

**EVALUACIÓN DE LOS MÉTODOS EMPLEADOS EN SOFTWARE  
COMERCIALES PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN DE CRUDO POR  
ANÁLISIS NODAL**

**MARIO ANDRÉS PORRAS RODRÍGUEZ.  
MARVIN BRAYAN ZAPA BOHORQUEZ.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2014**

**EVALUACIÓN DE LOS MÉTODOS EMPLEADOS EN SOFTWARE  
COMERCIALES PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN DE CRUDO POR  
ANÁLISIS NODAL**

**MARIO ANDRÉS PORRAS RODRÍGUEZ.  
MARVIN BRAYAN ZAPA BOHORQUEZ.**

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

**Director:  
Esp. ERIK GIOVANY MONTES PÁEZ.  
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2014**

## **DEDICATORIA**

A mi mama, por ser el pilar fundamental en mi vida, por ser la persona por la cual me levantaba todos los días e iba a estudiar, por su amor incondicional y apoyo, por su fortaleza en los momentos más amargos que pasamos, por demostrarme que a pesar de todo podemos alcanzar nuestras metas.

A mi papa, por su sabiduría, porque a pesar de todo siempre está ahí para aconsejarme, y a mi hermanita, que con todas sus locuras me alegraba en los momentos que menos tenía ganas hacer algo por la vida.

A mami Berta y a mis tías, porque siempre estuvieron allí cuando las necesite, dándome su cariño y colaboración y por siempre creer en mí.

A stephania, por todo su amor y tolerancia, por llegar a mi vida en el momento que más la necesitaba, por convertirse en mi vida y sobre todo por aguantarme todas y cada una de mis bobadas, locuras y problemas.

A ponti, porras y coche, por convertirse en esos amigos incondicionales con los que siempre cuentas, por esos pocos momentos de estudio y todos esos momentos de jolgorio y trago, con los que compartí alegrías y tristezas y me di cuenta que no siempre hay que ser ñoños para alcanzar los objetivos.

Y a todas esas personas que se me escapan y de alguna manera contribuyeron a que culminaran mis estudios y alcanzara este logro.

**MARVIN BRAYAN ZAPA BOHORQUEZ.**

## **DEDICATORIA**

Este proyecto de grado lo dedico a mi Dios, a quien le doy las gracias por acompañarme en todo momento y llenarme de fortaleza, sabiduría y bendiciones, haciendo de mi cada día una mejor persona.

A mis tres madres (Elsa, Elba, Mary) y a mi padre (Roberto), cada uno con su particular forma de quererme me inculcaron excelentes valores, siendo guías y soportes incondicionales en mi vida. No puedo expresarles en palabras lo afortunado que soy de pertenecer a esta gran familia.

A Cetica, mi compañera incondicional y más en esos momentos difíciles que con su amor me lleno de fuerza y determinación para alcanzar mis metas.

A Marvin, quien es en realidad un ejemplo de persona, gracias por su amistad y paciencia.

**MARIO ANDRÉS PORRAS RODRÍGUEZ.**

## **AGRADECIMIENTOS**

Expresamos nuestros más sinceros agradecimientos a:

Esp. Erik Giovany Montes Páez, director de nuestro proyecto de investigación; Por el apoyo ofrecido a lo largo de este proceso, por la orientación brindada en momentos de confusión y por la dedicación de su poco tiempo libre a atendernos.

Al M.Sc. Fernando Enrique Calvete Gonzales por su exigencia y aporte para culminar nuestro proyecto.

A la Universidad Industrial de Santander, a la Escuela de Ingeniería de Petróleos y sus docentes porque a pesar de sus múltiples inconvenientes contribuyen en la formación ética y profesional de sus estudiantes.

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	21
1. MARCO CONCEPTUAL	23
1.1 SISTEMA DE PRODUCCIÓN	23
1.1.1 Capacidad de producción del sistema	25
1.1.2 Optimización del sistema de producción	26
1.2 ANÁLISIS NODAL	27
1.3 ANÁLISIS NODAL APLICADO A POZOS EN FLUJO NATURAL.	30
1.4 ANÁLISIS NODAL APLICADO A POZOS CON ESP Y PCP.	31
1.5 ANÁLISIS NODAL APLICADO A POZOS CON BOMBEO MECÁNICO.	32
1.6 ANÁLISIS NODAL APLICADO A POZOS CON GAS LIFT.	33
1.7 MODELAMIENTO IPR	35
1.7.1 Índice de productividad IP	35
1.7.2 Modelos IPR	36
1.8 MODELAMIENTO DE FLUJO A TRAVÉS DE TUBERÍA.	41
1.8.1 Correlaciones para flujo.	42
2. ANÁLISIS CUALITATIVO DE LOS SOFTWARE	51
2.1 PIPESIM.	51
2.1.1 Montaje mecánico	52
2.1.2 Carga de la data	52
2.1.3 Observaciones	58
2.1.4 Datos de salida	65
2.1.5 Reporte y manejo de resultados	67
2.2 WELLFLO	68
2.2.1 Carga de Data	69
2.2.2 Observaciones	76
2.2.3 Datos de salida	82

2.2.4 Reporte y manejo de resultados.	84
2.3 VIRTUWELL	86
2.3.1 Carga de Data	86
2.3.2 Observaciones	90
2.3.3 Datos de salida	92
2.3.4 Reporte y manejos de resultados	92
2.4 SNAP	94
2.4.1 Carga de Data	94
2.4.2 Observaciones	100
2.4.3 Datos de salida	105
2.4.4 Reporte y manejo de resultados	106
3. ANÁLISIS CUANTITATIVO DE LOS SOFTWARE	108
3.1 DISEÑO DE EXPERIMENTAL	108
3.1.1 Diseño de experimentos	108
3.1.2 Escenarios para el análisis	109
3.2 RESULTADOS PIPESIM	119
3.2.1 Pozo en flujo natural	119
3.2.2 Pozo con bombeo electro sumergible ESP.	121
3.2.3 Pozo con bombeo por cavidades progresivas PCP.	123
3.2.4 Pozo con gas lift.	125
3.2.5 Pozo horizontal	127
3.3 RESULTADOS WELLFLO	130
3.3.1 Pozo en flujo natural	130
3.3.2 Pozo con bombeo electro sumergible ESP.	132
3.3.3 Pozo con bombeo por cavidades progresivas PCP.	133
3.3.4 Pozo con gas lift	135
3.3.5 Pozo horizontal	136
3.3.6 Pozo con jet pump.	138
3.3 RESULTADOS VIRTUWELL.	140
3.3.1 Pozo en flujo natural	140

3.3.2 Pozo horizontal.	142
3.4 RESULTADOS SNAP.	144
3.4.1 Pozo en flujo natural	144
3.4.2 Pozo con gas Lift	145
3.4.3 Pozo horizontal	146
3.4.4 Pozo con Jet Pump	147
4. ANÁLISIS COMPARATIVO	150
4.1 INTERFAZ GRAFICA.	150
4.2 INFORMACIÓN REQUERIDA	150
4.3 CALIBRACIÓN DE PROPIEDADES	151
4.4 CÁLCULOS IPR	151
4.5 COMPORTAMIENTO HIDRÁULICO	152
4.6 SIMULACIÓN SLA	153
4.7 REPORTE DE RESULTADOS	154
4.8 INTEROPERABILIDAD	155
5. CONCLUSIONES	157
6. RECOMENDACIONES	159
BIBLIOGRAFÍA	160

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Elementos principales del sistema de producción.....	23
Figura 2. Comportamiento de la presión en el sistema de producción. ....	25
Figura 3. Capacidad de producción. Curvas inflow – outflow.....	26
Figura 4. Optimización del sistema. ....	27
Figura 5. Selección de nodos. ....	29
Figura 6. Nodo solución bomba sistema con ESP y PCP.....	32
Figura 7. Nodo solución en bomba de sistema de bombeo mecánico.....	33
Figura 8. Nodo solución en válvula de sistema con GAS LIFT. ....	34
Figura 9. Efecto del GLR en sistemas con GAS LIFT.....	34
Figura 10. Diagrama montaje mecánico del pozo PIPESIM. ....	52
Figura 11. Modulo yacimiento-completamiento PIPESIM.....	53
Figura 12. Módulo de pozo. Modelo simple y detallado PIPESIM.....	54
Figura 13. Módulo de línea de flujo. Modelo simple y detallado PIPESIM. ....	55
Figura 14. Modulo fluido PIPESIM. ....	56
Figura 15. Modulo correlaciones de flujo PIPESIM.....	57
Figura 16. Calibración a través de múltiples puntos PIPESIM. ....	59
Figura 17. Calculo de la productividad del yacimiento PIPESIM.....	60
Figura 18. Comparación de las correlaciones de flujo PIPESIM.....	61
Figura 19. Sección bombeo electro sumergible PIPESIM. ....	62
Figura 20. Levantamiento artificial GAS LIFT PIPESIM.....	64
Figura 21. Interfaz del sistema PCP PIPESIM. ....	65
Figura 22. Interfaz del análisis nodal PIPESIM. ....	66
Figura 23. Reporte de resultados. Gráfica y tabla PIPESIM. ....	68
Figura 24. Tipo de pozo y flujo WELLFLO.....	69
Figura 25. Correlaciones de flujo WELLFLO. ....	70
Figura 26. Referencia de profundidad WELLFLO. ....	71
Figura 27. Parámetros de fluido WELLFLO.....	72
Figura 28. Yacimiento WELLFLO.....	73
Figura 29. Desviación de pozo WELLFLO.....	73
Figura 30. Equipos de pozo WELLFLO.....	74
Figura 31. Equipos de superficie WELLFLO.....	74
Figura 32. Datos del terreno WELLFLO.....	74
Figura 33. Modelos de temperatura WELLFLO.....	75
Figura 34. Sistemas de levantamiento WELLFLO. ....	76
Figura 35. PVT tuning WELLFLO.....	77

Figura 36. Datos ESP WELLFLO. ....	79
Figura 37. Datos PCP WELLFLO. ....	80
Figura 38. Datos GAS LIFT WELLFLO. ....	81
Figura 39. Datos JET PUMP WELLFLO. ....	82
Figura 40. Condiciones operacionales WELLFLO. ....	83
Figura 41. Sensibilidades WELLFLO. ....	84
Figura 42. Resultados simulación WELLFLO. ....	85
Figura 43. Selección de gráficas WELLFLO. ....	85
Figura 44. Exportación a simulador WELLFLO. ....	85
Figura 45. Montaje del pozo VIRTUWELL. ....	87
Figura 46. Modulo propiedades del fluido VIRTUWELL. ....	88
Figura 47. Selección de correlación de flujo VIRTUWELL. ....	88
Figura 48. Modelo IPR VIRTUWELL. ....	89
Figura 49. Condición de operación VIRTUWELL. ....	89
Figura 50. Esquema para el método compuesto VIRTUWELL. ....	90
Figura 51. Módulo de comparación de correlaciones VIRTUWELL. ....	91
Figura 52. Ventana de resultados VIRTUWELL. ....	92
Figura 53. Gráfica del análisis nodal VIRTUWELL. ....	93
Figura 54. Esquema para exportación de datos VIRTUWELL. ....	93
Figura 55. Interfaz SNAP. ....	95
Figura 56. Modulo general SNAP. ....	95
Figura 57. Módulo PVT SNAP. ....	96
Figura 58. Módulo inflow SNAP. ....	96
Figura 59. Modulo completamiento SNAP. ....	97
Figura 60. Modulo línea de flujo SNAP. ....	98
Figura 61. Modulo pozo SNAP. ....	98
Figura 62. Modulo levantamiento artificial SNAP. ....	99
Figura 63. Modulo sensibilidades SNAP. ....	99
Figura 64. Modulo datos actuales SNAP. ....	100
Figura 65. Ajustes con bases de datos de pruebas de pozo SNAP. ....	101
Figura 66. Tutor de correlación de pérdidas de pozo SNAP. ....	103
Figura 67. Gas lift sin y con diseño SNAP. ....	104
Figura 68. Jet Pump SNAP. ....	105
Figura 69. Variación de sensibilidades SNAP. ....	105
Figura 70. Calculo simulaciones SNAP. ....	106
Figura 71. Grafica Inflow y Outflow SNAP. ....	106
Figura 72. Reporte base SNAP. ....	107
Figura 73. Diagramas de Pareto para Q. Escenario 2 y 1 PIPESIM. ....	119
Figura 74. Diagramas de Pareto para Pwf. Escenario 2 y 1 PIPESIM. ....	120

Figura 75. Diagramas de Pareto para Pwh. Escenario 2 y 1 PIPESIM.....	120
Figura 76. Diagramas de Pareto para Q ESP. Escenario 2 y 1 PIPESIM.....	121
Figura 77. Diagramas de Pareto para Pwf ESP. Escenario 2 y 1 PIPESIM. ...	121
Figura 78. Diagramas de Pareto para Pwh ESP. Escenario 2 y 1 PIPESIM. ...	122
Figura 79. Diagramas de Pareto para Q PCP. Escenario 2 y 1 PIPESIM. ....	123
Figura 80. Diagramas de Pareto para Pwf PCP. Escenario 2 y 1 PIPESIM. ...	123
Figura 81. Diagramas de Pareto para Pwh PCP. Escenario 2 y 1 PIPESIM. ...	124
Figura 82. Diagramas de Pareto para Q GL. Escenario 2 y 1 PIPESIM. ....	125
Figura 83. Diagramas de Pareto para Pwf GL. Escenario 2 y 1 PIPESIM.....	125
Figura 84. Diagramas de Pareto para Pwh GL. Escenario 2 y 1 PIPESIM.....	126
Figura 85. Diagramas de Pareto para Q PH. Escenario 2 y 1 PIPESIM.....	127
Figura 86. Diagramas de Pareto para Pwf PH. Escenario 2 y 1 PIPESIM. ....	127
Figura 87. Diagramas de Pareto para Pwh PH. Escenario 2 y 1 PIPESIM. ....	128
Figura 88. Diagramas de Pareto para Pwf. Escenario 1 y 2 WELLFLO. ....	130
Figura 89. Diagramas de Pareto para Pwh. Escenario 1 y 2 WELLFLO. ....	131
Figura 90. Diagramas de Pareto para Q. Escenario 1 y 2 WELLFLO.....	131
Figura 91. Diagramas de Pareto para Pwf ESP. Escenario 1 y 2 WELLFLO. .	132
Figura 92. Diagramas de Pareto para Pwh ESP. Escenario 1 y 2 WELLFLO. .	132
Figura 93. Diagramas de Pareto para Q ESP. Escenario 1 y 2 WELLFLO. ....	133
Figura 94. Diagramas de Pareto para Pwf PCP. Escenario 1 y 2 WELLFLO. .	133
Figura 95. Diagramas de Pareto para Q PCP. Escenario 1 y 2 WELLFLO. ....	134
Figura 96. Diagramas de Pareto para Pwf GL. Escenario 1 y 2 WELLFLO. ...	135
Figura 97. Diagramas de Pareto para Pwh GL. Escenario 1 y 2 WELLFLO. ..	135
Figura 98. Diagramas de Pareto para Q GL. Escenario 1 y 2 WELLFLO.....	136
Figura 99. Diagramas de Pareto para Pwf PH. Escenario 1 y 2 WELLFLO. ...	136
Figura 100. Diagramas de Pareto para Pwh PH. Escenario 1 y 2 WELLFLO. .	137
Figura 101. Diagramas de Pareto para Q PH. Escenario 1 y 2 WELLFLO.....	137
Figura 102. Diagramas de Pareto para Pwf JP. Escenario 1 y 2 WELLFLO. ...	138
Figura 103. Diagramas de Pareto para Q JP. Escenario 1 y 2 WELLFLO. ....	138
Figura 104. Diagramas de Pareto para Q. Escenario 1 y 2 VIRTUWELL. ....	140
Figura 105. Diagramas de Pareto para Pwf. Escenario 1 y 2 VIRTUWELL.....	141
Figura 106. Diagramas de Pareto para Q PH. Escenario 1 y 2 VIRTUWELL. ....	142
Figura 107. Diagramas de Pareto para Pwf PH. Escenario 1 y 2 VIRTUWELL. .	142
Figura 108. Diagramas de Pareto para Pwf. Escenario 1 y 2 SNAP.....	144
Figura 109. Diagramas de Pareto para Q. Escenario 1 y 2 SNAP. ....	145
Figura 110. Diagramas de Pareto para Pwf GL. Escenario 1 y 2 SNAP.....	145
Figura 111. Diagramas de Pareto para Q GL. Escenario 1 y 2 SNAP. ....	146
Figura 112. Diagramas de Pareto para Pwf PH. Escenario 1 y 2 SNAP. ....	146
Figura 113. Diagramas de Pareto para Q PH. Escenario 1 y 2 SNAP.....	147

Figura 114. Diagramas de Pareto para Pwf JP. Escenario 1 y 2 SNAP. ....147  
Figura 115. Diagramas de Pareto para Q JP. Escenario 1 y 2 SNAP.....148

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Data requerida en el módulo yacimiento-completamiento PIPESIM. ....	52
Tabla 2. Información requerida en el módulo de pozo PIPESIM. ....	54
Tabla 3. Información requerida en el módulo línea de flujo PIPESIM. ....	55
Tabla 4. Información requerida en el módulo del fluido PIPESIM. ....	56
Tabla 5. Data requerida para el modulo correlaciones de flujo PIPESIM. ....	57
Tabla 6. Fabricantes de equipos para ESP PIPESIM. ....	63
Tabla 7. Fabricantes de válvulas Gas Lift PIPESIM. ....	64
Tabla 8. Correlaciones de flujo WELLFLO. ....	70
Tabla 9. Parámetros de flujo WELLFLO. ....	71
Tabla 10. Yacimiento WELLFLO. ....	72
Tabla 11. Modelos IPR WELLFLO. ....	77
Tabla 12. Correlaciones de pérdidas WELLFLO. ....	78
Tabla 13. Bombas ESP según fabricantes WELLFLO. ....	79
Tabla 14. Fabricantes válvulas GAS LIFT WELLFLO. ....	81
Tabla 15. Información requerida en la sección del pozo VIRTUWELL. ....	86
Tabla 16. Información requerida en la sección de fluidos VIRTUWELL. ....	87
Tabla 17. Correlaciones y tablas PVT SNAP. ....	100
Tabla 18. Modelos IPR SNAP. ....	102
Tabla 19. Correlaciones de pérdidas en línea de flujo y pozo SNAP. ....	102
Tabla 20. Modelos de válvulas Gas Lift SNAP. ....	104
Tabla 21. Condiciones del Caso Flujo Natural. ....	109
Tabla 22. Condiciones del Caso ESP. ....	110
Tabla 23. Condiciones del Caso PCP. ....	111
Tabla 24. Condiciones del Caso GAS LIFT. ....	112
Tabla 25. Condiciones del Caso HORIZONTAL. ....	113
Tabla 26. Condiciones del caso JET PUMP. ....	114
Tabla 27. Variables seleccionadas para sensibilización según caso. ....	115

Tabla 28. Calculo total de experimentos o simulaciones. ....	116
Tabla 29. Factores y niveles de los diseños experimentales. ....	117
Tabla 30. Efectos globales de los parámetros sensibilizado PIPESIM.....	129
Tabla 31. Efectos globales de los parámetros sensibilizados WELLFLO.....	139
Tabla 32. Efectos globales de los parámetros sensibilizados. VIRTUWELL....	143
Tabla 33. Efectos globales de los parámetros sensibilizados. SNAP. ....	149
Tabla 34. Análisis comparativo de los criterios. ....	155
Tabla 35. Escala de recomendación para emplear los simuladores. ....	156

## RESUMEN

**TITULO:** EVALUACIÓN DE LOS MÉTODOS EMPLEADOS EN SOFTWARE COMERCIALES PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN DE CRUDO POR ANÁLISIS NODAL<sup>1</sup>

**AUTORES:** MARIO ANDRÉS PORRAS RODRÍGUEZ

MARVIN BRAYAN ZAPA BOHORQUEZ<sup>2</sup>

**PALABRAS CLAVES:** Análisis nodal, software comercial, PIPESIM, WELLFLO, SNAP, VIRTUWELL, análisis comparativo.

**CONTENIDO:** Realizar un seguimiento de los sistemas de producción y proponer las alternativas necesarias para mejorar el desempeño actual de estos, es un objetivo primordial en la operación de un proyecto de explotación; en consecuencia, se desarrollan software comerciales que ayudan a los ingenieros a modelar los diferentes procesos y fenómenos que se presenten en la producción de un pozo.

El objetivo del presente trabajo de investigación es estudiar y comparar distintos simuladores que empleen la técnica de análisis nodal para optimizar la producción de crudo. Las herramientas son elegidas debido al uso frecuente que presentan en la industria y la disponibilidad de las licencias académicas que tienen, por ello los programas seleccionados son PIPESIM, WELLFLO, SNAP y VIRTUWELL.

Para alcanzar esto, se realiza una evaluación cualitativa de las características generales, los tipos de pozo y sistemas de levantamiento artificial que ofrecen cada uno de los simuladores. De la misma manera, se plantea una evaluación cuantitativa a partir de un análisis estadístico para observar el efecto generado por los cambios de los parámetros y las condiciones en los métodos para calcular caudales y presiones de fondo y cabeza presentes en distintos escenarios de diferentes sistemas de producción.

Finalmente se establece un análisis comparativo con ayuda de criterios originados desde los análisis cualitativo y cuantitativo para determinar las ventajas y desventajas que ofrecen cada uno de los software y señalar los escenarios bajo los cuales los simuladores modelen mejor los diferentes sistemas de producción.

---

<sup>1</sup> Tesis de grado.

<sup>2</sup> Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleos. Director: Erik Giovany Montes Páez.

## ABSTRACT

**TITLE: EVALUATION OF METHODS USED IN COMMERCIAL SOFTWARE TO ENHANCE OIL PRODUCTION BY NODAL ANALYSIS.<sup>3</sup>**

**AUTOR: MARIO ANDRÉS PORRAS RODRÍGUEZ**

**MARVIN BRAYAN ZAPA BOHORQUEZ<sup>4</sup>**

**KEYWORDS:** Nodal analysis, commercial software, PIPESIM, WELLFLO, SNAP, VIRTUWELL, comparative analysis.

**CONTENT:** Among the production operation, it is necessary to propose alternatives to improve the current performance of the well, as the main goal when studying and developing a mining Project. Therefore, commercial software gains importance in the industry, as a tool that supports and assists engineers to model different processes and phenomena during the well production.

The aim of this research is to test and compare different simulators that use nodal analysis technique to optimize oil production. Tools are chosen under two parameters; the frequent use in the industry and the availability of academic licenses. Thus, the programs selected are PIPESIM, WELLFLO, SNAP and VIRTUWELL.

