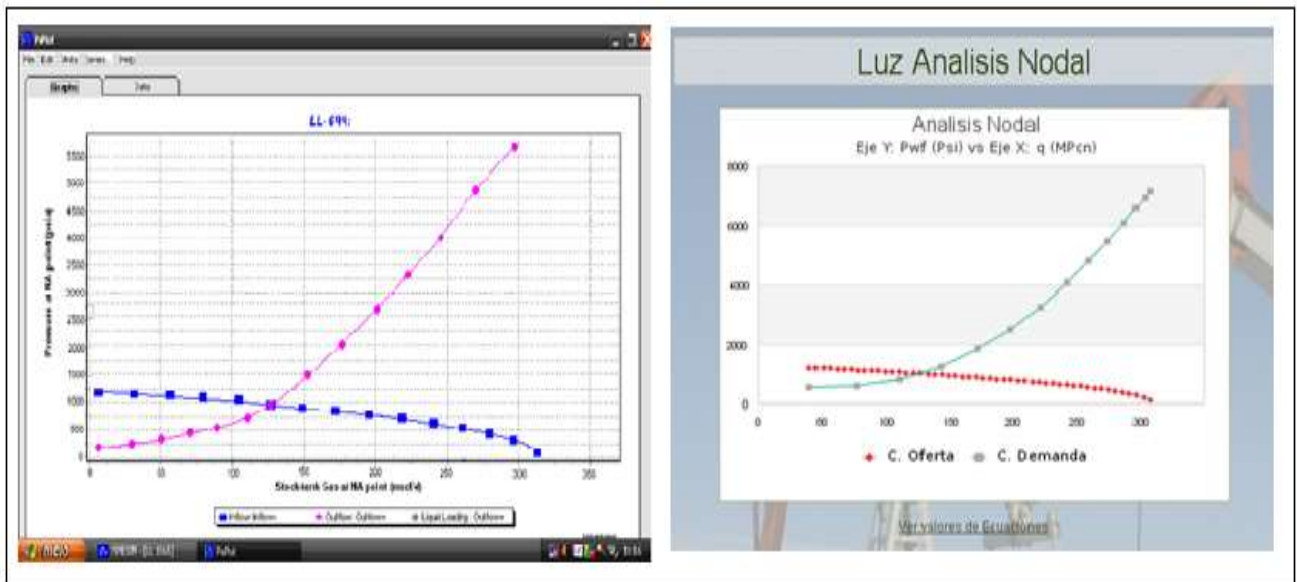


Figura 44. Comparación de los resultados de Pipesim y LUZ Análisis Nodal para el pozo LL-694. Fuente: Santiago (2012).

LUZ Análisis Nodal es sin lugar a dudas un valioso aporte tanto para la comunidad estudiantil como para el sector de industria de los hidrocarburos, una herramienta gratuita con lo cual se puede estudiar la producción del gas natural y con ello optimizar los pozos de forma sencilla y eficiente.

CONCLUSIONES

Objetivo 1: Las ecuaciones propias para el flujo del gas por el medio poroso dependen del régimen presente, para el laminar se puede emplear la ecuación de Darcy, mientras que para el flujo transitorio y turbulento se emplea la publicada por Aronofsky y Jenkins. Para las caídas de presión en la completación las adecuadas para pozo de gas son las de Jones, Blount y Glaze. Para la caída en el pozo la más utilizada por su efectividad es la Gray, mientras que para las caídas en el choke y líneas se utilizan las correlaciones mecánicas, todas en conjunto permiten la estimación precisa del análisis nodal en pozos de gas natural.

Objetivo 2: El programa computarizado evaluará el nodo en el fondo del pozo, por lo tanto divide el estudio para la curva de oferta y para la curva de demanda, combinando para curva de oferta las correlaciones necesarias para caída de presión en el yacimiento y en la completación, mientras que para la curva de demanda se combinan las caídas de presión en el pozo, choke (de existir) y las líneas de flujo en superficie.

Objetivo 3: La codificación del programa computarizado incluye los algoritmos numéricos para la entrada de datos, ejecución de las ecuaciones, proyección de la gráfica con las curvas de demanda, curva de oferta, además de la proyección mediante una tabla de los valores de las caídas de presión y el caudal del gas a producir. Para ello se emplea el lenguaje PHP, los servidores Apache y Mysql, los cuales permiten los cálculos precisos mediante una ejecución sencilla y practica para el usuario.

Objetivo 4: El desarrollo del programa computarizado muestra como ventana inicial la gráfica con las curvas de oferta y demanda con unos valores iniciales por defecto los cuales proyectan unas curvas, están varían a medida que se le ingresa nuevos datos y se actualicen. Posterior esta presente una tabla con los valores de caídas de presión y la tasa diaria de gas natural para el pozo estudiado.

Objetivo 5: El programa LUZ Análisis Nodal demostró ser efectivo al evaluar los pozos LL-1165 y LL-694, los cuales tienen un punto de equilibrio de 97 MPcn/día y 111 MPcn/día a 1440 y 1040 Psi respectivamente gracias a los parámetros actuales y las

características del sistema de producción, estos resultados son los mismos arrojados por el software comercial empleado para la comparación (pipesim 2008).

RECOMENDACIONES

Objetivo 1: Se recomienda la evaluación previa del régimen de flujo dentro del sistema poroso para ingresar de forma correcta en la selección de las ecuaciones a utilizar. Además, los valores ingresados deben ser los correctos, la introducción de una mala data da como resultados, falsos pronósticos, mientras que la inclusión de una buena información genera resultados correctos.

Objetivo 2: Para hacer mas completo el programa se recomienda agregar otros autores y correlaciones en los algoritmos ya existentes con la intención de evaluar distintos crudos que podrían estar presentes en un yacimiento.

Objetivo 3: Se recomienda el uso del lenguaje PHP para el desarrollo y codificación de algoritmos matemáticos, esto dado la precisión, amplia gama de funciones y variedad en el diseño lo que hace de los programas de ingeniería herramientas de alto nivel al servicio del avance de la investigación universitaria.

Objetivo 4: Se recomienda el desarrollo de programas computarizados al servicio de la universidad que permita el estudio y diseño de sistemas óptimos para la producción de hidrocarburos en cualquiera de sus fases, desde los trabajos de exploración, perforación hasta el levantamiento de los fluidos.

Objetivo 5: Evaluar diferentes pozos de gas en el occidente y oriente de Venezuela con la finalidad de establecer patrones de comportamiento para los yacimientos que permitan mejorar el programa computarizado, y para cualquier cambio realizar la validación que certifique la confiabilidad.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Arslan, White y Wojtanowicz (2004). Nodal analysis for oil Wells with down hole water sink completions. SPE.

Bitsindou y Kelkar (1999). Gas well production optimization using dynamic nodal analysis. SPE.

Bohem (2006). Guía practica para diseño de programas computacionales. Editorial Mc. Granw Hill. México.

Brown, James y Lea (1985). Nodal systems analysis of oil and gas wells. SPE.

Brown y Lea (1986). Production optimization using a computerized well model. SPE.

Economides and Hill (1994). Petroleum production systems. Prentice Hall PTR Upper Saddler River.

Frear (1987). Application of nodal analysis in Appalachian gas wells. SPE.

Lee, Jun y Ader (1993). Computer design and fieldwide optimization for gas lifted wells. SPE.

Maggiolo (2008). Optimización de la producción mediante análisis nodal. ESP OIL consultores.

Moltz (1992). Predicting gas well load-up using nodal system analysis. SPE.

Ochs, Hareland y Rampersad (1996). Fractured horizontal well and completion nodal analysis simulator. SPE.

Rivera (2004). Practicas de ingeniería de yacimientos petrolíferos. Universidad de Oriente (Venezuela).

Stoisits (1992). Dynamic production system nodal analysis. SPE.

Suhy y Hefner (1988). Applications of nodal analysis technique for Appalachian wells' production problem. SPE.

Takacs (1994). Nodal systems analysis using object oriented programming techniques. SPE.

Vázquez y Román (2005). A new approach for continuous gas lift simulation and optimization. SPE.