Approaching this, a qualitative evaluation of the general characteristics, the types of Well and the artificial lift systems of each simulator is conducted. Alike, a quantitative evaluation from a statistical analysis, examines the effect generated by parameters and conditions changing in the methods, to calculate rates and bottomhole and wellhead pressures in different production system cases.

As a final step, a comparative exercise is made using criteria arising from the qualitative and quantitative analysis to establish advantages and disadvantages offered by each of the software and identify scenarios under which the best simulators model the different production systems.

---

<sup>3</sup> Thesis degree.

<sup>4</sup> Physicochemical engineering department. Petroleum engineering school. Director: Erik Giovany Montes Páez.

## INTRODUCCIÓN

Monitorear los sistemas de producción y proponer las alternativas necesarias para mejorar el desempeño actual de estos, es el principal objetivo de la ingeniería de producción. Estas actividades suelen ser parte de las decisiones integrales que se deben generar para crear los mejores escenarios de productividad posible, los cuales son trascendentales a la hora de minimizar los riesgos que se puedan presentar en la operación y explotación de un campo; para ello, existen simuladores comerciales que ayudan a los ingenieros a modelar los procesos y fenómenos que se presentan en los pozos de un campo.

Con estas herramientas es posible gestar alternativas para mejorar el desempeño de los sistemas de producción y con ello, aumentar la productividad de los pozos, sin embargo, garantizar que los resultados obtenidos en la herramienta sean los más adecuados para cumplir los objetivos, es de cierta manera dejar al azar la vida productiva del campo. Por eso, se hace necesario evaluar estas herramientas con el propósito de garantizar que las alternativas concebidas sean veraces y eficientes, y de esta forma aprovechar al máximo el potencial real que los pozos puedan ofrecer.

En este trabajo se expone un análisis detallado de cuatro simuladores: Pipesim, Wellflo, Virtuwel y Snap, que aplican la técnica de análisis nodal para analizar los sistemas de producción, soportado en las notaciones originadas a partir de la interacción con las aplicaciones y algunas herramientas de la estadísticas. El ejercicio consta de cuatro capítulos; el primer capítulo es referido a los fundamentos teóricos que enmarcan las bases principales para el desarrollo de los programas. En el segundo capítulo se expone con ayuda de criterios establecidos una evaluación cualitativa de las herramientas seleccionadas. En el tercer capítulo se realiza un análisis cuantitativo a partir de las respuestas obtenidas en las

simulaciones de diferentes escenarios propuestos, y por último, en el capítulo cuatro, se plantea un análisis comparativo con ayuda de los resultados obtenidos en las actividades de los capítulos dos y tres.

Al finalizar este ejercicio, se conocerán las características que presentan los simuladores evaluados, las sensibilidades a los cambios de las variables que afectan los cálculos y las ventajas y desventajas que existen entre ellos.

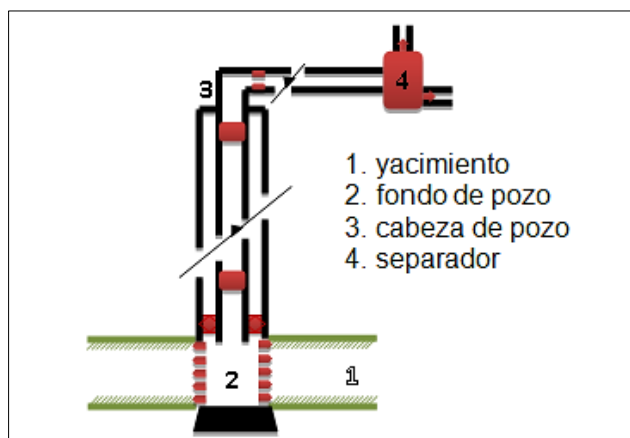
## 1. MARCO CONCEPTUAL

### 1.1 SISTEMA DE PRODUCCIÓN

El sistema de producción está conformado por el yacimiento, el completamiento, el pozo y las líneas de superficie hasta el separador. El yacimiento es la unidad de flujo donde se encuentra almacenado el crudo, el cual se ha formado a través de procesos geológicos a lo largo del tiempo. El completamiento ya sea perforaciones o empaquetamiento, así como los diferentes tipos de pozos y las líneas de flujo en superficie son las obras de ingeniería que se han implementado para la extracción de este recurso.

Cabe mencionar que el proceso de producción es el recorrido que debe hacer el fluido desde la parte externa del área de drenaje del yacimiento hasta la entrega que se hace en la estación de separación, además en este proceso los fluidos presentan una presión inicial, la cual se conoce como presión estática del yacimiento, y la presión final que es la que el separador recibe los fluidos. La siguiente imagen presenta los elementos principales en el sistema de producción.

**Figura 1.** Elementos principales del sistema de producción.



**Fuente:** modificado de BEGGS DALE. Production Optimization Using NODAL™ Analysis. 1991

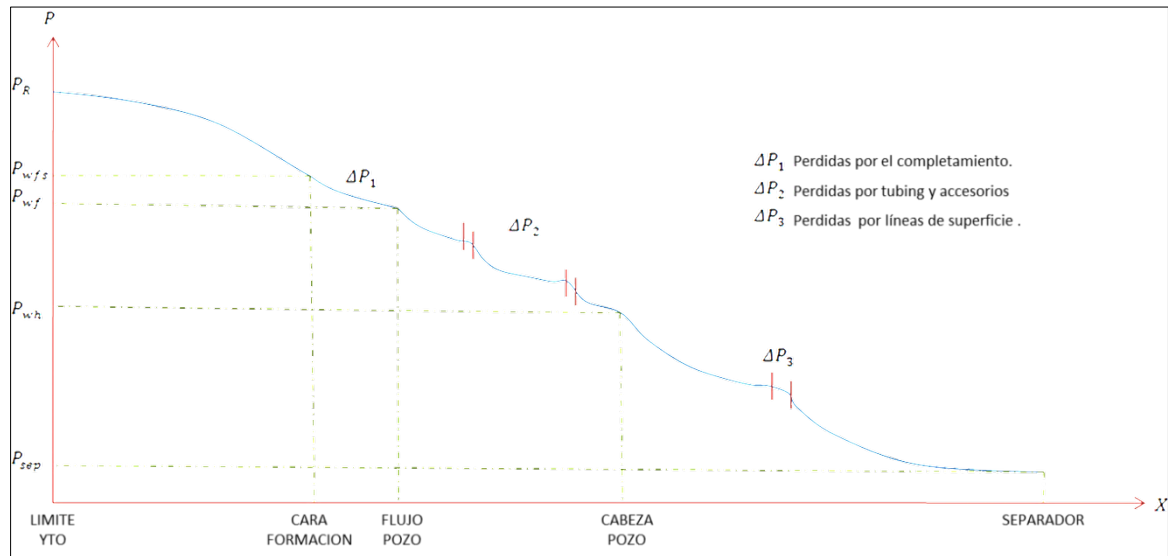
En la primera etapa del sistema el fluido debe recorrer el medio poroso hasta llegar a la cara de la formación.

En este punto la energía natural con la que cuenta el fluido disminuye debido a las propiedades del medio poroso, las propiedades del fluido y los fenómenos de restricción que se puedan presentar en la interacción formación-pozo. Al llegar al completamiento, segunda parte del sistema, el fluido debe atravesar las perforaciones, ya sean cañoneos para formaciones consolidadas o empaquetamientos con grava para formaciones poco consolidadas; en cualquiera de los casos el fluido nuevamente pierde energía y llega al fondo del pozo con una presión, la cual se conoce como presión del fondo fluyendo  $P_{wf}$ .

En la tercera etapa del sistema, conocida como pozo, el fluido una vez más pierde energía en su recorrido para llegar a superficie. La pérdida de energía en esta etapa es debido a que el fluido debe vencer la fuerza gravitatoria y la fricción ofrecida por las paredes internas de la tubería. La etapa final del sistema se conoce como línea de flujo, la cual cuenta generalmente con un elemento conocido como choque de superficie que en la mayoría de los casos se encuentra cerca de la cabeza del pozo.

Este elemento facilita la pérdida de energía hasta alcanzar la presión óptima de separación, que es la presión a la cual se obtendrá mayor cantidad de líquidos del fluido. Esta presión es con la que obligatoriamente se debe diseñar la estación de separación y se obtiene a partir de pruebas de fluido en laboratorio conocidas como pruebas PVT.

**Figura 2.** Comportamiento de la presión en el sistema de producción.



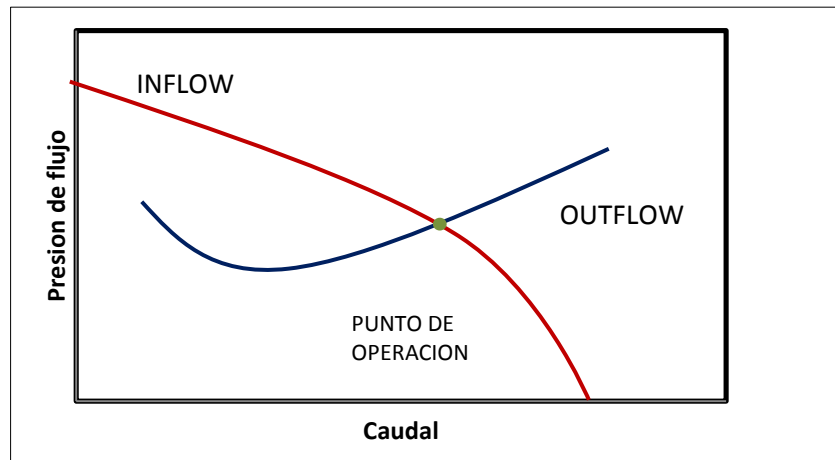
**Fuente:** modificado de BEGGS DALE. Production Optimization Using NODAL™ Analysis. 1991

**1.1.1 Capacidad de producción del sistema.** La pérdida de energía en el sistema, depende además, de las propiedades del fluido y las características de los componentes que conforman el sistema, especialmente del caudal de fluidos transportados, de tal manera que la capacidad de producción responde a un balance entre la capacidad de aporte del yacimiento y el requerimiento de energía de la instalación para disponer los fluidos en la superficie. La pérdida total de energía es la diferencia entre la presión estática del yacimiento  $P_{ws}$  y la presión del separador  $P_{sep}$ . Cada componente aporta pérdidas de energía.

**Curvas de oferta y demanda.** Las representaciones gráficas de la presión de llegada de los fluidos en función del caudal de producción se denominan curvas de oferta (inflow), y la representación gráfica de la presión de salida en un componente del sistema en función del caudal de producción se conoce como curva de demanda (outflow). Para estimar la capacidad de producción del sistema es necesario construir estas gráficas, y para ello necesario conocer los fenómenos energéticos que ocurren en el yacimiento y en las tuberías. Los primeros son modelados a partir de la relación del desempeño del influjo IPR, y los otros se

modelan a través de las correlaciones de flujo en tuberías conocido también como el desempeño del levantamiento vertical VLP. El modelamiento IPR y VLP serán estudiados más adelante.

**Figura 3.** Capacidad de producción. Curvas inflow – outflow.

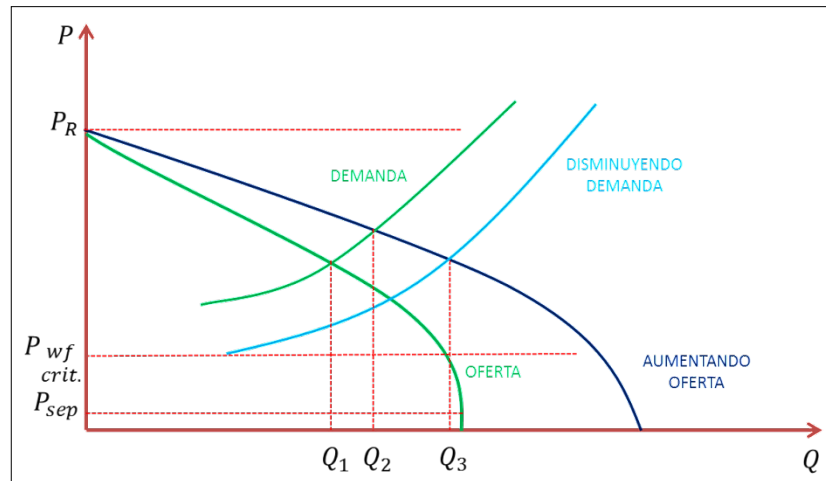


**Fuente:** modificado de BEGGS DALE. Production Optimization Using NODAL™ Analysis. 1991

**1.1.2 Optimización del sistema de producción.** De los aspectos más importantes en la producción de un pozo es mejorar el funcionamiento del mismo; para ello se debe monitorear constantemente el estado de producción del sistema y realizar optimizaciones cuando sea necesario. El proceso de optimizar consiste en eliminar o minimizar las restricciones al flujo tanto en fondo como en superficie, para ello es necesaria la realización de múltiples balances con diferentes valores de las variables más importantes que intervienen en el proceso y posteriormente cuantificar el impacto que dichas variables generan sobre la capacidad de producción del sistema. Una de las técnicas que se utiliza para realizar la optimización se conoce como análisis nodal. Esta técnica puede aplicarse en pozos que producen naturalmente o con algún sistema de levantamiento y que están operando de manera ineficiente. Actualmente la técnica ha sido implementada en distintos simuladores de producción, cada uno con su propio método para aplicarla. Posteriormente se evaluarán diferentes simuladores que

empleen esta técnica con el objetivo de determinar la mejor herramienta al momento de optimizar el sistema de producción.

**Figura 4.** Optimización del sistema.



**Fuente:** modificado de MAGGIOLO RICARDO. Optimización integral de sistemas de producción utilizando análisis nodal. Curso Bucaramanga, Santander. 2009.

## 1.2 ANÁLISIS NODAL

El análisis nodal se define como una metodología aproximada para evaluar completamente y optimizar el sistema de producción, con el propósito de combinar los distintos componentes para gas o petróleo y determinar la mejor tasa de flujo. Esta metodología presenta la forma de aplicar el análisis al sistema completo del pozo desde el límite exterior del yacimiento hasta la cara de la formación, la sección del completamiento hasta el orificio de entrada a la tubería, las sartas de tubería ascendentes y las líneas de flujo incluyendo cualquier tipo de restricciones y válvulas de seguridad del subsuelo, estranguladores en superficie, hasta el separador.

Para realizar el análisis nodal y evaluar el desempeño del sistema de producción se debe seleccionar un punto en el sistema y dividirlo. La selección del nodo depende del componente o variable que se quiere aislar para evaluar y mostrar su efecto en el sistema. Para solucionar el sistema se tienen los nodos solución y los nodos funcionales. Los nodos de solución principales se establecen en el Yacimiento (medio poroso), Fondo de pozo, Cabeza de pozo y Separador.

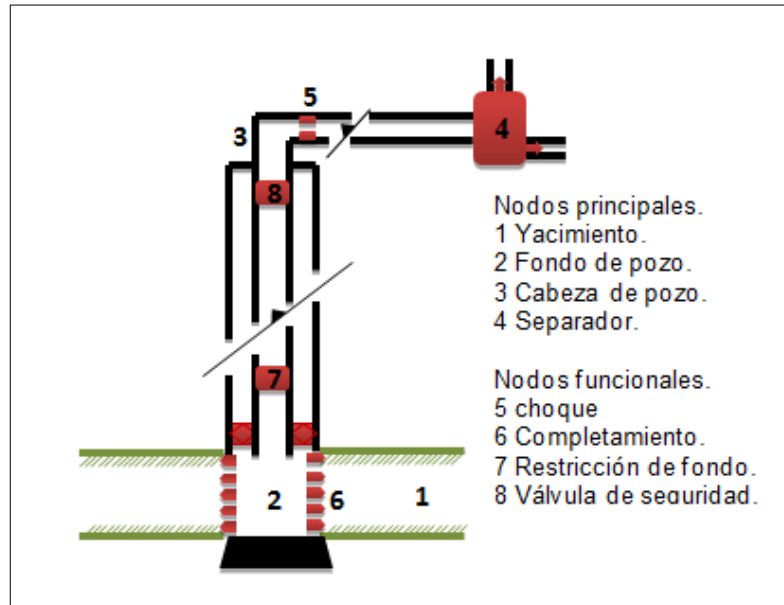
Los nodos funcionales se definen cuando existe un diferencial de presión a través de él y hay una respuesta en presión o tasa de flujo. Hay varias herramientas de fondo o superficie y métodos de completamiento que se consideran nodos funcionales como los estranguladores de fondo, válvulas de seguridad y empacados con grava. La figura 5 nos muestra las posiciones de los nodos principales y funcionales más comunes en un sistema de producción.

Los componentes aguas arriba (upstream) es decir por debajo del nodo comprenden la entrada y los componentes aguas abajo (downstream) es decir por encima comprenden la salida, además la relación entre el caudal y la caída de presión debe estar disponible para cada componente del sistema. Para cualquier tiempo hay dos presiones que no cambian con el caudal: la presión del yacimiento  $P_R$  y la presión de salida del sistema que generalmente es la del separador  $P_{sep}$ . A partir de aquí se establecen las relaciones en el nodo:

Entrada del nodo:  $P_{nodo} = P_R - \Delta P$ .      Salida del nodo:  $P_{nodo} = P_{sep} + \Delta P$ .

La capacidad de producción del sistema depende de dónde ocurra la caída de presión aunque la caída total en un tiempo cualquiera será  $P_R - P_{sep}$ .

**Figura 5.** Selección de nodos.



**Fuente:** modificado de BEGGS DALE. Production Optimization Using NODAL™ Analysis. 1991

El caudal puede ser determinado una vez los siguientes requisitos son cumplidos:

- Flujo de entrada igual al flujo de salida en el nodo
- Solo una presión puede existir en el nodo.

La técnica del análisis punto a punto es utilizado para:

- Determinar el diámetro del tubing.
- Determinar el diámetro de tubería de flujo.
- Diseño de empaquetamiento.
- Diámetros del choque de superficie.
- Diámetros de la válvula de seguridad.
- Análisis de restricciones anormales.
- Diseño de sistema de levantamiento.
- Evaluación de estimulaciones.
- Determinar el efecto de compresión en rendimiento en pozos de gas.
- Análisis de efectos de densidad.
- Predecir el efecto de la depleción en la capacidad de producción.
- Analizar sistemas de producción multipozos.
- Relacionar desempeño del pozo en el tiempo.

### 1.3 ANÁLISIS NODAL APLICADO A POZOS EN FLUJO NATURAL.

El análisis de las variables se puede realizar mediante un procedimiento gráfico con ayuda de las correlaciones para flujo en tuberías y el modelamiento IPR. El procedimiento para realizar el análisis a groso modo es determinar la entrada y salida del nodo seleccionado como se mencionó en párrafos anteriores, teniendo en cuenta siempre todas las caídas de presión que se puedan generar en el sistema que se está evaluando.

**Nodo solución en fondo de pozo.** Localizado en el centro del pozo, a la mitad de las perforaciones o cañoneos, es el más utilizado ya que divide al sistema en dos componentes, el yacimiento y el sistema total de tuberías. Este nodo es la mejor opción al momento de revisar los tratamientos de estimulación que se le realizan al pozo.

**Nodo solución en cabeza de pozo.** Esta posición divide el sistema en dos, uno, las líneas de flujo y el separador y dos, el yacimiento y el tubing. Al tomar ese punto el sistema aísla la línea de flujo, facilitando observar el cambio de estas en las tasa de flujo y comparar el comportamiento de dichas tasas en combinaciones de tubería.

**Nodo solución en el separador.** Es la posición final del sistema y la presión generalmente permanece constante. Si se toma este punto, se puede visualizar con facilidad el efecto de la presión del separador sobre las tasa de flujo. Algunos pozos presentan aumentos significativos en la producción cuando se modifica esta presión, y estos cambios son influenciados por todo el sistema y por tanto se debe analizar el pozo de forma detallada.

**Nodo solución en el medio poroso.** Esta es la posición menos práctica para realizar el análisis ya que permite analizar solamente los cambios en la energía del yacimiento.

#### **1.4 ANÁLISIS NODAL APLICADO A POZOS CON ESP Y PCP.**

El objetivo de analizar este tipo de pozos mejorar la eficiencia de flujo, aumentar la producción y disminuir el consumo eléctrico de la bomba, es decir si se aplica el análisis nodal a este sistema podemos determinar el tamaño y la potencia mínima requerida de la bomba, así como la profundidad y velocidad optima de la bomba y el efecto del separador de gas de fondo si se encuentra presente<sup>5</sup>.

Para realizar el análisis, se selecciona el nodo en la bomba, el cual debe manejarse de manera independiente en el sistema. La presión del nodo a la entrada de la bomba está definida por  $P_{up}$  y la presión a la descarga está dada por  $P_{dn}$ .

$$\Delta P = P_{dn} - P_{up}$$

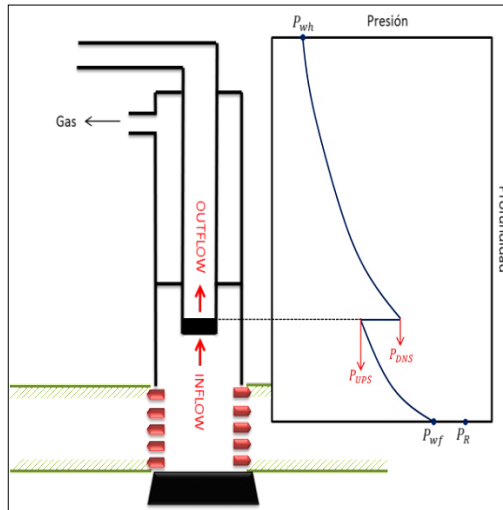
$$\text{Inflow} = P_{up} = P_{yac} - \Delta P_{\text{completamiento}} - \Delta P_{\text{casing.}}$$

$$\text{Outflow} = P_{dn} = P_{sep} + \Delta P_{\text{tubing}} + \Delta P_{\text{línea superficie.}}$$

---

<sup>5</sup> GIL RODRÍGUEZ JAVIER. Optimización de los pozos con levantamiento artificial por bombeo electro sumergible del campo yarigui - cantagallo utilizando la técnica de análisis nodal. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. 2010

**Figura 6.** Nodo solución bomba sistema con ESP y PCP.



**Fuente:** modificado de BEGGS DALE. Production Optimization Using NODAL™ Analysis. 1991

### 1.5 ANÁLISIS NODAL APLICADO A POZOS CON BOMBEO MECÁNICO.

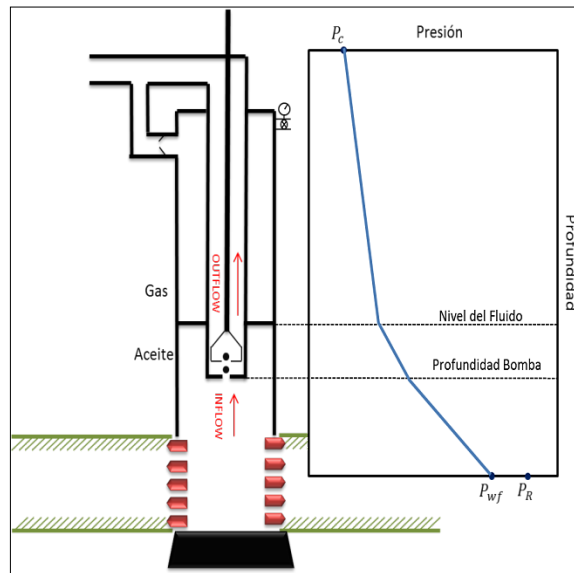
El sistema de bombeo mecánico presenta dos características no comunes con el sistema de flujo natural, que son, la ausencia de un empaque en el pozo y la conexión del anular a la cabeza del pozo y la línea de flujo. Para un pozo con levantamiento artificial por bombeo mecánico al cual se le desea evaluar el desempeño operativo, es recomendable emplear como nodo solución la posición de entrada de la bomba o el cabezal del pozo. El balance de presiones nos permite establecer las relaciones de inflow y outflow; y para la evaluación de las soluciones encontradas se cuenta con unas relaciones matemáticas disponibles en el proyecto de investigación de Ricardo Díaz<sup>6</sup>.

$$\text{Inflow} = P_{wf} = P_{yac} - \Delta P_{\text{formacion}}$$

$$\text{Outflow} = P_{wf} = P_{wh} + \Delta P_{\text{tubing}} - \left(\frac{F_o}{A_p}\right); \frac{F_o}{A_p} = \text{Factores asociados a la bomba del subsuelo}$$

<sup>6</sup> DÍAZ RICARDO. Análisis Nodal en la Optimización de la Producción de los Pozos del Campo Colorado. Trabajo de Grado. Universidad Industrial de Santander. 2009

**Figura 7.** Nodo solución en bomba de sistema de bombeo mecánico.



**Fuente:** modificado de BEGGS DALE. Production Optimization Using NODAL™ Analysis. 1991

## 1.6 ANÁLISIS NODAL APLICADO A POZOS CON GAS LIFT.

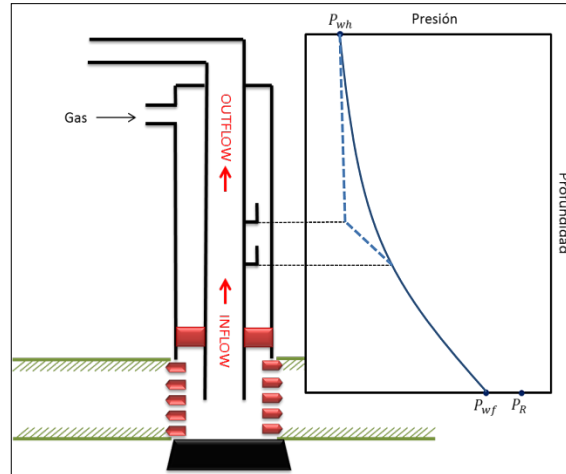
La operación de un pozo con sistema de levantamiento por gas es similar a un pozo en flujo natural. El gas es inyectado dentro del tubing a través de una válvula a una profundidad fija. Esto hace que la relación gas-liquido desde el punto de inyección hasta superficie aumente y ocurra una disminución en la presión hidrostática del tubing, lo que genera un descenso de la presión de fondo. La única diferencia entre un pozo con gas lift y un pozo en flujo natural es que en algún punto de la tubería la relación gas-liquido cambia; además la profundidad a la cual puede ser ubicada la válvula de operación depende de la presión de inyección disponible.<sup>7</sup> El desempeño de un pozo con gas lift puede ser analizado usando la técnica de análisis nodal de la misma manera que se emplea para un pozo en flujo natural. Cualquier nodo puede ser seleccionado dependiendo del parámetro que se quiera analizar. Si se quiere analizar el efecto del volumen de gas inyectado es conveniente seleccionar la válvula de trabajo como nodo.

<sup>7</sup> BEGGS DALE. Production Optimization Using NODAL™ Analysis. 1991

$$\text{Inflow} = P_v = P_{yac} - \Delta P_{\text{formacion}} - \Delta P_{\text{debajo de la válvula.}}$$

$$\text{Outflow} = P_v = P_{wh} + \Delta P_{\text{encima de la válvula}}$$

**Figura 8.** Nodo solución en válvula de sistema con GAS LIFT.



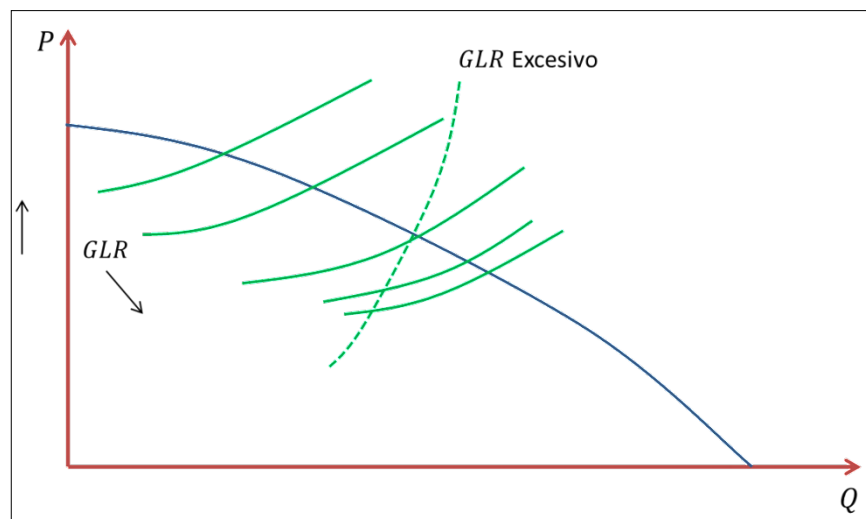
**Fuente:** modificado de BEGGS DALE. Production Optimization Using NODAL™ Analysis. 1991

Si se quiere determinar la tasa de gas óptima se debe seleccionar el nodo en fondo, y se plantean las expresiones de entrada y salida.

$$\text{Inflow} = P_{wf} = P_{yac} - \Delta P_{\text{formacion}}$$

$$\text{Outflow} = P_{wf} = P_{\text{sep}} + \Delta P_{\text{línea superficie}} + \Delta P_{\text{debajo de la válvula}} + \Delta P_{\text{encima de la válvula}}$$

**Figura 9.** Efecto del GLR en sistemas con GAS LIFT.



**Fuente:** modificado de BEGGS DALE. Production Optimization Using NODAL™ Analysis. 1991

El influjo será independiente de la relación gas-líquido que se obtenga a partir de la inyección del gas pero la caída de presión en la línea de flujo y la caída de presión en la tubería encima de la válvula cambiara si la relación gas-liquido cambia. Por otro lado como lo muestra la figura anterior, si la relación gas-liquido es demasiado alta el incremento de la caída de presión debido a la fricción excederá la disminución de la presión generada por la inyección del gas.

## **1.7 MODELAMIENTO IPR**

Para realizar el análisis nodal es necesario conocer el comportamiento IPR que presenta el pozo, puesto que generalmente este es el principal parámetro para construir las curvas de oferta (inflow) que se pueden obtener del sistema. El objetivo de la relación de desempeño del influjo (IPR) es establecer la relación entre la presión de flujo y la tasa de flujo. Los fenómenos que generalmente ocurren durante la producción son: el descenso de la presión si se mantiene el caudal constante, o el declinamiento del caudal si se mantiene la presión de flujo constante. Para establecer esta relación es necesario que se presente una estabilización de los perfiles de presión del yacimiento, la cual se alcanza en el estado pseudo estable PSS. Los modelos IPR para el estado PSS son ampliamente utilizados debido a que proporcionan ideas exactas del comportamiento de los pozos, además se presenta en aproximadamente el noventa y cinco por ciento de los pozos en el mundo.

**1.7.1 Índice de productividad IP.** El índice de productividad es una medida del potencial del pozo o de su capacidad de producir, es decir una característica del comportamiento de la formación que ayuda a definir la facilidad con que los fluidos están pasando desde la formación hasta el pozo; es una propiedad de los pozos comúnmente medida. Después de un período de cierre del pozo suficientemente largo para obtener equilibrio en la presión del yacimiento, y luego que el pozo haya producido a una rata estabilizada por un tiempo determinado se mide la presión

fluyente en el fondo,  $P_{wf}$ . La diferencia ( $p_e - P_{wf}$ ) se denomina presión diferencial o caída de presión.

$$J = Q (Bh/d) / \Delta P \text{ (psi)}$$

Existen muchas ecuaciones para modelar el influjo que ocurre en los pozos, pero lo que buscan a groso modo es analizar los diferentes parámetros que puedan afectar el índice de productividad que presenta dicho sistema. A continuación se presentaran de manera resumida algunos modelos existentes en la literatura.

### 1.7.2 Modelos IPR.

**IPR Para Yacimientos Sub Saturados.** Es una relación lineal determinada a partir de la solución de la ecuación de difusividad y las propiedades del yacimiento. Es una solución para para yacimientos que se encuentran en una sola fase y que presentan un flujo radial en una de drenaje circular con límite de presión constante y régimen de flujo laminar.

**IPR VOGEL<sup>8</sup>.** Para describir el comportamiento IPR en dos fases (yacimientos saturados) Vogel encontró una relación empírica que modela este comportamiento. También consideró que no había daño en la formación y a partir de esto construyó una gráfica dimensional para el IPR. El método de Vogel también puede ser aplicado para yacimientos subsaturados cuando la presión del fondo fluyendo es menor a la presión de burbuja. Este comportamiento considera solo el efecto de la roca y las propiedades de los fluidos en sistemas saturados. Esta relación no tiene en cuenta los efectos de flujo para altas velocidades que puedan existir en pozos con altas tasas.

**IPR FETKOVICH<sup>9</sup>.** Fetkovich 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

---

<sup>8</sup> VOGEL J.: Inflow Performance Relationship for Solutions Gas Drive Wells. Paper SPE 1476, 1968

<sup>9</sup> FETKOVICH M.J.: The Isochronal Testing Oil Wells. Paper SPE 4529, 1973

comportaban de manera similar en términos del índice de productividad. Este método considera los efectos de las altas velocidades y para aplicarlo, 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 caudales 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.

**IPR RAWLINS AND SCHELLHARDT<sup>10</sup>**. Rawlins and Schellhardt en 1935 después de realizar pruebas en 582 pozos, encontraron que para pozos de gas, en una escala logarítmica la diferencia entre el cuadrado de las presión promedio del yacimiento y la presión del fondo contra el cual de gas puede ser representada mediante una línea recta. El origen de esta línea recta es definido como el coeficiente de desempeño estabilizado de flujo y la pendiente es el recíproco de un coeficiente n relacionado con la velocidad de flujo del gas.

**IPR JONES<sup>11</sup>**. Método desarrollado para predecir el influjo en el pozo y analizar el desempeño del completamiento a partir del efecto generado por la turbulencia. El procedimiento puede ser empleado para analizar los efectos de un completamiento parcial, cambios en la geometría del completamiento y los resultados de pruebas buildup cuando la turbulencia genera grandes caídas de presión. Generalmente se aplica a pozos de gas y a pozos de aceite con altas tasas de flujo que tiene un potencial de producción elevado.

---

<sup>10</sup> RAWLINS et al.: Back Pressure Data on Natural Gas Wells and Their Application to Production Practices. Monograph Series. USBM, 1935

<sup>11</sup> JONES L.G.: use of short term multiple rate flow tests to predict performance of wells having turbulence. Mobil Research and Development Corp. SPE 6133. 1976

**IPR JOSHI<sup>12</sup>**. Expresión desarrollada para predecir el comportamiento en pozos horizontales con áreas de drenaje planas y rectangulares. JOSHI (1988) encontró que el drenaje en pozos horizontales era similar a fracturas verticales con conductividad infinita y analizo el efecto del daño y el factor de forma en la relación de influjo que presentaba el sistema yacimiento-pozo.

**IPR CHENG<sup>13</sup>**. Modelo desarrollado para predecir el comportamiento del influjo en pozos horizontales y desviados. A partir de la expresión de Vogel CHENG (1990) simulo datos de producción de diferentes pozos desviados y horizontales; asumiendo yacimientos homogéneos e isotrópicos planteó una relación entre el Angulo de desviación del pozo y los coeficientes que acompañan los términos de presión en la expresión de Vogel.

**IPR BENDAKHLIA & AZIZ<sup>14</sup>**. A partir del modelamiento de Vogel, AZIZ (1989) a través de simuladores comerciales analizo el efecto de las propiedades PVT del fluido, las permeabilidades relativas y los parámetros del yacimiento sobre el influjo que se presentaba en sistemas de pozos horizontales. La expresión determinada relaciona las presiones y los caudales en función del factor de recobro, el cual es hallado a partir de los parámetros que fueron analizados en la investigación.

**IPR FAWZI<sup>15</sup>**. Describe un esquema rápido para obtener curvas IPR dependientes del tiempo para pozos agotados de gas condensado a partir del balance de materia para yacimientos de gas condensado. En este trabajo los investigadores

---

<sup>12</sup> JOSHI S.D.: Effect of Drainage Area Shapes on the Productivity of Horizontal Wells. Paper SPE 18301. 1988

<sup>13</sup> CHENG A.M.: Inflow Performance Relationships for Solution-Gas-Drive Slanted/Horizontal Wells. Paper SPE 20720. 1990

<sup>14</sup> BENDAKHLIA H, and AZIZ K.: Inflow Performance Horizontal Wells Relationships for Solution-Gas Drive. Paper SPE 19823. 1989

<sup>15</sup> FAWZI M.: Inflow Performance Relationships for Gas Condensates. Paper SPE 63158. 2000

se basaron en la aproximación de Weller, la cual asume una saturación de aceite constante para cualquier punto del sistema en cualquier tiempo dado.

**IPR KABIR<sup>16</sup>.** Modelo que describe el comportamiento del influjo en pozos horizontales a partir de las condiciones de los límites externos del yacimiento, la localización del sistema y los efectos de daños mecánicos. Desarrollado a partir de los modelos de Vogel y Fetkovich, es empleado para yacimientos que presentan mecanismo de empuje por gas en solución.

**IPR WIGGINS.** En 1991, el investigador estudio el comportamiento del influjo en presencia de las tres fases y encontró una expresión basada en el modelo de Vogel que relacionaba la movilidad del aceite y los cambios de la presión promedio en el yacimiento. En 1993 el autor desarrollo una correlación generalizada empírica para corregir los problemas asociados al modelo creado en el 91. WIGGINS<sup>17</sup> en 2005 desarrollo un modelo para pozos horizontales, basado en un análisis por regresión lineal de resultados de simulaciones que describe: dos IPR empíricos que fueron desarrollados para estimar el desempeño de los pozos, uno general y el otro como función del recobro del yacimiento. Un IPR futuro también fue desarrollado para permitir la estimación del comportamiento futuro de la tasa-presión a partir de información de la prueba actual. Esta relaciones IPR son comparadas con otros IPR horizontales disponibles para obtener estimaciones razonables del comportamiento de pozos durante un amplio rango de condiciones operacionales.

**IPR MARTINEZ – PINTO - GARCIA<sup>18</sup>.** Modelo describe un tipo de correlación general de Vogel valida no solamente para yacimientos de aceites livianos si no

---

<sup>16</sup> KABIR C.S.: Inflow Performance of Slanted and Horizontal Wells in Solution-Gas Drive Reservoirs. Paper SPE 24056. 1992

<sup>17</sup> WIGGINS M.L.: A Two Phase IPR for Horizontal Oil Wells. Paper SPE 94302. 2005

<sup>18</sup> MARTINEZ V., GARCIA J., PINTO R.: Inflow Performance Relationships for Heavy Oil. Paper SPE 122292. 2009

para crudos pesados. A partir de una simulación de yacimientos numérica, ejecutada sobre variables como: permeabilidad, curvas de permeabilidad relativa, presión de yacimiento y propiedades PVT de los fluidos se desarrolla una ecuación general para el coeficiente V de la ecuación de Vogel que depende principalmente de la gravedad API y el WCUT del fluido del yacimiento.

**IPR CAMACHO<sup>19</sup>.** Modelo desarrollado a partir de tres preocupaciones para IPR bajo empuje de gas en solución. Primero, por medio de simulación numérica, examina los IPR cuando existe una región de daño alrededor del pozo. Segundo, aborda la predicción de un IPR futuro a partir de datos de pruebas. Por último, examina procedimientos para modificar la curva IPR incorporando el factor de daño (S). Desarrolla un modelo de diferencias finitas para evaluar IPR de yacimientos con empuje de gas en solución en un amplio rango de condiciones de producción (efectos del nivel de presión, estado del pozo y tipo de producción).

**IPR RETNANTO Y ECONOMIDES<sup>20</sup>.** Investigaron el comportamiento de pozos horizontales y multilaterales en yacimientos con empuje por gas en solución. Realizaron simulaciones con amplio rango de propiedades de la roca y los fluidos y características de los pozos; concluyeron que la depleción y la presión de burbuja generan un gran efecto en la relación de influjo.

**IPR SURKANO.** En 1995 SURKANO<sup>21</sup> desarrollo una correlación para modelar el influjo en pozos, basado en resultados de simulaciones que tuvieron en cuenta el efecto de la variación de la eficiencia de flujo a causa de cambios en el caudal y el factor de daño.

---

<sup>19</sup> CAMACHO R.G.: Inflow Performance Relationships for Solution Gas Drive Reservoirs. U. Tulsa. Journal of Petroleum Technology, May 1989

<sup>20</sup> RETNANTO A., ECONOMIDES J.: Inflow Performance Relationships of Horizontal and Multi branched Wells in a Solution Gas Drive Reservoir. Paper SPE 50659. 1998

<sup>21</sup> SURKANO P., WISNOGROHO A.: Generalized Two Phase IPR Curve Equation Under Influence of No Linear Flow Efficiency. Soc. Of Indonesian Petroleum Engineers Production Optimization Intl. Symposium, Bandung, Indonesia 1995

**IPR KLINS<sup>22</sup>**. Basado en el modelo de Vogel desarrollaron una expresión para predecir el comportamiento de los pozos en yacimientos con empuje por gas en solución. El modelo tuvo en cuenta los efectos de la presión de burbuja y la presión del yacimiento debido a las depleciones que ocurren en el reservorio.

**IPR DEL CASTILLO<sup>23</sup>**. Este modelo se observó que los parámetros del IPR están fuertemente relacionados a la presión y a la saturación del medio. En la investigación se asumió que la movilidad del aceite tiene una relación lineal con la presión promedio del yacimiento. A partir de estos perfiles de movilidad del aceite se encontraron unas constantes que relacionan un coeficiente que acompaña el término de segundo orden en la expresión desarrollada.

**IPR ELIAS<sup>24</sup>**. Modelo desarrollado a partir de simulaciones realizadas a pozos de yacimientos con gas en solución. La correlación fue derivada a partir de la relación que existe entre la movilidad del aceite y la presión promedio del yacimiento. El modelo fue validado con datos obtenidos de diferentes campos y los perfiles de movilidad – presión presentan varias asunciones.

## **1.8 MODELAMIENTO DE FLUJO A TRAVÉS DE TUBERÍA.**

Para realizar los análisis de desempeño de los sistemas de producción, es esencial modelar el comportamiento del flujo a través del pozo y las líneas de superficie; para este fin se han desarrollado correlaciones empíricas que ayudan a predecir los cambios de presión que ocurren en dichas tuberías. Estas correlaciones se encuentran clasificadas en:

---

<sup>22</sup> KLINS M.A, MAJHER M.W.: Inflow Performance Relationships of Damaged or Improved Wells Producing Under Solution Gas Drive. Paper SPE 19852. 1992.

<sup>23</sup> ARCHER R.A, DEL CASTILLO Y.: New Perspectives on Vogel Type IPR Models for Gas Condensate and Solution Gas Drive Systems. Paper SPE 80907. 2003

<sup>24</sup> ELIAS MOHAMED et al.: New Inflow Performance Relationships for Solution Gas Drive Oil Reservoir. Paper SPE 124041. 2009

Las correlaciones Tipo A que consideran que no existe deslizamiento entre las fases y no establecen regímenes de flujo. Entre estas: Poettmann y Carpentier, Fancher y Brown.

Las correlaciones Tipo B, que consideran que existe deslizamiento entre las fases, pero no relacionan los regímenes de flujo. Ejemplo: Hagedorn & Brown.

Las correlaciones Tipo C, que consideran deslizamiento entre las fases, y tienen en cuenta los patrones de flujo. Se encuentran: Duns y Ros, Orkiszewski, Azis y colaboradores, Beggs & Brill.

Estas correlaciones se desarrollaron a partir de datos de campo y pruebas de laboratorio, además se tuvieron en cuenta parámetros como las tasa de flujo, las propiedades de los fluidos, las dimensiones de la tubería, los patrones de flujo y los volúmenes en sitio (hold up) de líquidos. Estas ecuaciones se establecieron basadas en principios de conservación de momento y masa, con ayuda de mapas empíricos de patrones de flujo aplicado a mezclas homogéneas pero teniendo en cuenta las velocidades de las fases presentes en el fluido.

**1.8.1 Correlaciones para flujo.** Las correlaciones para cálculos de pérdidas de presión presentan tres componentes, como lo son: las pérdidas debido a los cambios de elevación, debido a la fricción y debido a la aceleración del fluido. A partir de ahí se considera la posición que presenta la tubería, ya sea vertical, inclinado u horizontal.

La ecuación general para caída de presión en tubería se define:

$$\frac{dp}{dZ} = \left(\frac{dp}{dZ}\right)_h + \left(\frac{dp}{dZ}\right)_f + \left(\frac{dp}{dZ}\right)_{acc}$$

Para las tuberías verticales e inclinadas el componente que mayor aporta a las pérdidas es el de los cambios de elevación o pérdidas hidrostáticas, la cual depende de la densidad de la mezcla, usualmente calculada empleando el hold up líquido. Para las tuberías inclinadas se debe tener presente el ángulo de inclinación para determinar la elevación real que presenta la línea de flujo o el pozo. La pérdida de presión debido a la fricción requiere la evaluación del factor de fricción; por último, las pérdidas debido a la aceleración del fluido son generalmente despreciables y solamente se calculan para situaciones de altas velocidades.

Para las tuberías horizontales el ángulo con respecto a la horizontal es cero y por tanto el componente de la ecuación debido a los cambios de elevación se elimina. Para los componentes de fricción y aceleración es necesario predecir el hold up con el propósito de encontrar la densidad de la mezcla, la cual es necesaria para desarrollar los cálculos. En estas condiciones el aporte a la caída de presión debido a la aceleración de los fluidos es mínima y generalmente es ignorada para los cálculos de diseño y análisis de desempeño.

**ANSARI Et Al<sup>25</sup>**. Modelo mecanístico formulado para analizar el comportamiento de fluidos bifásicos en tuberías verticales. La correlación contiene expresiones independientes para predecir los patrones de flujo y las características asociadas a estos, tales como, el hold up y las caídas de presión. El modelo fue evaluado con datos de 1775 pozos y los resultados fueron comparados con los resultados obtenidos en otras correlaciones para el modelamiento de flujo. La expresión está garantizada para flujo burbuja, tapón y anular.

---

<sup>25</sup> ANSARI A.M. et al. A Comprehensive Mechanistic Model for Upward Two-Phase Flow in Wellbores, Paper SPE 20630, 1990

**BAKER and JARDINE**<sup>26</sup>. Modelo tipo red neuronal desarrollado para calcular el hold up y las caídas de presión en un régimen de flujo determinado a partir de la rugosidad de la tubería. Empleado para flujo de dos fases en tubería horizontal de gas condensado con una fracción de volumen de líquido nunca menor a 0.1. Generalmente es aplicada a situaciones que envuelvan bajas tasas de líquidos/gas.

**BEGGS and BRILL**<sup>27</sup>. Es usada para el cálculo de pérdidas de presión y holdup. La correlación es basada en un mapa de régimen de flujo que es primeramente determinado como si el flujo fuera horizontal, luego el holdup es calculado por correlaciones y por último es corregido por el Angulo de inclinación. El modelo fue modificado para los factores de fricción de tubería rugosa, límites de holdup y constantes correctivas propuestas por Palmer y por Payne. Se utilizan las siguientes mejoras en el método original: un régimen de flujo extra de flujo de espuma considerando que asume la no caída del holdup, el factor de fricción es cambiado por el modelo estándar de tubería liza para utilizar el factor de fricción de una sola fase basado en la velocidad del fluido promedio.

**CULLENDER and SMITH**<sup>28</sup>. La correlación está basada en las propiedades del gas definidas por los datos PVT y por el factor de fricción general calculado con la ecuación de Colebrook and White. Empleado para flujo en tubería horizontal, puede manejar la presencia de condensados y de agua.

**DUKLER Et Al**<sup>29</sup>. Desarrollaron correlaciones a partir de datos de campo para flujo de dos fases en tubería horizontal e inclinada. Generalmente se emplea en sistemas de recolección de gas condensando, y es usada para calcular las

---

<sup>26</sup> SCHLUMBERGER - BAKER-JARDINE. A Neural Network Model for Prediction of Liquid Holdup in Two Phase Horizontal Flow. Paper SPE 77499. 2002

<sup>27</sup> BEGGS H.D., BRILL J.P. A Study of Two Phase Flow in Inclined Pipes, Trans, AIMME. 1973

<sup>28</sup> CULLENDER M.H., SMITH R.V. Practical Solution of Gas-Flow Equations for Wells and Pipelines with Large Temperature Gradients. Paper SPE 696 G. 1956

<sup>29</sup> DUKLER A.E., Et Al. gas liquid flow in pipeline, I research results. AGA-API Project NX-28. 1969

pérdidas de presión por fricción, holdup y pérdidas por elevación. Es recomendada en los manuales de diseño publicado por la asociación americana del gas AGA y el instituto americano del petróleo API.

**DUNS and ROS**<sup>30</sup>. Esta correlación fue desarrollada para flujo vertical a partir de la observación de la influencia de los regímenes de flujo en el comportamiento de los mismos; tiene en cuenta el deslizamiento que ocurre entre las fases y es usada para calcular perdidas de presión y holdup cuando se presentan los distintos patrones de flujo que existen. Las ecuaciones son basadas en trabajos experimentales extensivos usando mezclas de aceite y aire.

**FANCHER Y BROWN**<sup>31</sup>. Aplicaron la aproximación de Poettmann y Carpentier a 94 pruebas de un pozo experimental. Introdujeron la relación gas-liquido producido como un parámetro adicional en la correlación del factor de fricción.

**GOVIER, AZIZ, FOGARASI**<sup>32</sup>. Esta correlación fue propuesta en 1972 y es usada para perdidas de presión, holdup a partir de la predicción de los patrones de flujo. Fue desarrollada siguiendo los casos de estudio de caídas de presión en pozos produciendo gas y condensados. Es utilizada para flujo vertical.

**GRAY**<sup>33</sup>. Esta correlación es usada para perdidas de presión y holdup. Fue desarrollada para flujo vertical en sistemas de gas y condensados en los cuales predomina la fase gaseosa. El flujo es tratado con una sola fase y para las fracciones de agua y condensados se asume que están adheridos a las paredes de la tubería. Es considerable aplicarlo para flujo vertical en casos donde la

---

<sup>30</sup> DUNS H., ROS N. Vertical Flow of Gas and Liquid Mixtures in Wells, Proc. sixth world pet, Cong., Frankfurt, 1963.

<sup>31</sup> FANCHER G., BROWN K. Prediction of Pressure Gradients for Multiphase Flow in Tubing. Trans, AIME.

<sup>32</sup> AZIZ K., GOVIER G., FOGARASI M. Pressure Drop in Wells Producing Oil Y Gas. J. Cdn. Pet. Tech. September 1972

<sup>33</sup> GRAY H.E. Flowing Pressure Calculations for Gas/Condensate Wells. EPR reports 885 Shell Oil Corporation 1955

velocidad está debajo de los 50 ft/s, el tamaño del tubo es menor a 3.5 in, la tasa de condensados es menor a 50 BI/MMscf y la tasa de agua e menor a 5 BI/MMscf. Posteriormente la ecuación de GRAY fue modificada para aproximar mejor el número de Reynolds y tener en cuenta el parámetro de rugosidad de la tubería.

**HAGEDORN AND BROWN**<sup>34</sup>. Esta correlación es usada para perdidas de presión y holdup. Fue desarrollada siguiendo estudios experimentales de gradientes de presión ocurridos durante el flujo continuo de dos fases en conductos verticales de diámetro pequeño. El holdup de líquido fue medido directamente, y correlacionado con las variables de flujo y las propiedades del fluido. Las pérdidas de presión calculadas fueron comparadas con un estudio dando una desviación promedio de 1.5 % con una desviación estándar de 5.5 %.

**MINAMI AND BRILL**<sup>35</sup>. Esta correlación calcula el holdup del líquido aunque no predice el régimen de flujo o el gradiente de presión. Los datos experimentales de holdup fueron obtenidos haciendo pasar esferas a través de 1.333 ft de longitud en 3 tuberías horizontales de acero y midiendo los volúmenes de líquidos removidos. 2 correlaciones fueron propuestas. La BRIMIN 1 es válida para todos los rangos de holdup de líquido y la BRIMIN 2 es estrictamente para tuberías de gas húmedo (holdup menores a 0.35).

**MONA**<sup>36</sup>. Modelo computacional desarrollado para predecir el hold up y las caídas de presión a partir de los efectos del deslizamiento en el fluidos bifásicos. La correlación fue evaluada con datos de producción de diferentes campos y comparada con otras correlaciones de flujo convencionales. Una característica especial de este método es que realiza iteraciones para reducir el error

---

<sup>34</sup> HAGEDORN R., BROWN K. Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two Phase Flow in Smaller Diameter Vertical Conduits, Trans., AIME

<sup>35</sup> MINAMI K., BRILL J. Liquid Hold Up In Wet Gas Pipelines. Paper SPE 14535. 1987

<sup>36</sup> HALARD A. "MONA", an Accurate Two-Phase Well Flow Model Based on Phase Slippage. Paper SPE 12989, 1986

computacional de los resultados partiendo de los parámetros hidráulicos empleados para calcular el hold up y las caídas de presión en los fluidos multifásicos.

**MUKHERJEE AND BRILL**<sup>37</sup>. Es usada para pérdidas de presión, holdup y mapas de flujo. Fue desarrollada siguiendo el estudio del comportamiento de la caída de presión en flujo inclinado de dos fases. La instalación de pruebas consiste en una tubería en forma de u que puede ser inclinada +/- 90 grados. Los cálculos fueron desarrollados en base a balances de momentum y verificados con datos de campo.

**OLGA**<sup>38</sup>. Modelos mecánicos desarrollados para predecir los patrones de flujo, el holdup y las caídas de presión a partir de balances de materia y momentum resueltos mediante métodos numéricos. Las expresiones pueden ser aplicadas para todos los ángulos de inclinación, diámetros de tubería y propiedades de los fluidos. Además pueden analizar el comportamiento de fluidos monofásicos y trifásicos.

**LEDA**<sup>39</sup>. Es un modelo mecánico desarrollado a través de un simulador. Aplicable para todos los ángulos de inclinación, diámetros de tuberías y propiedades de los fluidos. Se basa en fundamentos físicos detallados de flujo y en modelos de aseguramiento de fluidos multifásicos, teniendo en cuenta hidratos, ceras y arenas.

---

<sup>37</sup>MUKHERJEE H., BRILL J. Liquid Hold Up Correlations For Inclined Two Phase Flow. JPT mayo 1983

<sup>38</sup>BENDLSEN H.K., MAINE D., MOE R., NULAND S. The Dynamic Two-Fluid Model OLGA: Theory and Application. Paper SPE 19451. 1991

<sup>39</sup> DANIELSON T. Et Al. LEDA: the next multiphase flow performance simulator. Multiphase Production Technology 12, ConocoPhillips, USA, BHR Group. 2005

**OLIEMANS<sup>40</sup>**. Esta correlación fue desarrollada siguiendo los estudios en tuberías de diámetros pequeños para condensados; estos diámetros fueron principalmente de dos pulgadas. El régimen de flujo es predicho usando el mapa de régimen de flujo de Taitel Dukler, y un modelo sencillo el cual obedece a los límites de flujo correctos para una sola fase introducida para predecir la caída de presión. Es utilizada para flujo horizontal.

**ORKISZEWSKI<sup>41</sup>**. Esta correlación es usada para pérdidas de presión, holdup y regímenes de flujo. Fue desarrollada para la predicción de caídas de presión de dos fases en tubería vertical. Las expresiones modelan con más exactitud los flujos bubble, slug, annular-slug transition, y annular mist. La precisión del método fue verificada cuando estos valores predichos fueron comparados nuevamente con 148 medidas de caídas de presión. Para el flujo slug propuso una expresión conocida como coeficiente de distribución líquida.

**PANHANDLE<sup>42</sup>**. La correlación fue desarrollada para analizar sistemas horizontales de gas, generalmente para diámetros mayores a doce pulgadas. Tiene en cuenta solo el fluido monofásico para presiones elevadas cuando el régimen de flujo no es totalmente turbulento; además puede trabajar a tasas de flujo variables pero presenta una sensibilidad muy alta las temperaturas de operación.

**POETTMAN Y CARPENTER<sup>43</sup>**. Correlacionaron las pérdidas de energía irreversibles de 49 pozos de prueba, con el término de fricción tipo fanning. Ellos relacionaron el término de fricción con el numerador de número de Reynolds para

---

<sup>40</sup> OLIEMANS R.V. Core-Annular Oil/Water Flow: The Turbulent-Lubricating-Film Model and Measurements in a 2-in. Pipe Loop. Paper SPE 13725, 1985

<sup>41</sup> ORKISZEWSKI J. Predicting Two Phase Pressure Drops In Vertical Pipe. Trans., AIME

<sup>42</sup> FINCH J., KO D. Pipeline Simulation Interest Group, Tutorial Fluid Flow Formulas. PSIG Annual Meeting Toronto, Ontario, Canada October, 1988

<sup>43</sup> POETTMAN F., CARPENTER P. The Multiphase Flow of Gas, Oil, and Water through Vertical Flow Strings with Application to the Design of Gas Lift Installations. Drill-Prod. Prac., API 1952

la mezcla. No hicieron ningún experimento para representar el hold up líquido, pero hicieron una correlación a la densidad media de los fluidos producidos a condiciones de fondo de pozo. La correlación reproduce los gradientes de presión con una desviación promedio de 1.8 % y una desviación estándar de 8.3 %. Posteriormente se descubrió que no aplicaba para amplios rangos de valores variables de flujo encontrados en problemas de producción.

**STOISITS**<sup>44</sup>. Aproximación empírica para calcular las caídas de presión en pozos con diámetros grandes. El investigador propuso unas expresiones para calcular el hold up, en las cuales a través de sensibilidades encontró unos coeficientes para el deslizamiento entre fases apropiados para la predicción del comportamiento del flujo multifásico.

**TURNER**<sup>45</sup>. Esta correlación calcula el flujo de gas mínimo para levantar líquidos de la cara del pozo, y es referida frecuentemente como la ecuación de levantamiento de líquidos o cálculo de la rata de flujo crítica para levantar líquidos.

**WEYMOUNT**<sup>46</sup>. Expresión empleada para analizar el comportamiento en sistemas horizontal de gas. Es altamente sensible a la presencia de líquidos y a los cambios de dirección del flujo. Es eficiente cuando el sistema opera a altas presiones y el régimen de flujo es totalmente turbulento; es sensible cuando se presenta el fenómeno de la corrosión y las temperaturas de operación no son constantes.

---

<sup>44</sup> STOISITS R. An Accurate Empirical Approach to Modeling Two-Phase Flow. Paper SPE 15661.1986

<sup>45</sup> TURNER R.G. Analysis and Prediction of Minimum Flow Rate for the Continuous Removal of Liquids from Gas Wells. Paper SPE 2198, 1969.

<sup>46</sup> FINCH J., KO D. Pipeline Simulation Interest Group, Tutorial Fluid Flow Formulas. PSIG Annual Meeting Toronto, Ontario, Canada October, 1988

**XIAO**<sup>47</sup>. Este modelo mecanístico comprensivo fue desarrollado como parte del programa de investigación TUFFP. Fue desarrollado para flujo de dos fases (gas-liquido) en tubería horizontal o cerca a horizontal. El modelo primero predice la existencia de patrones de flujo, luego calcula las características de flujo.

**ZHOU**<sup>48</sup>. Modelo desarrollado a partir del modelamiento planteado por Turner para predecir y analizar la velocidad critica del hold up presente en una tubería de fluidos multifasicos. Lo particular del modelo es que parte de un balance de tres fuerzas para calcular el hold up y con este término predecir y analizar las velocidades de la fase gaseosa en los pozos de gas.

---

<sup>47</sup> XIAO J.J A Comprehensive Mechanistic Model for Two-Phase Flow in Pipelines. Paper SPE 20631. 1990

<sup>48</sup> ZHOU D. A New Model for Predicting Gas Well Liquid Loading. Paper SPE 120580 pa-p, 2010

## 2. ANÁLISIS CUALITATIVO DE LOS SOFTWARE

En esta parte de la actividad se presentara una descripción general de los simuladores y para efectos de este ejercicio, un análisis del paquete que concierne a la optimización de producción mediante el análisis nodal. En el análisis se describirá la manera de cargar y ajustar la data necesaria para la corrida, los métodos para modelar el inflow y el outflow, presencia de los sistemas de levantamiento, información arrojada de las simulaciones y el manejo que se le puede dar a esta.

### 2.1 PIPESIM.

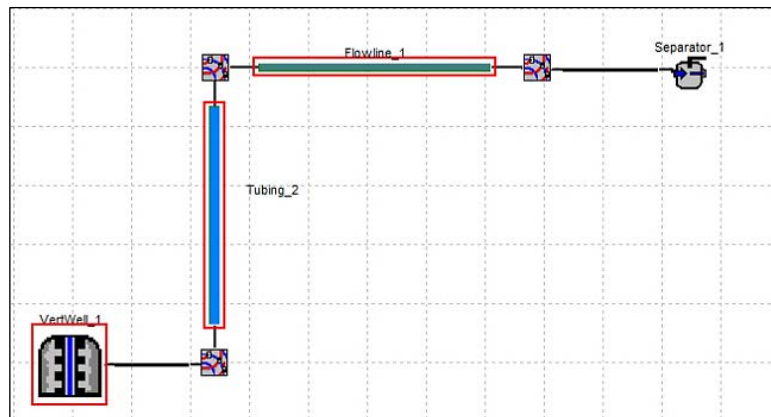
Es un simulador amigable y poderoso desarrollado para diseñar y realizar diagnósticos de los sistemas de producción de pozos de crudo y gas a nivel individual o de campo que se encuentren fluyendo naturalmente o ayudados por algún sistema de levantamiento artificial. Con esta herramienta se puede modelar el comportamiento del flujo multifasico en estado estable desde el yacimiento hasta el separador, analizando las situaciones que se pueden presentar con el aporte del reservorio, las condiciones del pozo y las líneas de superficie.

El paquete de software Pipesim tiene la capacidad de simular robustas y complejas situaciones que se pueden presentar en un pozo. Las aplicaciones para las cuales se puede usar son:

- Diseño y análisis de pozo
- Diseño y análisis de sistemas de levantamiento gas lift y BES.
- Análisis de sistemas de levantamiento PCP.
- Análisis de pozos horizontales y de inyección.
- Predicción en la precipitación de sólidos. (Hidratos, ceras, escamas).
- Diseño de líneas y selección de equipos de superficie.
- Análisis integrado de redes de superficie.

**2.1.1 Montaje mecánico.** En esta fase se monta el esquema de pozo como se observa en la siguiente figura. El esquema consiste en el módulo de yacimiento-completamiento (vertwell\_1), unido al punto de análisis (nodo de fondo), seguido por el módulo de pozo (tubing\_2), el cual también se encuentra unido al nodo de fondo y conectado al nodo de cabeza. Posteriormente se carga el módulo de línea de superficie y se conecta al nodo de cabeza y al nodo separador, finalmente se une el separador. El esquema de pozo se encuentra listo para proceder a la carga de la data.

**Figura 10.** Diagrama montaje mecánico del pozo PIPESIM.



### 2.1.2 Carga de la data

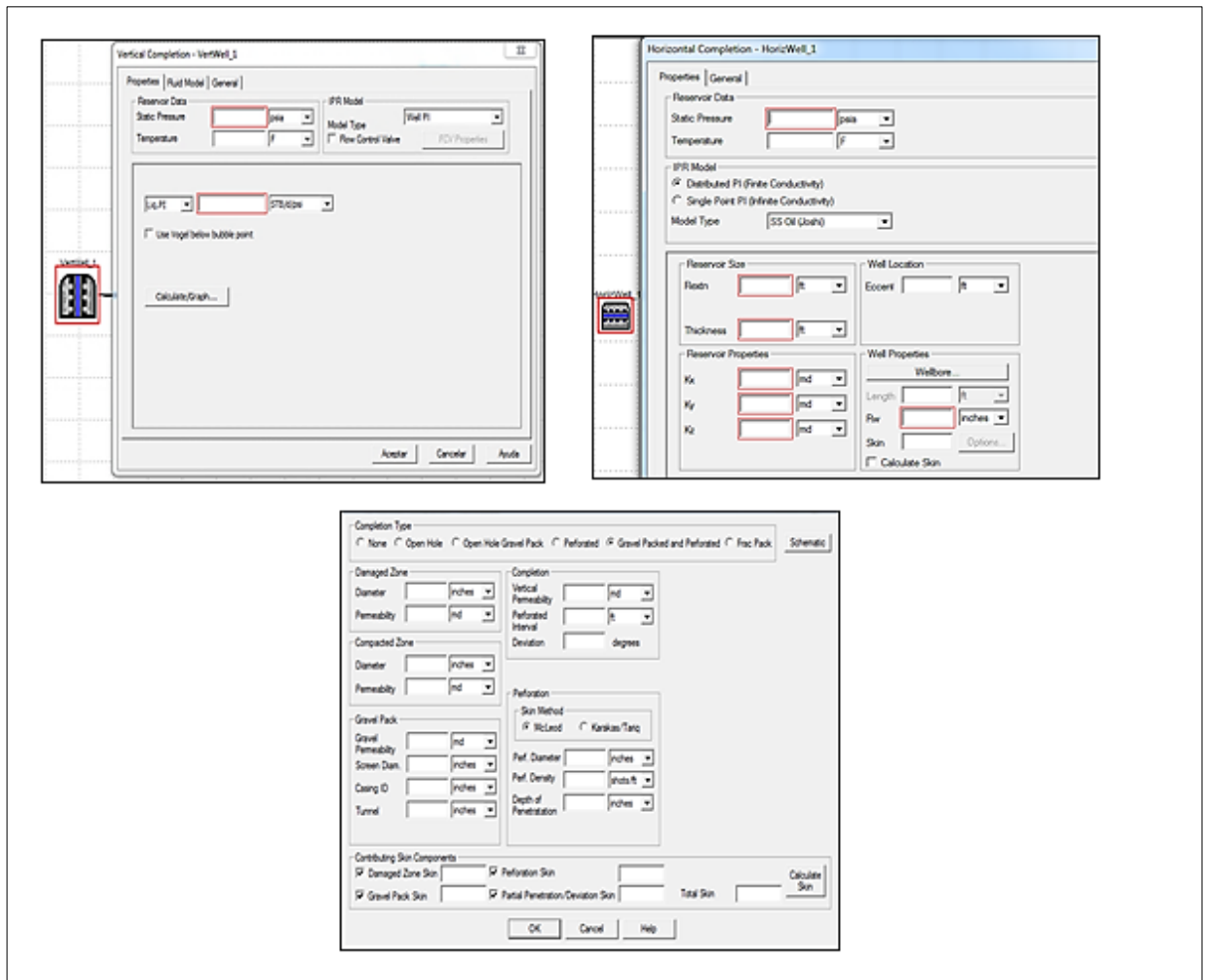
#### Modulo Yacimiento-Completamiento.

**Tabla 1.** Data requerida en el módulo yacimiento-completamiento PIPESIM.

Modulo Yacimiento-completamiento	Condiciones del yacimiento	Cargar las condiciones de presión y temperatura en las que se encuentre el yacimiento.
	Modelos IPR	Seleccionar el aporte que mejor se ajuste a las características del reservorio.
	Tipos de completamiento	Escoger el tipo de completamiento que el cual el pozo fue terminado.

En la tabla anterior se observa la información que se debe cargar en este módulo; la herramienta requiere cierta información mínima para la corrida, pero lo recomendable es cargar toda la data útil posible. En esta sección se presentan múltiples opciones para crear un modelo lo más cercano posible al sistema real que se quiere analizar y la figura siguiente muestra las ventanas que puede mostrar la aplicación al momento de cargar la información.

**Figura 11.** Modulo yacimiento-completamiento PIPESIM.



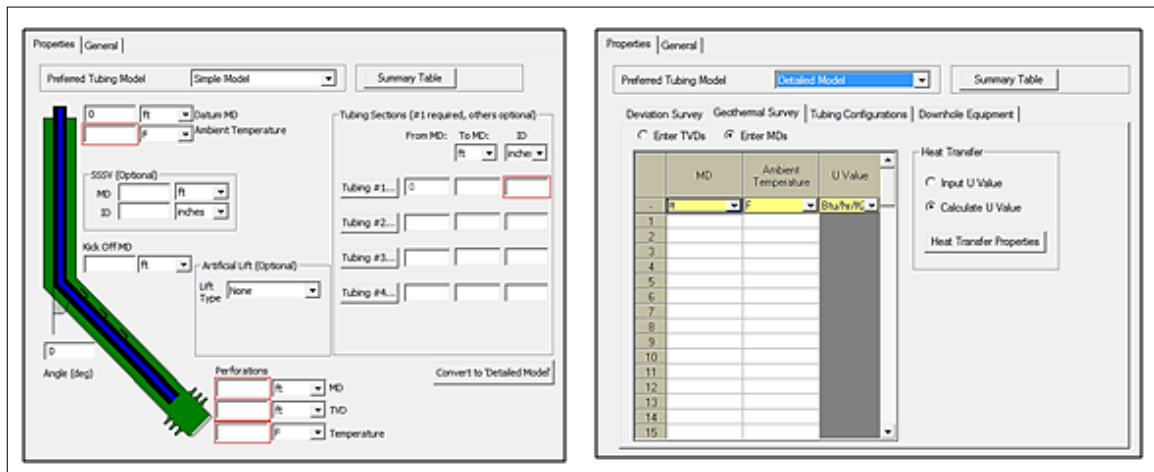
## Módulo De Pozo.

**Tabla 2.** Información requerida en el módulo de pozo PIPESIM.

Módulo de pozo	trayectoria	Incluir la información acerca de la profundidad y la desviación del pozo
	Transferencia de calor	Cargar la data referente al comportamiento térmico del sistema
	tubería	Ingresar las características de la tubería con las que el pozo fue completado.
	SLA	Asignar las condiciones de los sistemas del sistema de levantamiento presente.

La tabla anterior presenta la información necesaria para esta sección, la cual presenta la opción de elegir entre un modelo simple usado cuando no se tiene información suficiente y un modelo detallado que se emplea en los casos con los que se cuente información puntual sobre el sistema. Figura 12.

**Figura 12.** Módulo de pozo. Modelo simple y detallado PIPESIM.



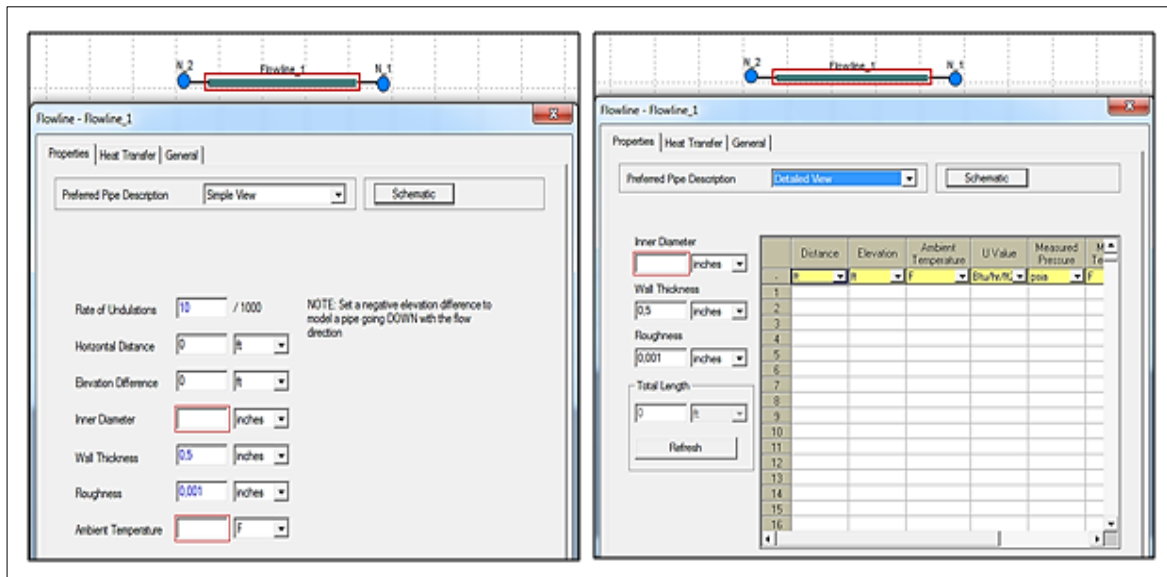
## Modulo línea de flujo.

**Tabla 3.** Información requerida en el módulo línea de flujo PIPESIM.

Modulo línea de flujo.	Tubería	Cargar las dimensiones y características de la línea que conduce al separador.
	Transferencia de calor	Incluir el modelo térmico que represente el comportamiento del fluido de camino al separador.

Esta sección presenta un modelo simple para situaciones donde no se conoce la topografía del terreno y un modelo detallado donde se dispone de esta información. Figura 13.

**Figura 13.** Módulo de línea de flujo. Modelo simple y detallado PIPESIM.



## Modulo Fluido.

**Tabla 4.** Información requerida en el módulo del fluido PIPESIM.

Modulo fluido.	Propiedades del aceite.	Incluir las características del aceite.
	Datos de viscosidad.	Seleccionar el método que se ajuste al comportamiento de esta propiedad.
	Calibración de datos.	Sección donde se ajustan las propiedades del fluido.
	Contaminantes.	Agregar la data cerca de la contaminación del fluido en estudio.
	Propiedades térmicas.	Ingresar las propiedades térmicas que presente el fluido.

**Figura 14.** Modulo fluido PIPESIM.

The figure displays four panels from the PIPESIM software interface, organized into a 2x2 grid. Each panel has a tabbed header with options: 'Black Oil Properties', 'Viscosity Data', 'Advanced Calibration Data', 'Contaminants', and 'Thermal Data'.

- Top-Left Panel:** Contains 'Fluid Name' and 'Optional Comment' fields. Below is the 'Stock Tank Properties' section with input fields for WCut (45%), GOR (100 scf/STB), Gas S.G. (0.64), Water S.G. (1.02), and API (30). A 'Calibration Data at Bubble Point' section is also present.
- Top-Right Panel:** Focuses on viscosity. It includes 'Dead Oil Viscosity' with a 'Correlation' dropdown set to 'Beggs & Robinson' and input fields for Temperature (200 F) and Viscosity (2.6439104 cP). It also features 'Liquid Viscosity Calculation Method' (Emulsion Viscosity Method) and 'Live Oil Viscosity' (Chew & Connally).
- Bottom-Left Panel:** Details bubble point calibration. It has sections for 'Above Bubble Point', 'At Bubble Point', and 'At or Below the Bubble Point', each with various input fields and dropdown menus.
- Bottom-Right Panel:** Focuses on thermal properties. It includes 'Specific Heat Capacity' and 'Thermal Conductivity' for Gas, Oil, and Water. It also has an 'Enthalpy Calculation Method' (2009 Method) and 'Specific Latent Heat of Vaporisation' (140 Btu/lb).

## Modulo correlaciones de flujo.

La siguiente tabla muestra la información requerida en esta sección y la figura 15 las ventanas que el simulador dispone para cargar y ajustar la data.

**Tabla 5.** Data requerida para el modulo correlaciones de flujo PIPESIM.

Modulo correlaciones de flujo	Flujo vertical y/o horizontal	Seleccionar las correlaciones que mejor se ajusten al comportamiento hidráulico del sistema.
-------------------------------	-------------------------------	--

**Figura 15.** Modulo correlaciones de flujo PIPESIM.

Flow Correlations

Vertical Flow (Multiphase)

Source: bja

Correlation: Hagedorn & Brown

Friction factor: 1 Holdup factor: 1

Horizontal Flow (Multiphase)

Source: bja

Correlation: Beggs & Brill Revised

Friction factor: 1 Holdup factor: 1

Vertical-Horizontal Flow Correlation Swap Angle

Swap angle: 45 (0-90) degrees from horizontal 45 (0-90) deviation from vertical

Single Phase

Correlation: Moody

Aceptar Cancelar Ayuda

**2.1.3 Observaciones.** A continuación se describirán algunas reflexiones desarrolladas durante la etapa de simulación realizada en este ejercicio con respecto a los métodos empleados para el modelamiento del IPR, el cálculo de perdidas, la simulación de los sistemas de levantamiento y el ajuste de las diferentes propiedades del fluido.

**Ajuste De Las Propiedades.** La herramienta presenta diferentes correlaciones para ajustar las propiedades del fluido, estas correlaciones están incluidas en dos opciones. Una en la que se dispone de un solo valor y a partir del cual se generan tablas PVT a condiciones del laboratorio o a condiciones de yacimiento; es útil cuando la información es escasa y se emplea preferiblemente para crudos con grado API elevado.

La otra opción es en la que se genera el comportamiento PVT tanto del yacimiento o del laboratorio a partir de diferentes valores que presenta la propiedad; esta opción es la solución a los problemas que suelen presentarse al momento de ajustar y modelar el comportamiento de crudos pesados.

Sin embargo la opción múltiples datos presenta varias restricciones, como lo son:

- Los datos deben ser adquiridos solo de pruebas de vaporización flash.
- Todas las propiedades deben ser reportadas a una sola temperatura
- Si no hay datos para calibrar el comportamiento será modelado a partir de la correlación que se escoja.

**Figura 16.** Calibración a través de múltiples puntos PIPESIM.

Black Oil Properties | Viscosity Data | **Advanced Calibration Data** | Contaminants | Thermal Data

NO Calibration     Single Point Calibration     Multi Point Calibration

Oil FVF    Temperature    F

	Pressure	Solution Gas	Oil FVF	Oil Viscosity	Gas Z Factor	Gas Viscosity
-	psia	scf/STB		cP		cP
1						
2						
3						
4						
BUBBLE POINT						
1						
2						
3						
4						
5						

BELOW BUBBLE POINT

BUBBLE POINT

ABOVE BUBBLE POINT

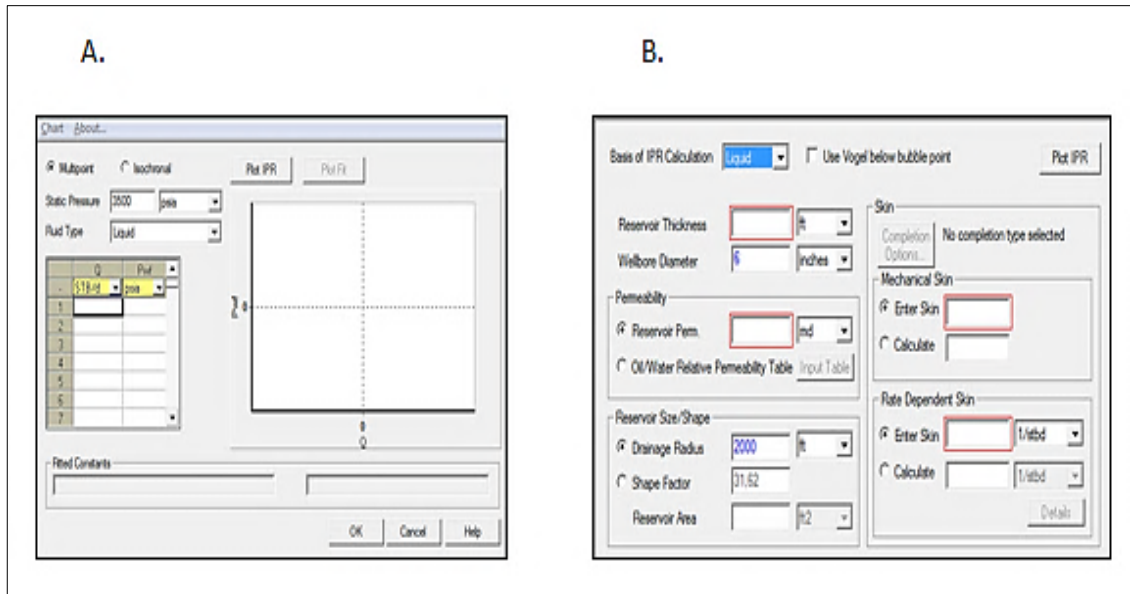
Correlation    Lasater    Standing    Beggs & Ri    Standing    Lee et Al

1) Flash data should be entered in this table, not differential vaporization  
 2) Tables of fluid properties must be entered for a single temperature  
 3) For fluid properties where no data is entered the fluid's behaviour will rely solely on the selected correlation

Generate Tables    Plot Calibration Data Points Only    Plot PVT Data (Laboratory Conditions GOR = GSAT)...    Plot PVT Data (Reservoir Conditions)...

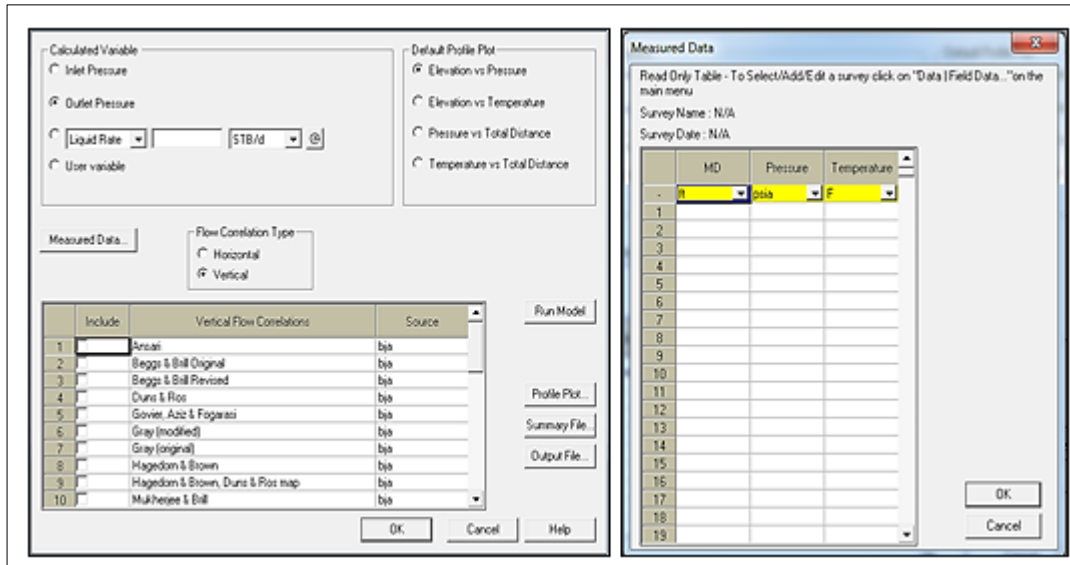
**Modelamiento IPR.** La herramienta brinda la posibilidad de calcular la productividad del yacimiento para pozos verticales a partir de pruebas de pozo para modelos como el de Vogel o el Fetkovich, o a partir de las propiedades del yacimiento para modelos como el del PSS o el del estado transitorio. De la misma forma permite calcular la productividad de yacimientos para pozos horizontales, pero únicamente a partir de las propiedades del yacimiento. Para el caso donde se calcula la productividad a partir de pruebas, hay que destacar que es posible cargar los datos tanto de pruebas multitasas como de pruebas isócronas, siendo esto muy útil debido a que no se condiciona la forma en cómo se adquirieron los datos y por ende hace más sencilla la recopilación de la información. La figura 17 muestra en la imagen a la ventana para cargar los datos a partir de las pruebas de pozo y en la imagen b la ventana para cargar los datos de las propiedades del yacimiento.

**Figura 17.** Calculo de la productividad del yacimiento PIPESIM.



**Correlaciones de Flujo.** La herramienta presenta una gran variedad de correlaciones que permiten modelar el comportamiento hidráulico para flujo vertical, horizontal e inclinado. Además existe la posibilidad de encontrar cual ecuación representa mejor el comportamiento hidráulico que presente el sistema que se está analizando, aun sin conocer los reportes de presión que se presentan a lo largo del trayecto del pozo; es decir si no se cuenta con un matching de lo que ocurre a nivel hidráulico se puede determinar cuál es la correlación que mejor se ajusta a lo que está ocurriendo a nivel de pozo. A continuación se muestra el esquema que presenta la aplicación al momento de realizar esta operación.

**Figura 18.** Comparación de las correlaciones de flujo PIPESIM.



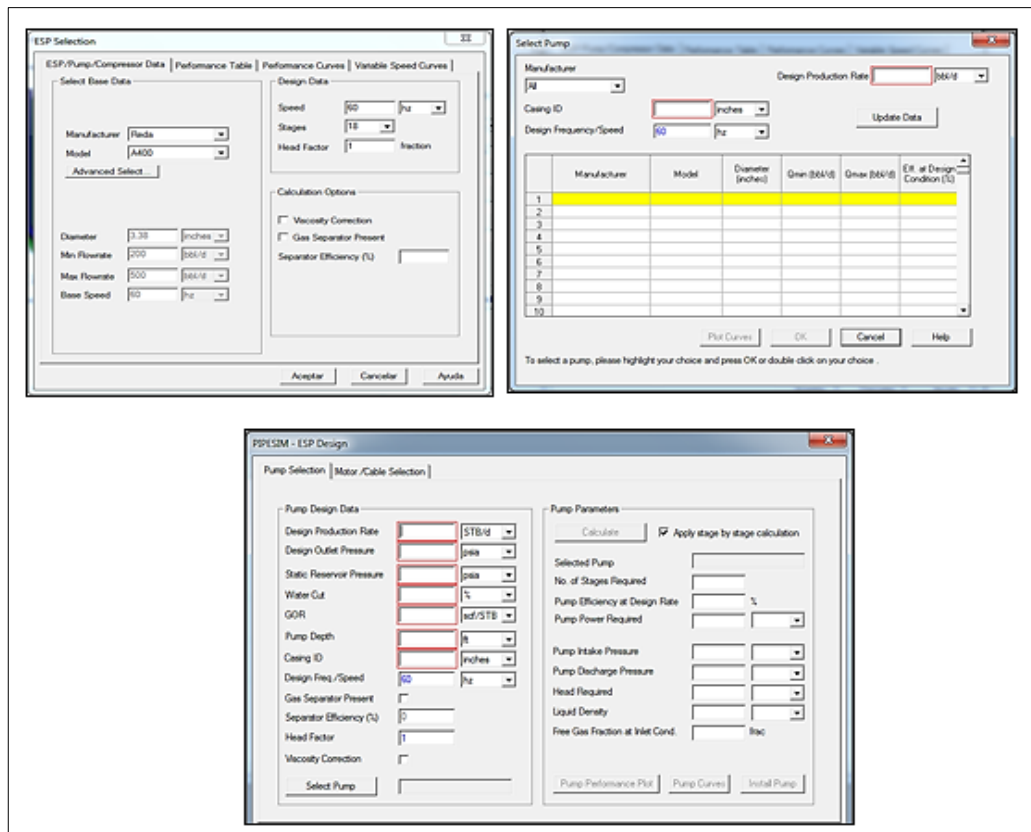
**Sistemas de levantamiento.** La aplicación modela tres sistemas de levantamiento, ESP, PCP y Gas Lift; aunque tiene la posibilidad de analizar el sistema de levantamiento por bombeo mecánico no es mediante análisis nodal, sino en una sección independiente. También presenta la opción de diseñar y analizar sistemas de levantamiento pero solo ESP y Gas Lift.

**BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE ESP.** Si el sistema electro sumergible está identificado el simulador da la opción de elegir el equipo desde un catálogo con gran variedad que contiene tanto las curvas y tablas de rendimiento como las curvas de las velocidades que se pueden obtener con él; por el contrario si el pozo necesita el sistema de levantamiento la herramienta presenta la posibilidad de diseñarlo.

A partir de las condiciones de diseño previamente establecidas se escoge la bomba que me mejor se ajuste a los valores cargados, posteriormente el simulador calcula los parámetros de operación y las condiciones del motor y el

cable que se deben emplear en el sistema, dando la opción de escoger estos equipos de unos catálogos disponibles en la base de datos de la aplicación. De la misma manera se arrojan las curvas de desempeño del sistema de levantamiento. La siguiente figura muestra las ventanas que aparecen si se seleccionan simple o detalladamente el equipo o por el contrario solo es necesario diseñarlo.

**Figura 19.** Sección bombeo electro sumergible PIPESIM.



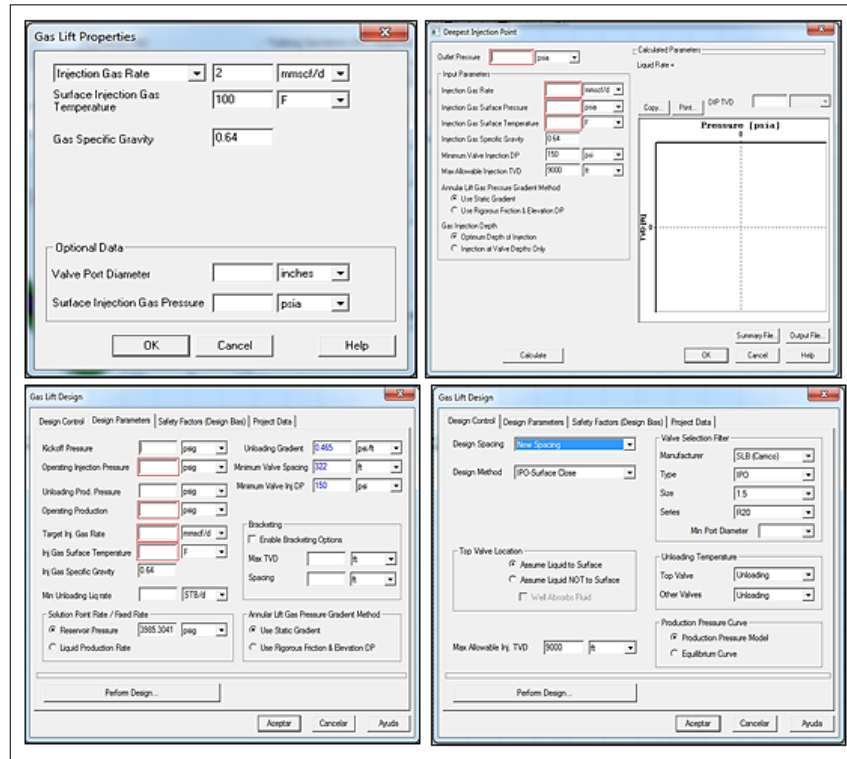
**Tabla 6.** Fabricantes de equipos para ESP PIPESIM.

FABRICANTES	Bombas Y Motores	<ul style="list-style-type: none"><li>- CENTRILIFT</li><li>- RAMCO_ALDNAS</li><li>- ODI</li><li>- REDA</li><li>- TRICO</li><li>- WOODGROUP</li></ul>
-------------	------------------	--

LEVANTAMIENTO POR GAS LIFT. De la misma manera como con el sistema anterior, la herramienta tiene múltiples opciones al momento de modelar el sistema de levantamiento por gas. Si se conoce a plenitud las condiciones del equipo nos presenta una forma sencilla de cargar la información para realizar la corrida (ventana 1, figura 20). De igual forma se encuentran disponibles análisis rápidos sencillos de simular en los cuales se pueden observar el efecto de la profundidad, el efecto de las condiciones de las válvulas presentes en el equipo y el efecto de la inyección en la presión de cabeza; por otra parte se encuentra disponible la opción de diseñar el sistema de levantamiento.

En esta sección se debe contar con las condiciones de operación y los parámetros de diseño, además permite seleccionar el método de diseño con el cual se trabajara. Una vez completado la información el simulador calculara las condiciones operacionales que se presentaran una vez instalado el equipo. La figura 20 muestra en la parte inferior las ventanas con las que cuenta el simulador para realizar el diseño.

**Figura 20.** Levantamiento artificial GAS LIFT PIPESIM.



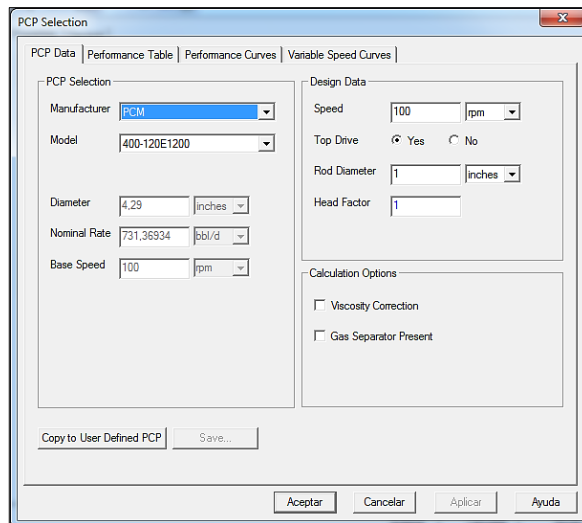
**Tabla 7.** Fabricantes de válvulas Gas Lift PIPESIM.

VALVULAS	DANIELS
	CAMCO
	HUGHES
	MACCO
	MERLA

BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS PCP. Para este sistema el simulador cuenta con una base de datos de los equipos fabricados por PCM y Weatherford más empleados en el campo. No dispone de una sección en la cual se pueda diseñar el sistema por lo cual la simulación está condicionada a los parámetros operacionales con los que se está modelando el sistema de

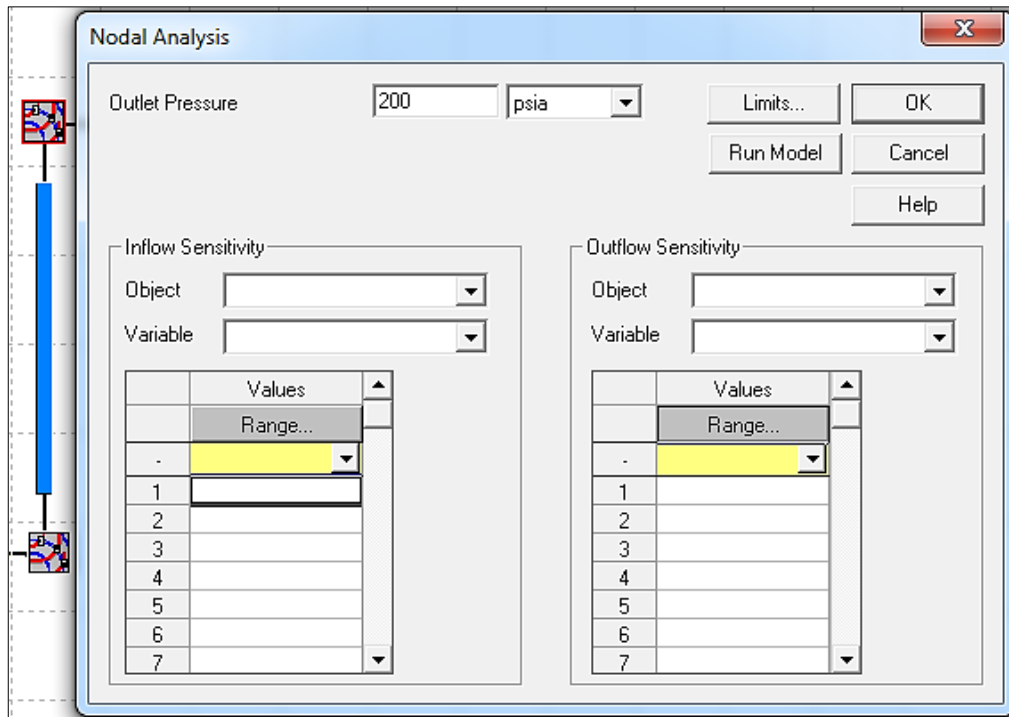
producción. Aunque se debe aclarar que existe una opción donde se puede cargar la información de un equipo no existente en la base de datos. La información requerida es limitada y de igual manera sigue condicionada como los demás equipos a los parámetros operacionales. La base de datos incluye las curvas de rendimiento y de velocidad de las bombas.

**Figura 21.** Interfaz del sistema PCP PIPESIM.



**2.1.4 Datos de salida.** Del set de operaciones que se pueden realizar en el simulador la sección de análisis nodal es de las más sencillas. Se debe establecer en el montaje mecánico los puntos (nodos), que generalmente son en el fondo y en cabeza; la aplicación no da la opción de seleccionar como nodo las bombas en los casos de ESP y PCP, ni las válvulas en el caso del GAS LIFT, por lo cual no se puede analizar el equipo del levantamiento artificial sino los efectos que estos generan en la unidad total de producción, es decir el desempeño total del sistema.

**Figura 22.** Interfaz del análisis nodal PIPESIM.



Los resultados que arroja el simulador son las presiones y caudales de las curvas de inflow y outflow, y el punto operativo del nodo seleccionado a las condiciones operacionales existentes. Los valores de los caudales pueden ser de líquidos totales o de la fase que se requiera, adicional a esto se obtienen los datos de las diferentes propiedades y de los diferentes parámetros que están presentes en el sistema, como la presión burbuja, temperatura, velocidad de la mezcla, entalpia del fluido, etc. todo en referencia al nodo seleccionado. Cabe mencionar que al modelar sistemas con ayuda de algún sistema de levantamiento también se reportan los parámetros y las propiedades de estos equipos.

Existe la opción de realizar sensibilidades rápidas tanto en el inflow como en el outflow. Los parámetros o propiedades varían de acuerdo al módulo que requiera el análisis, incluyendo los parámetros y las condiciones del levantamiento artificial

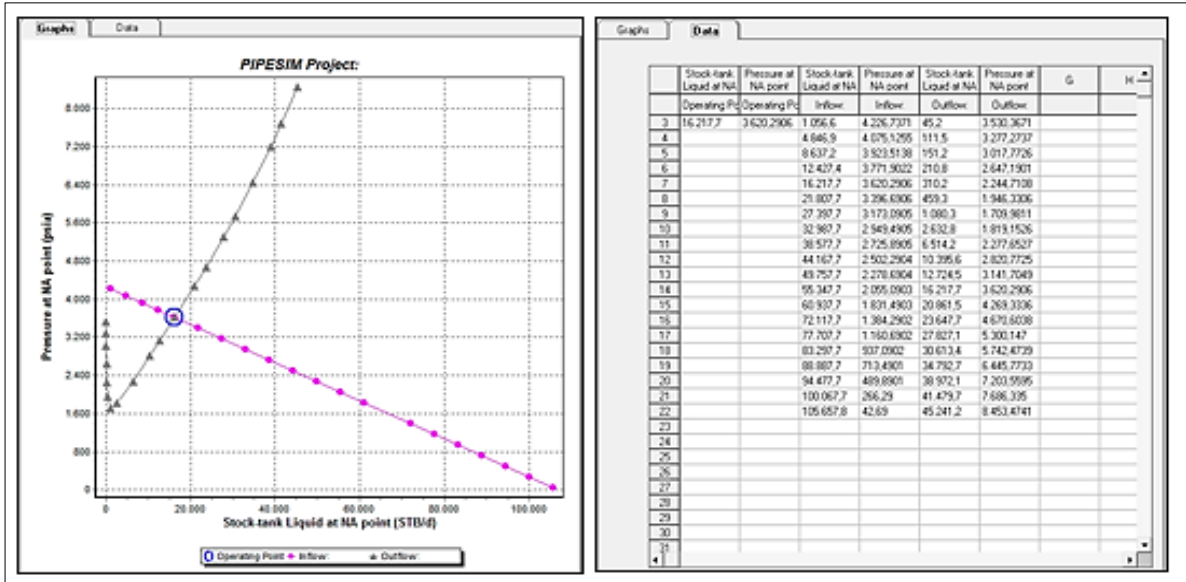
si está presente; por ejemplo si se quiere analizar el efecto del diámetro del tubing en el nodo de cabeza, se debe seleccionar la sección tubing en la curva del inflow, en cambio si el punto de análisis es el fondo se debe seleccionar la misma sección en la curva del outflow; de la misma manera se puede hacer con las diferentes variables disponibles en cada etapa de la unidad de producción.

Finalmente si la variable a la que se le quiere realizar la sensibilidad no se encuentra disponible en las opciones rápidas, existe la posibilidad de modificar el modelo y realizar la corrida nuevamente. La desventaja es que los datos obtenidos son puntuales a las condiciones del modelo y si se quiere observar un comportamiento, se deben reportar los datos manualmente en otra herramienta que genere tendencias como Excel.

**2.1.5 Reporte y manejo de resultados.** Los resultados de la simulación son arrojados a través de archivos con extensión .out y .plt, además se reporta un archivo .sum, el cual es la síntesis de los movimientos realizados en el simulador antes y durante la ejecución de la corrida. El archivo .plt es ejecutado automáticamente por una aplicación llamada Psplot, la cual genera graficas en las que se presentan principalmente las curvas de inflow y outflow, la aplicación permite visualizar los valores de las demás variables obtenidas en la corrida.

Con este programa es posible observar las respuestas en tablas de datos que pueden ser exportadas a la herramienta Excel, siendo esto una ventaja ya que se pueden convertir los reportes a archivos .xlsx, los cuales pueden ser importados a diferentes simuladores comerciales. La figura 22 muestra la gráfica y la tabla que se visualiza al obtener el reporte de resultados.

**Figura 23.** Reporte de resultados. Gráfica y tabla PIPESIM.



## 2.2 WELLFLO

Esta aplicación simple y autónoma permite diseñar, modelar, optimizar e identificar problemas de pozos individuales de crudo y gas con flujo natural o levantamiento artificial. La construcción del modelo se realiza a partir de una interfaz de configuración de pozos paso a paso y las aplicaciones específicas de este software incluyen:

- Diseño de la configuración de pozo.
- Diseño del completamiento de pozo.
- Diseño del levantamiento artificial.
- Predicción de temperaturas y presiones de flujo en pozos y líneas.
- Monitoreo del reservorio, pozo y línea de flujo.
- Generación de curvas de desempeño de levantamiento artificial.
- Modelado detallado del desempeño de influjo de reservorio.
- Modelado detallado de PVT de fluidos.

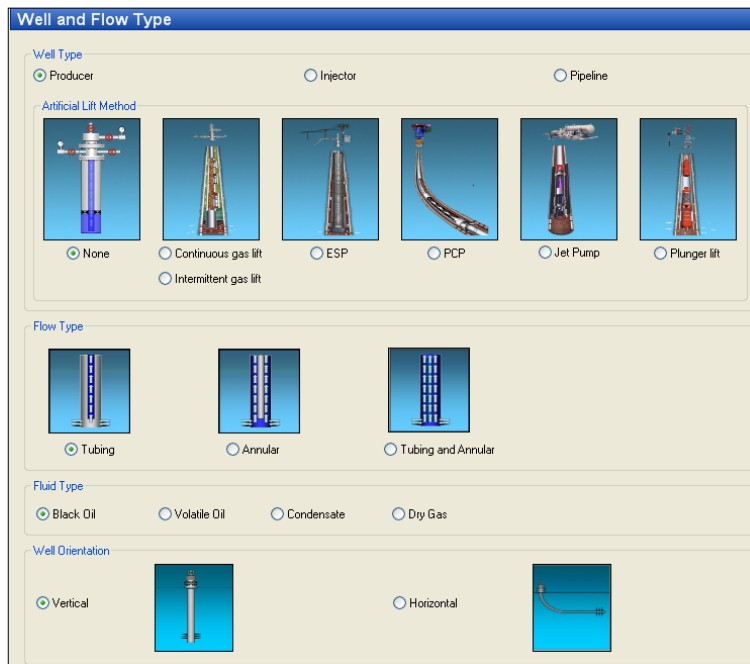
- Ajuste de modelos de pozos.
- Exportación e importación de data.

**2.2.1 Carga de Data.** Esta herramienta cuenta con una interfaz sencilla para la construcción del modelo de pozo a partir del siguiente paso a paso:

**Modulo Tipo de Pozo Y Flujo.**

En esta sección se incluyen los datos generales de pozo y flujo. A partir de la información incluida en este paso y dependiendo del tipo de levantamiento, la interfaz proporcionara los módulos necesarios para una descripción detallada. (Figura 24).

**Figura 24.** Tipo de pozo y flujo WELLFLO.



## Modulo Correlaciones de Flujo.

**Tabla 8.** Correlaciones de flujo WELLFLO.

<b>CORRELACIONES DE FLUJO</b>	POZO, TUBERÍAS Y CHOQUE	Se incluyen las correlaciones que mejor modelen el flujo en cada una de estas opciones.
-----------------------------------	-------------------------------	---

La interfaz permite de manera amigable la elección, generando el despliegue de una lista de correlaciones válidas para cada caso. (Figura 25)

**Figura 25.** Correlaciones de flujo WELLFLO.

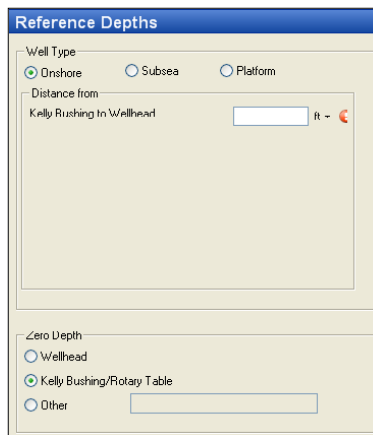
The screenshot displays the 'Flow Correlations' window with the following settings:

- Well and Riser:** Correlation: Duns and Ros (Standard); Change correlation at MD: 0 ft; Deep Well Flow Correlation: Duns and Ros (Modified); Well and Riser L Factor: 1.0000; Critical Flow for Liquid Loading: Turner (1.0000); Use Angle Correction: checked.
- Downcomer:** Correlation: Beggs and Brill (Modified); L Factor: 1.0000.
- Pipeline:** Correlation: Duns and Ros (Standard); L Factor: 1.0000.
- Choke:** Subcritical choke L Factor: 1.0000; Correlation: Achong; A: 0; B: 0; C: 0.

## Modulo Referencia de Profundidad.

En este módulo se ingresa la superficie en la cual se encuentra el pozo, ya sea en tierra, en la superficie marina o en plataforma, además permite la inclusión de una referencia de profundidad cero como la cabeza de pozo, la mesa rotaria u otra y su distancia a cabeza. (Figura 26)

**Figura 26.** Referencia de profundidad WELLFLO.



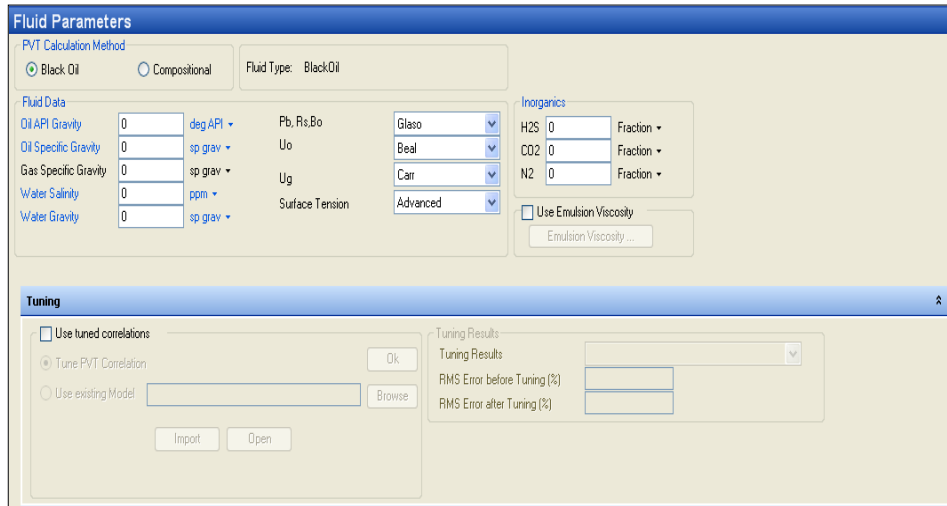
**Módulo Parámetros de Fluido.**

**Tabla 9.** Parámetros de flujo WELLFLO.

<b>PARÁMETROS DE LOS FLUIDOS</b>	<b>ACEITE NEGRO</b>	Los datos a ingresar hacen referencia a los fluidos, como el API y las gravedades específicas, así como las correlaciones que modelen sus propiedades y las fracciones de inorgánicos presentes.
	<b>COMPOSICIONAL</b>	Se crea o selecciona un modelo de fluido a partir de sus componentes y su respectiva composición molar en fracción.

Este paso también permite un ajuste de estas correlaciones con la descripción de un fluido de laboratorio y datos PVT en el software. (Figura 27)

**Figura 27.** Parámetros de fluido WELLFLO.



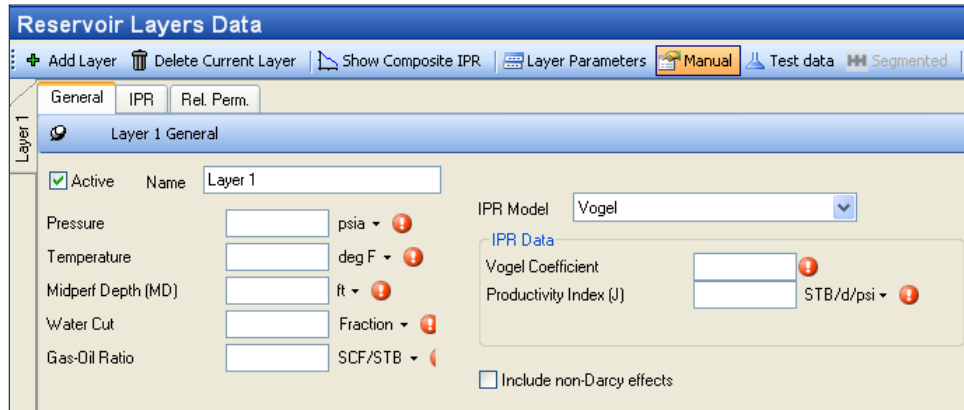
**Modulo Yacimiento.**

**Tabla 10.** Yacimiento WELLFLO.

YACIMIENTO	MANUAL	La inclusión de la información del yacimiento hace referencia a parámetros básicos y permite la elección de un modelo IPR.
	DATOS DE PRUEBA	Los datos son iguales a los del módulo manual pero se agrega una prueba con su respectivo caudal y presión.
	PARÁMETROS DE ZONA	Los datos son iguales a los del módulo manual pero se agregan parámetros detallados de yacimiento y datos de geometría de área de drenaje.

La sección de yacimiento genera graficas IPR y de permeabilidades relativas para cualquiera de las tres interfaces de ingreso de datos escogidas en la tabla 002. (Figura 28)

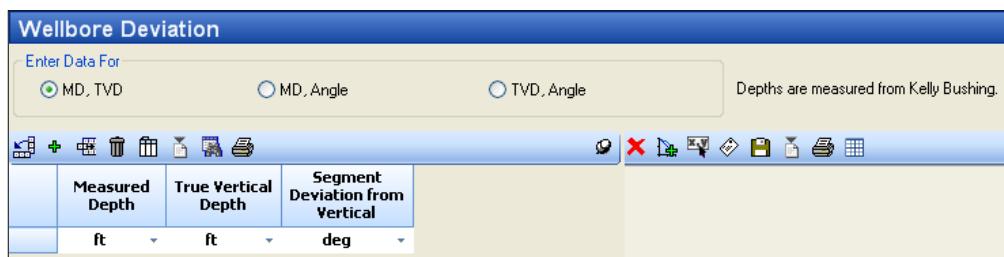
**Figura 28.** Yacimiento WELLFLO.



### Módulo Desviación de Pozo.

En este módulo la introducción de datos de desviación de pozo se realiza a partir de la dos de las tres medidas de profundidad, las cuales pueden ser: profundidad medida, profundidad vertical verdadera o el ángulo de desviación respecto a la vertical. Si el pozo es horizontal, la información de profundidades debe ingresarse en esta sección. (Figura 29)

**Figura 29.** Desviación de pozo WELLFLO.



### Modulo Equipos de Pozo.

En este paso se incluyen los datos de longitudes y diámetros de los diferentes tubing y casing que se deseen ingresar en el software, además de restricciones presentes en el pozo. (Figura 30)

**Figura 30.** Equipos de pozo WELLFLO.

Name	Start Point Measured Depth	End Point Measure Depth	Segment Length	External Diameter	Internal Diameter	Absolute Roughness	Flow Configuration
	ft	ft	ft	in	in	in	

**Modulo Datos de Superficie.**

Al igual que en el módulo anterior se ingresan las longitudes y diámetros de los equipos de superficie como líneas de flujo o choques, así como también los datos del terreno, como las elevaciones presentes. (Figura 31,32)

**Figura 31.** Equipos de superficie WELLFLO.

Name	Type	Start from WH	End from WH	Length
		ft	ft	ft

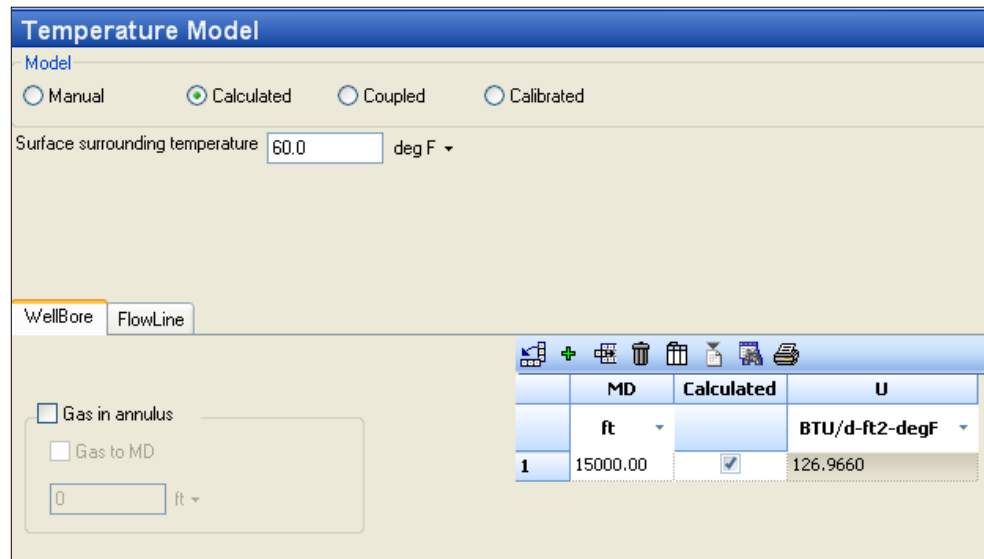
**Figura 32.** Datos del terreno WELLFLO.

Distance from WH	Segment Length	Elevation	Elevation Increment	Deviation from Horizontal
ft	ft	ft	ft	deg

## Modulo Temperatura.

Esta sección permite la elección entre cuatro modelos de temperatura: manual, calculada, acoplada o calibrada, cada uno de ellos con mayor información de entrada que el anterior para pozo y líneas de flujo. (Figura 33)

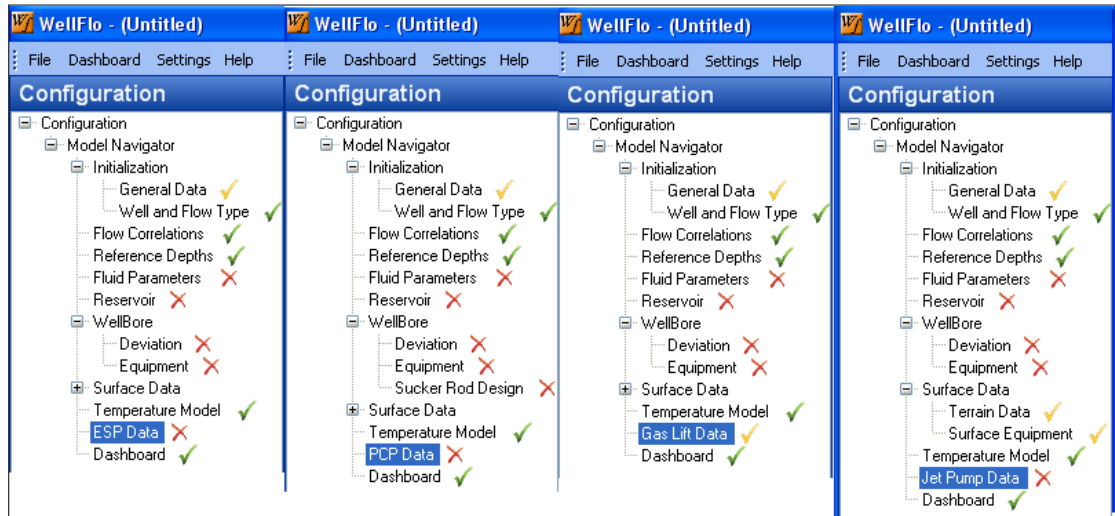
**Figura 33.** Modelos de temperatura WELLFLO.



## Modulo Sistema De Levantamiento.

En este módulo la interfaz del software cambia dependiendo del sistema de levantamiento seleccionado anteriormente, con el fin de proporcionar la inclusión de los datos referentes a cada método. (Figura 34)

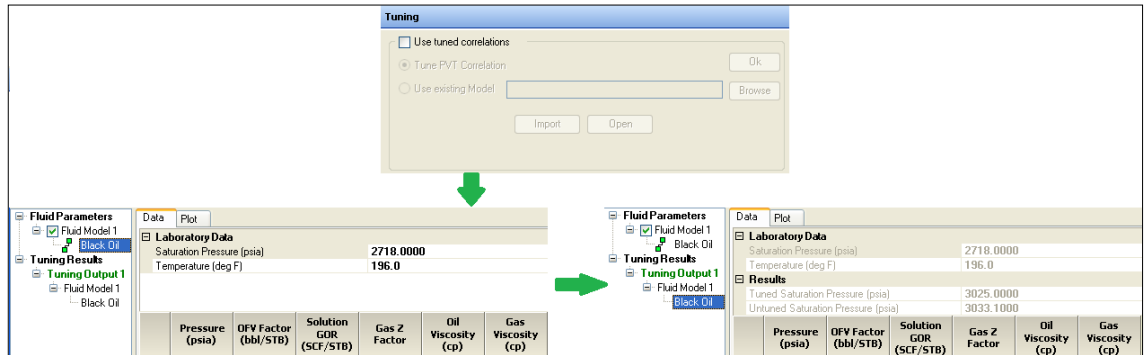
**Figura 34.** Sistemas de levantamiento WELLFLO.



**2.2.2 Observaciones.** A continuación se describen notaciones observadas respecto a los métodos de cálculo para modelar IPR, calcular perdidas, simular sistemas de levantamiento artificial y realizar los diferentes ajustes de las propiedades del fluido.

**Ajustes De Las Propiedades.** La implementación del ajuste de las propiedades del fluido cuando su comportamiento no se representa con las posibles correlaciones a elegir, se puede realizar de dos maneras, con la creación de un modelo de correlación PVT o por medio de la importación un modelo ya existente. En la primera opción se deben ingresar los parámetros básicos del fluido, luego se incluyen los datos de prueba de la propiedad del fluido que va ser ajustada. El proceso se repite para cada propiedad a ajustar y los resultados se generan en tablas y en gráficos. (Figura 35)

**Figura 35.** PVT tuning WELLFLO.



Esta opción de ajuste PVT frecuentemente es usada en aceites muy pesados, ya que sus propiedades no son debidamente representadas por las correlaciones disponibles en Wellflo.

**Modelamiento IPR.** La interfaz para la selección del modelo IPR se realiza por medio del despliegue de una lista (tabla 11), con lo cual permite al ingeniero incluir el índice de productividad y el daño o calcularlos a partir del ingreso de datos como el área de drenaje. La información requerida por el simulador para estos cálculos depende de los datos de pozo incluidos anteriormente.

**Tabla 11.** Modelos IPR WELLFLO.

<b>MODELOS IPR</b>	LÍNEA RECTA
	VOGEL
	FETKOVICH
	PSEUDO-PRESIÓN NORMALIZADA
	PSEUDO-PRESIÓN EXTERNA NORMALIZADA

**Correlaciones de Flujo.** De igual manera que la interfaz anterior, esta realiza un despliegue de lista de correlaciones en pozo, tuberías y choque (tabla 12). Se debe conocer con anterioridad cuales correlaciones predicen correctamente el comportamiento de las pérdidas a lo largo del sistema de producción. La debida aplicación de estas correlaciones ha sido detallada en los capítulos anteriores.

**Tabla 12.** Correlaciones de pérdidas WELLFLO.

CORRELACIONES DE FLUJO	POZO	DUNS AND ROS (STANDARD) DUNS AND ROS (MODIFIED) BEGGS AND BRILL (STANDARD) BEGGS AND BRILL (NO SLIP) BEGGS AND BRILL (MODIFIED)
	DOWNCOMER	HAGEDORN AND BROWN (STANDARD) HAGEDORN AND BROWN (MODIFIED) FANCHER AND BROWN ORKISZEWSKI GRAY
	TUBERÍA	DUKLER EATON FLANIGAN EPS MECHANISTIC NINGUNA
	CHOQUE	ROS GILBERT BAXENDELL ACHONG AUSSENS CUSTOMISED CORPOVEN SACHDEVA NINGUNA

## Sistemas de levantamiento.

BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE ESP. El modulo para ESP cuenta con datos de entrada obligatorios y la opción de decidir si solamente se diseña la bomba o si se desea analizar también. Dentro de la información obligatoria de entrada están, datos de ambiente de la bomba como frecuencia de operación y profundidad, las eficiencias y la presencia de separador de gas (Figura 36). Si se desea solo diseñar la bomba únicamente esta información es necesaria, permitiendo de manera fácil y sencilla la simulación de una bomba ESP cuando se posee poca datos escasos, pero si el objetivo es analizarla, la interfaz permite la selección entre más 350 bombas y motores de los cinco fabricantes de bombas ESP más utilizados en la industria, generando también sus respectivas curvas de desempeño (Tabla 13).

**Figura 36.** Datos ESP WELLFLO.

**Tabla 13.** Bombas ESP según fabricantes WELLFLO.

BOMBAS ESP SEGÚN FABRICANTES	MODELOS DE BOMBAS	ALNAS	27
		CENTRILIFT	59
		ESP INC	48
		ODI	20
		REDA	92
		WEATHERFORD	74
	MODELOS DE MOTORES	ALNAS	5
		CENTRILIFT	9
		ESP INC	11
		ODI	2
		REDA	16
		WEATHERFORD	4

BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS PCP. La sección de datos del sistema PCP cuenta con la opción de elegir entre flujo de una sola fase o multifasico, pero no tiene con la elección de diseñar la bomba como en el módulo ESP, solo permite el análisis de la bomba, lo que requiere mayor información proporcionada al simulador para generar la corrida. El análisis comienza con la designación del modelo de la bomba con único fabricante Weatherford Inc., luego se elige el modelo de la cabeza de la bomba, las correas, poleas, el modelo del motor y por último el variador de velocidad. A partir de estos datos se genera su respectiva curva desempeño de la bomba. (Figura 37)

**Figura 37.** Datos PCP WELLFLO.

The screenshot displays the 'PCP Data' software interface. At the top, there is a 'Pump Depth (MD)' field set to '5000.00 ft'. Below this, there are four tabs: 'Pump', 'Drivehead', 'Belts/Sheaves', and 'VSD'. The 'Pump' tab is currently selected. The interface is divided into four main sections for configuration:

- Pump Equipment:** Includes fields for Manufacturer, Pump model (dropdown), Displacement (0 bbl/d/rpm), Pressure Rating (0 psi), Stator Serial #, and Rotor Serial #.
- Drivehead Equipment:** Includes fields for Manufacturer, Model (dropdown), Drive Design, Wellhead Connection, Maximum Torque (0 ft-lb), Maximum Power Rating (0 hp), Thrust Bearing Rating (ISO) (0 lb), and Maximum Polished Rod Speed (0 rpm).
- Motor Equipment:** Includes fields for Power Rating (0 hp), Motor Speed (0 rpm), Motor Poles (0), Motor Voltage (0 V), Motor Full Load Amps (0 A), Motor Efficiency (0 Fraction), and Motor Power Factor (0).
- Variable Speed Drive:** Includes fields for Manufacturer (dropdown), Power Rating (0 hp), Current (0 A), and Voltage (0 V).

LEVANTAMIENTO POR GAS LIFT. La interfaz propone como primera elección la intermitencia o continuidad del gas lift, seguido a esto se incluyen parámetros básicos de entrada como la presión de operación, la presión diferencial de las válvulas y la tasa de inyección de gas. Los datos de las válvulas como cantidad, profundidad, fabricante y modelo se agregan mediante la inserción de filas según su cantidad (Figura 38). La información pedida para este sistema de levantamiento es escasa y el modulo cuenta con fabricantes de válvulas para gas lift (Tabla 14).

**Figura 38.** Datos GAS LIFT WELLFLO.

Gas Lift Parameters									
Active	Valve #	MD	TVD	Temp	Manufacturer	Model	Port	R	TRO
<input checked="" type="checkbox"/>	New GasLiftValve_0	ft	ft	deg F	Altec	AT1-BK	64th in	8	0.0427

**Gas Lift Input Parameters**

Operating Pressure:  psia

Injection Gas Gravity:  sp grav

Valve diff. pressure:  psi

Gas injection rate:  MMSCF/d

Use Qgi       Use GLRi

**Tabla 14.** Fabricantes válvulas GAS LIFT WELLFLO.

FABRICANTES VALVULAS GAS LIFT	ALTEC
	CAMCO
	JMI
	MACCO
	MCMURRY
	MERLA
	MONARCH
	OTIS
	PDVSA
	PTC
	SHELL
SUPERIOR	
WTF	

BOMBEO HIDRÁULICO JET PUMP. Este módulo permite las dos opciones, diseñar o analizar la bomba, como en las anteriores interfaces los datos para diseñar la bomba son pocos y simples. La información requerida para analizar la

bomba es mayor y cuenta con tres fabricantes para su elección. A partir de estos datos se genera su respectiva curva desempeño de la bomba. (Figura 39)

**Figura 39.** Datos JET PUMP WELLFLO.

The image displays two side-by-side screenshots of the 'Jet Pump Data' software interface. The left screenshot is in 'Analyze pump' mode, indicated by a selected radio button. It features a 'Pump Equipment' section with dropdown menus for 'Pump Manufacturer' (Kobe), 'Pump Type' (A-), and 'Nozzle Size' (1). Below this is a 'Power Fluid' section with dropdowns for 'Power Fluid' (Oil), 'Power Fluid Gravity' (0 deg API), and 'Power Fluid Injection Pressure' (0 psia). A 'Gas Bypass' checkbox is at the bottom left, and a 'Plot' button is at the bottom center. The right screenshot is in 'Design Pump' mode, indicated by a selected radio button. It features a 'Power Fluid' section with dropdowns for 'Power Fluid' (Oil), 'Power Fluid Gravity' (0 deg API), 'Power Fluid Injection Pressure (minimum)' (0 psia), and 'Power Fluid Injection Pressure (maximum)' (0 psia). Below this is a 'Pump Manufacturer' section with checkboxes for 'Kobe', 'Oil Master', and 'Guiberson', and a 'Gas Bypass' checkbox. A 'Design >>>' button is at the bottom center.

**2.2.3 Datos de salida.** Es uno de los módulos más importantes del software Wellflo, pues está desarrollado para que el ingeniero pueda realizar los cambios necesarios para un análisis detallado de las variables. El modo de análisis nodal está distribuido en dos interfaces: las condiciones operacionales y las sensibilidades, las cuales admiten una variación de sus parámetros antes de calcular los resultados.

Dentro de las condiciones operacionales está disponible el tipo de análisis para producción e inyección y permite la selección de la finalidad del estudio, si es el punto operativo o la caída de presión. Además presenta tres nodos: el nodo tope,

el de fondo y el de solución, los cuales pueden ser ajustados dependiendo de la locación del sistema de producción que se desea examinar. (Figura 40).

**Figura 40.** Condiciones operacionales WELLFLO.

**Operating Conditions**

Calculate Plot Selections Flow Assurance

Nodal Analysis Mode

Analysis Type

Operating Point

Pressure Drop

Deepest Injection Point

Operating Point

Pressure Drop

Stability Check

Depth Format

True Vertical Depth

Measured Depth

Calculation Nodes

Operating Node	Node Name @depth	Pressure	Temperature
		psia	deg F
Top Node	Outlet Node	200.0000	
Bottom Node	Layer 1 @8500	3072.0000	200.0
Solution Node	Xmas Tree @0		

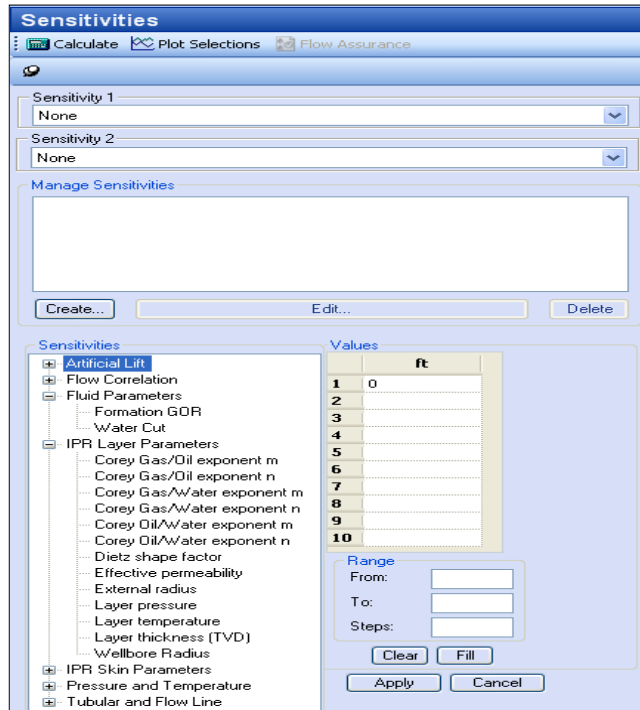
Flow Rate: STB/d

→ Rates → % of AOF | AOF 10649.5 STB/d | Auto-Range

From	to	Steps	Fill
1	8	15	
2	9	16	
3	10	17	
4	11	18	
5	12	19	
6	13	20	
7	14		

La interfaz de sensibilidades admite la aplicación de dos de ellas para una misma corrida, dentro de las cuales se encuentran los parámetros de las correlaciones de flujo, los fluidos, los datos IPR, el daño, la presión, la temperatura, las líneas de pozo, superficie y las variables del sistema de levantamiento artificial. (Figura 41)

**Figura 41.** Sensibilidades WELLFLO.



Luego del ajuste de las condiciones operacionales y las sensibilidades se calculan los resultados como la presión de operación, las tasas de líquido, aceite, gas y agua, el corte de agua, el GOR y los datos del sistema de levantamiento artificial como la presión de entrada o descarga de la bomba.

#### **2.2.4 Reporte y manejo de resultados.**

Los resultados de la simulación se pueden observar por medio de ventanas como la de curvas de flujo, el perfil de equipos de pozo, reporte detallado, datos en archivos .log, reporte logarítmico de análisis nodal (Figura 42), y permite generar graficas (Figura 43). Además existe la interfaz de exportación de datos a simulador, esta admite la elección del simulador a exportar por medio de una lista desplegable, el formato de archivo si es DOS o UNIX y las unidades si son métricas o de campo (Figura 44).

Figura 42. Resultados simulación WELLFLO.

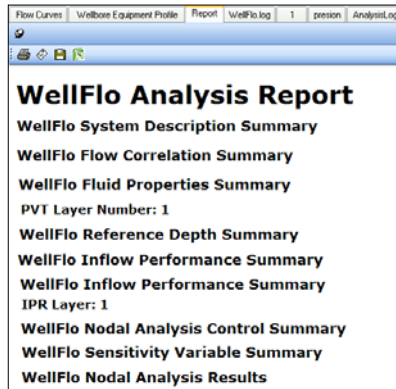


Figura 43. Selección de gráficas WELLFLO.

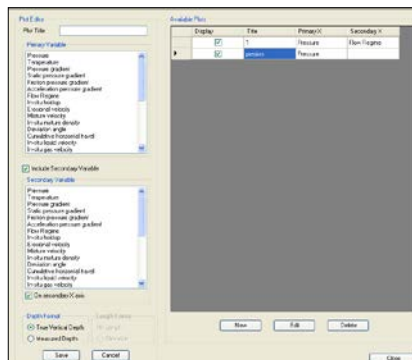
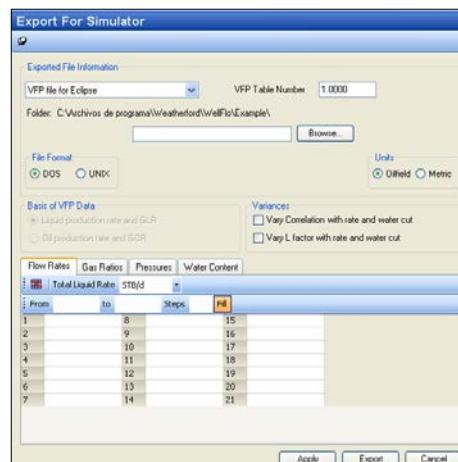


Figura 44. Exportación a simulador WELLFLO.



## 2.3 VIRTUWELL

Virtuwell es una herramienta desarrollada para analizar pozos en flujo mono o multifásico, que presenten diferentes trayectorias y condiciones de operación. Capaz de modelar distintos escenarios, en los que se puede analizar el desempeño de la tubería de producción o estimar el aporte inicial del yacimiento con el fin de determinar la mejor estrategia de producción.

Software miembro del paquete FEKETE HARMONY de la compañía Fekete Associates, que en 2013 fue adquirida por la empresa IHS proveedora también de software para analizar sistemas de producción.

### 2.3.1 Carga de Data

#### Sección del Pozo.

**Tabla 15.** Información requerida en la sección del pozo VIRTUWELL.

Sección del pozo	Tubing data	Cargar las dimensiones de la tubería de producción y seleccionar el tipo de flujo.
	Casing data	Introducir las dimensiones del casing.
	Información adicional	Diligenciar el intervalo de producción y las condiciones de temperatura del sistema.

En la tabla anterior se observa la información necesaria para diligenciar la primera sección de la data requerida para las simulaciones. La figura 45 presenta el esquema que el simulador tiene para esta sección.

**Figura 45.** Montaje del pozo VIRTUWELL.

The screenshot shows the 'Fluid Properties' tab in the VIRTUWELL software. It contains several data entry sections:

- Tubing Data:** A table with columns ID, OD (mm), Length (m), MD (m(CF)), and Tbg. Row 1 is highlighted in red.
- Casing Data:** A table with columns ID, MD (mm), TVD (m(CF)), Angle (°), and Csg. Row 1 is highlighted in red.
- Productive Intervals:** A table with columns Top (m(CF)), Bottom (m(CF)), % Flow (%), Norm, Open, and Hole. Row 1 is highlighted in red.
- Flow Path:** A dropdown menu set to 'Tubing'.
- Datum Depth:** Fields for Datum Depth (MD) and Datum Depth (TVD) in m(CF).
- Wellbore Properties:** Fields for Wellhead Temperature (°C), Sandface Temperature (°C), Roughness (0.015240 mm), and Tuning Factor (100.000 %).

The status bar at the bottom indicates 'Ready'.

**Sección del Fluido.**

**Tabla 16.** Información requerida en la sección de fluidos VIRTUWELL.

Modulo fluido.	Propiedades del gas	Incluir las características del gas producido.
	Propiedades del aceite	Cargar la información del crudo.
	Propiedades del agua	Ingresar la información del agua de producción.
	hidratos	Existencia de hidratos.
	condensados	Posibilidad de modelar condensados.

**Figura 46.** Modulo propiedades del fluido VIRTUWELL.

The screenshot shows the 'Fluid Properties' tab in the VIRTUWELL software. The interface is organized into several sections:

- Gas Properties:** Includes a checked 'Use Gas' checkbox, 'Gas Gravity' (red field), and mole percentages for  $N_2$ ,  $CO_2$ , and  $H_2S$  (all 0.00 %).
- Natural Gas Hydrates:** Includes a checked 'Detect' checkbox and a mole percentage for  $C_3H_8$  (0.00 %).
- Condensate Properties:** Includes a checked 'Use Condensate' checkbox, 'Condensate Density' ( $kg/m^3$ ), 'Separator Temperature' (37.8 °C), and 'Separator Pressure' (689.5 kPa(a)).
- Oil Properties:** Includes a checked 'Use Oil' checkbox, 'Oil Density' (red field,  $kg/m^3$ ), and 'Bubble Point Pressure  $P_b$ ' (red field, kPa(a)).
- Bo & Rs Correlation:** Set to 'Vasquez and Beggs'. 'Bo Correl Adjust Factor' and 'Rs Correl Adjust Factor' are both 1.000.
- Viscosity Correlation:** Set to 'Beggs and Robinsc'. 'Mu Correl Adjust Factor' is 1.000.
- Water Properties:** Includes a checked 'Use Water' checkbox and 'Water Gravity' (1.000).

The status bar at the bottom indicates 'Ready'.

### Seccion correlacion de flujo.

en esta seccion se escoje el modelo hidraulico que mas se ajuste a las características del sistema que se va a analizar.

**Figura 47.** Selección de correlación de flujo VIRTUWELL.

The screenshot shows a dropdown menu labeled 'Correlation:'. The selected option is 'Petalias & Aziz - Mechanistic Model'.

### Sección IPR.

En esta parte se diligencia la información referente al modelamiento del influjo que presenta el reservorio. Se puede escoger entre los modelos de Vogel o Fetkovich, aunque existe un modelo compuesto para modelar el IPR.

**Figura 48.** Modelo IPR VIRTUWELL.

IPR Type

Multiple Vogel   
  Composite   
  Multiple Fetkovich

Inflow Performance Relationship Curve Data					
Show IPR	Reservoir Pressure	Bubble Pt Pressure	Flowing SF Pressure	Oil Rate	AOFP
	kPa(a)	kPa(a)	kPa(a)	m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /d
<input type="checkbox"/> 1					
<input type="checkbox"/> 2					
<input type="checkbox"/> 3					
<input type="checkbox"/> 4					

### Sección parámetros de operación.

En este módulo se encarga de aportar la información para los cálculos hidráulicos del sistema; aquí carga la información referente al GOR y al WCUT, junto con la presión de cabeza que la que se va o se está operando.

**Figura 49.** Condición de operación VIRTUWELL.

Tubing Performance Curve Data								
Show TPC	Edit Tbg	WH Pressure	GOR	Water Cut	Tubing	Annulus	Both	Casing
		kPa(a)	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	%				
<input checked="" type="checkbox"/> A					<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
<input type="checkbox"/> B					<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
<input type="checkbox"/> C					<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
<input type="checkbox"/> D					<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

**2.3.2 Observaciones.** A continuación se describirán algunas reflexiones desarrolladas durante la etapa de simulación realizada en este ejercicio con respecto a los métodos empleados para el modelamiento del IPR, el cálculo de pérdidas, la simulación de los sistemas de levantamiento y el ajuste de las diferentes propiedades del fluido.

**Ajuste de propiedades.** La herramienta cuenta con un paquete de correlaciones para modelar el comportamiento de las propiedades del aceite. Se pueden seleccionar las ecuaciones de standing o glasco que son de las más comunes, o modelos de trabajos más recientes como el De ghetto; pero no tiene la posibilidad de ajustar las propiedades PVT a partir de datos medidos en pruebas, por lo que se debe de conocer de antemano con cual ecuación se modela mejor el comportamiento del fluido producido por el sistema al que se le realizara el análisis.

**Modelamiento IPR.** La aplicación cuenta solamente con tres modelos para simular el aporte del yacimiento en pozos de aceite negro. Los cálculos realizados para este fin se realizan cargando solamente datos de pruebas de producción, es decir, no presenta la posibilidad de realizar el modelamiento del influjo a partir de propiedades del reservorio, esta posibilidad se presenta tanto en pozos verticales como en horizontales. Dos de los modelos son conocidos Vogel y fetkovich, pero el tercer modelo llamado compuesto es propio del programa, y permite determinar el AOF del yacimiento desde la contribución de los componentes agua y aceite de la fase líquida del fluido existente. Aquí se puede modelar el aceite a partir del método de Vogel y el agua desde el método de Vogel o el método de línea recta.

**Figura 50.** Esquema para el método compuesto VIRTUWELL.

Composite IPR Curve Data					
Reservoir Pressure $P_R$		psi(a)	Pressure		psi(a)
Bubble Point Pressure $P_b$	2900	psi(a)	Oil Rate		bb/d
Flowing Pressure		psi(a)	Water Rate		bb/d
Oil Rate		bb/d	Liquid Rate		bb/d
Water Rate		bb/d	Gas Rate		MMscfd
Water Cut		%			
Show Curve	<input checked="" type="checkbox"/>				

**Correlaciones de flujo.** El simulador contiene un paquete pequeño de correlaciones para los cálculos hidráulicos del sistema, llamados por defecto curvas de desempeño de la tubería TPC. Estas correlaciones han sido modificadas por los diseñadores del software para adaptarlas a las distintas geometrías y posiciones que se puedan presentar en el pozo y el sistema de producción. Es posible comparar el paquete de correlaciones que trae el simulador para encontrar una que se ajuste más al comportamiento hidráulico que se presenta en el pozo que se va a analizar. Se deben conocer datos de presión en cabeza y caudal.

**Figura 51.** Módulo de comparación de correlaciones VIRTUWELL.

Pressure Calculation Data						
Show Curve	Correlation				Calculated Pressure	
					psi(a)	
<input type="checkbox"/>	1	Modified Beggs & Brill - Generally Applicable				
<input type="checkbox"/>	2	Gray - Predominantly Gas				
<input type="checkbox"/>	3	Hagedorn & Brown - Predominantly Oil				
<input type="checkbox"/>	4	Flanigan - Panhandle Multiphase - Horizontal Pipes				
<input type="checkbox"/>	5	Modified Flanigan - Modified Panhandle Multiphase - Horizont				
<input type="checkbox"/>	6	Weymouth - Predominantly Horizontal Gas Pipes				
<input type="checkbox"/>	7	Petals & Aziz - Mechanistic Model				

Pressure Calculation Data					
Gas Rate	Oil Rate	Water Rate	Specified Pressure	Inlet	Outlet
MMscfd	bb/d	bb/d	psi(a)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
				<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

**Sistemas de levantamiento.** El programa no tiene la opción de simular ningún sistema de levantamiento para pozos de aceite. Lo más cercano a este tipo de análisis es cuando se emplea el método compuesto para cálculos de AOF y con la presión de succión de la bomba presente en el pozo se pueden predecir las ratas de producción de las fases del fluido. Cabe mencionar que cuenta con el sistema para plunger lift pero para pozos de gas.

**2.3.3 Datos de salida.** El simulador presenta un set de operaciones, entre las que se encuentra incluida la de análisis nodal, la cual solo se puede realizar a las condiciones de fondo. Los resultados obtenidos son las presiones y caudales de las curvas IPR y TPC, y el punto operativo del fondo a las condiciones operacionales existentes. Los valores de los caudales pueden ser de líquidos totales o de la fase que se requiera. También se brinda la opción de realizar sensibilidades sencillas, pero solo a las dimensiones de la tubería de producción; si se requiere analizar los efectos de otras características o parámetros del sistema, se debe modificar el modelo y realizar la corrida nuevamente.

**Figura 52.** Ventana de resultados VIRTUWELL.

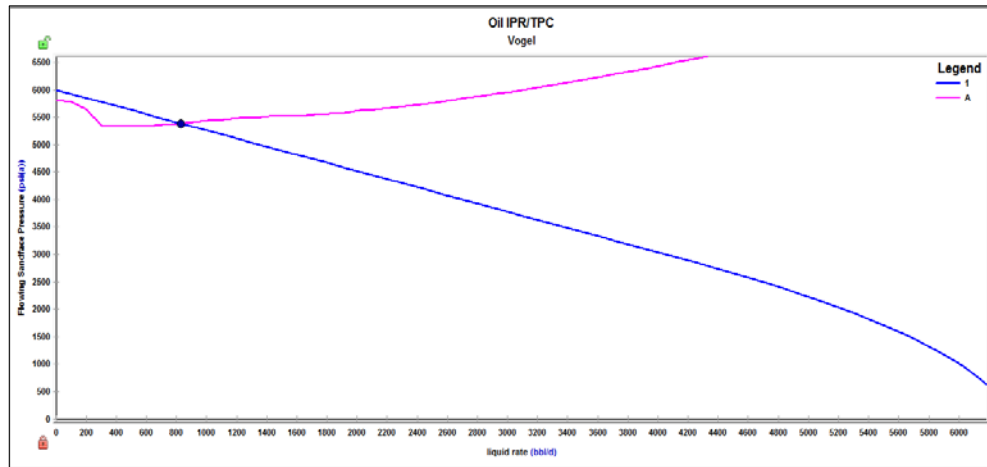
OIL IPR/TPC OPERATING POINTS								
IPR	$P_{SF}$ A	$q_L$ A	$P_{SF}$ B	$q_L$ B	$P_{SF}$ C	$q_L$ C	$P_{SF}$ D	$q_L$ D
	psi(a)	bbV/d	psi(a)	bbV/d	psi(a)	bbV/d	psi(a)	bbV/d
1								
2								
3								
4								

Oil  
 Wtr  
 Liq  
 Gas

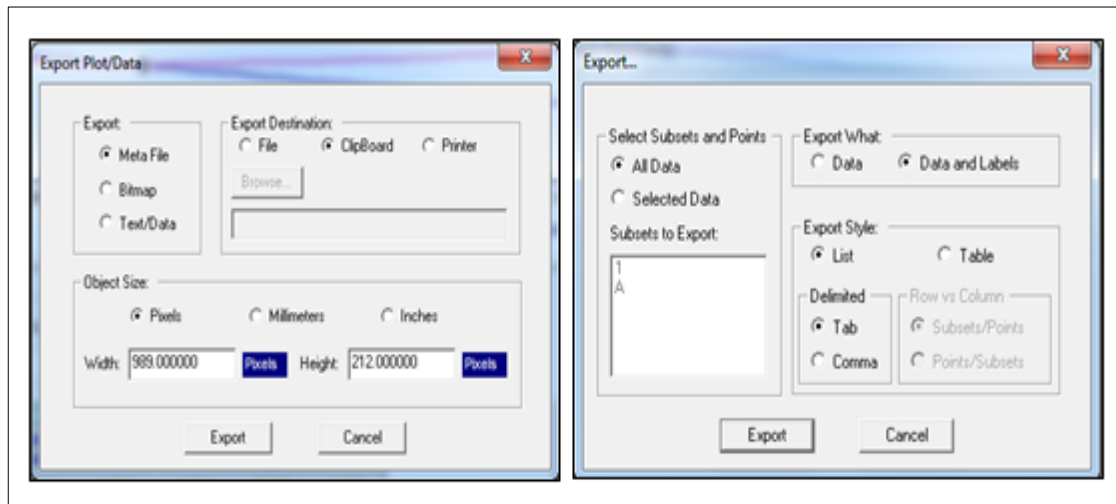
**2.3.4 Reporte y manejos de resultados.** Los resultados de la simulación son arrojados a través de meta archivos (formato de archivos grafico para Microsoft Windows) o archivos con extensión .dat o .txt. En el software se genera

automáticamente la gráfica de las curvas IPR y TPC. Los archivos .txt pueden ser transformados a archivos .xlsx formato de la herramienta Excel. En la figura 53 se observa la gráfica generada por el simulador y la figura 54 muestra las ventanas para exportar los resultados.

**Figura 53.** Gráfica del análisis nodal VIRTUWELL.



**Figura 54.** Esquema para exportación de datos VIRTUWELL.



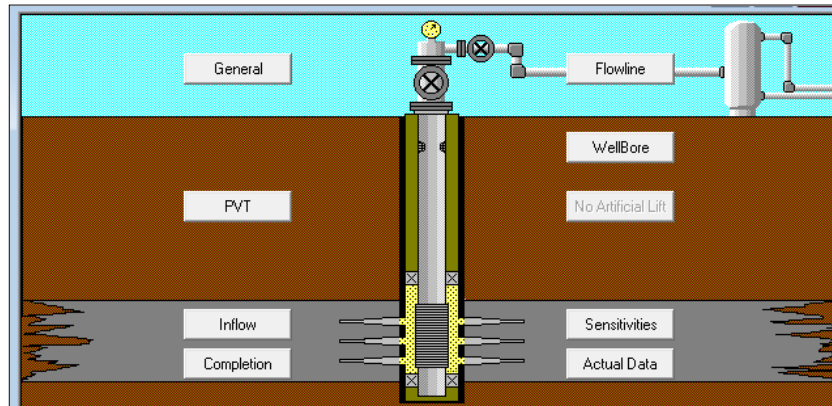
## 2.4 SNAP

Simplified Nodal Analysis Program es un software de la compañía Ryder Scott que provee las herramientas para la optimización de tasas de producción del pozo, estimar las variables del yacimiento desde el historial de producción y predecir la futura producción del pozo. La interfaz y aplicaciones están completamente diseñadas alrededor de las necesidades del usuario, sus principales características son:

- Todos los modelos de desempeño del yacimiento.
- 12 correlaciones hidráulicas para tubing.
- Inclusión de PVT e IPR por el usuario.
- Modelamiento de pozos horizontales incluyendo los efectos del posicionamiento del pozo en el área de drenaje.
- Efectos de las permeabilidades relativas.
- Completamente editable, gráficas y reportes de calidad.
- Efectos de la perforación y el completamiento.
- Tasas de levantamiento críticas, velocidades mixtas y erosionales y propiedades PVT reportadas cada 200 pies.
- Completamientos multizonas con flujo cruzado.
- Restricción de caídas de presión con métodos de flujo sub crítico y crítico.
- Sensibilidades evaluadas en todo el yacimiento, completamiento y parámetros de tubería.

**2.4.1 Carga de Data.** El simulador cuenta con una interfaz sencilla compuesta de nueve módulos para el montaje e inclusión de datos del pozo (Figura 55). A continuación se describen cada uno de los módulos.

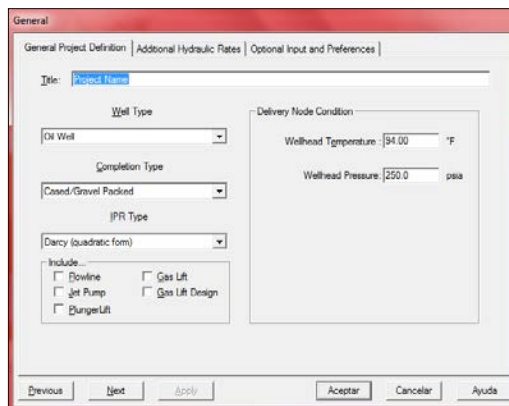
**Figura 55. Interfaz SNAP.**



### **Módulo General**

En esta sección se incluyen los datos generales como los tipos de pozo, completamiento e IPR, además de la presencia de línea de flujo o algún sistema de levantamiento. (Figura 56)

**Figura 56. Modulo general SNAP.**



### **Módulo PVT**

Este módulo permite el ingreso de datos PVT como la temperatura y las gravedades específicas de los fluidos, tablas del usuario y la elección de las correlaciones de las propiedades de los fluidos. (Figura 57)

**Figura 57. Módulo PVT SNAP.**

PVT Properties

Correlations   
 MultiZone PVT   
 Kipank PVT   
 Brudhoe PVT

Reservoir Temperature:  °F    CO2%:     H2S%:     N2%:

Gas Specific Gravity:     0    0    0

Formation Producing GOR:  scf/stb

Oil API gravity:

Water Specific Gravity:

Correlation or PVT Table Selection for Standard Properties

Solution Gas/Oil Ratio:     Oil Formation Volume:   
 Vazquez and Beggs    Vazquez and Beggs

Oil Viscosity:     Glaso

Optional User PVT Tables

Specific Gravity of Solution Gas  
 Specific Gravity of Free Gas  
 Surface Tension  
 Z Factor  
 Gas Viscosity

**Módulo Inflow**

Esta interfaz cambia dependiendo del tipo de IPR elegido en el módulo general, admitiendo la inclusión de la presión de yacimiento, el corte de agua y las propiedades necesarias para el cálculo del aporte del reservorio según su modelo seleccionado. (Figura 58)

**Figura 58. Módulo inflow SNAP.**

Inflow

Reservoir and Well Data

	Zone Name	Reservoir Press (psia)	Net TVD Thickness (ft)	Drainage Radius (ft)	Wellbore radius (ft)	Perm (md)	Skin Factor	Water Cut (frac)
1	none	4000.00	20.00	1500.00	0.4010	10.000	0.00	0.000
2								
3								
4								
5								
6								
7								
8								
9								
10								
11								
12								
13								

User Defined Bubble Point

BP Pressure:

Skin Factor Utility:  0

Please enter layers from shallowest at the top of the list to deepest at the bottom of the list.

## Módulo Completamiento

La sección de completamiento cambia dependiendo del tipo elegido en el módulo general y acepta el ingreso de datos como el diámetro de las perforaciones y la densidad de tiros para realizar los cálculos. No es necesaria la inclusión de la información en este módulo para realizar la corrida. (Figura 59)

Figura 59. Modulo completamiento SNAP.

	Permeability Gravel Darcy	Perforation Diameter [in]	Flow Length [in.]	Perforated Interval [MD ft]	Shot Density [SPft]
1					
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					
9					
10					
11					
12					
13					
14					
15					
16					

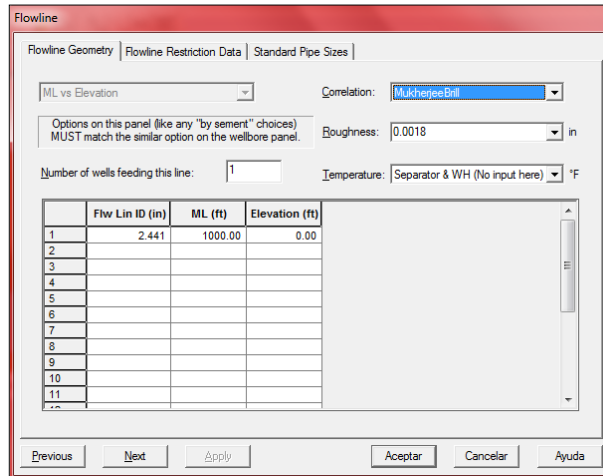
Perforation Efficiency:

Previous Next Apply Aceptar Cancelar Ayuda

## Módulo Línea De Flujo

El modulo permite la elección de la correlación con la que se desea modelar y la entrada de datos como la geometría y las restricciones de la línea de flujo. También facilita el acceso a una tabla muy completa de los diferentes tamaños y propiedades de la tubería estándar. (Figura 60)

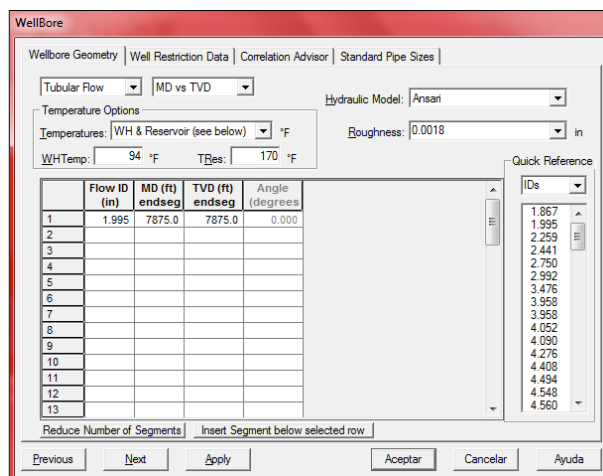
**Figura 60. Modulo línea de flujo SNAP.**



## Módulo Pozo

La interfaz permite la elección de la correlación con la que se desea modelar, el tipo de flujo y la entrada de datos como la geometría y las restricciones del pozo. También facilita el acceso a una tabla muy completa de los diferentes tamaños y propiedades de la tubería estándar, y posee un tutor de correlaciones para sugerir al usuario la más indicada. (Figura 61)

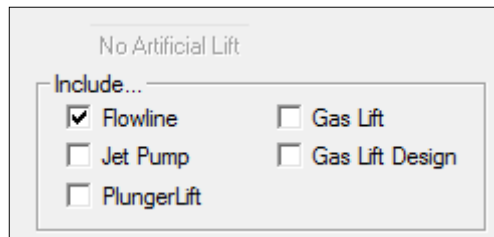
**Figura 61. Modulo pozo SNAP.**



## Módulo Levantamiento Artificial

En este módulo la interfaz del software cambia dependiendo del sistema de levantamiento seleccionado anteriormente, con el fin de proporcionar la inclusión de los datos referentes a cada método. (Figura 62)

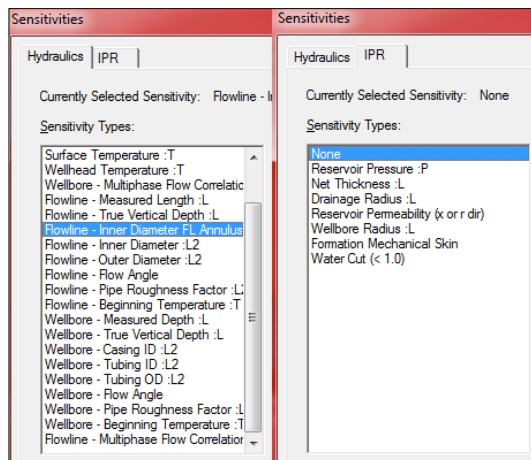
Figura 62. Modulo levantamiento artificial SNAP.



## Módulo Sensibilidades

Esta sección admite la inclusión de sensibilidades hidráulicas o del yacimiento. A partir de su respectiva elección se genera la interfaz para el ingreso de los datos. (Figura 63)

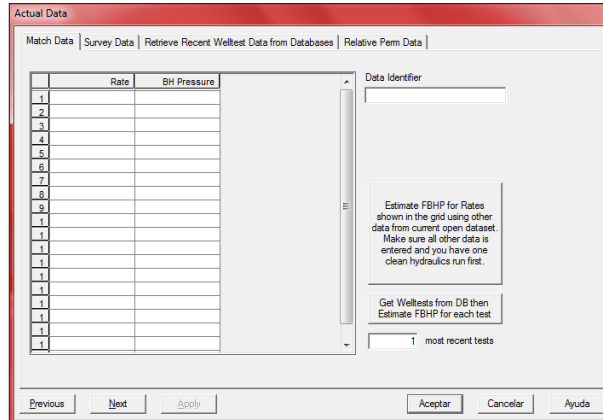
Figura 63. Modulo sensibilidades SNAP.



## Módulo Datos Actuales

El modulo permite el ingreso de datos de acople como tasas, presiones, profundidades, temperatura, permeabilidades relativas y diferentes propiedades obtenidas de pruebas actuales del pozo. (Figura 64)

**Figura 64. Modulo datos actuales SNAP.**



**2.4.2 Observaciones.** A continuación se describen notaciones observadas respecto a los métodos de cálculo para modelar IPR, calcular perdidas, simular sistemas de levantamiento artificial y realizar los diferentes ajustes de las propiedades del fluido.

**Ajustes De Las Propiedades** La aplicación de ajustes PVT se puede realizar a partir de la elección de las correlaciones disponibles o por medio del ingreso de tablas (Tabla 17), y si su comportamiento no se representa debidamente la interfaz incluye tres modelos PVT, los cuales son: Multizona, Kuparuk y Prudhoe. (Figura 57)

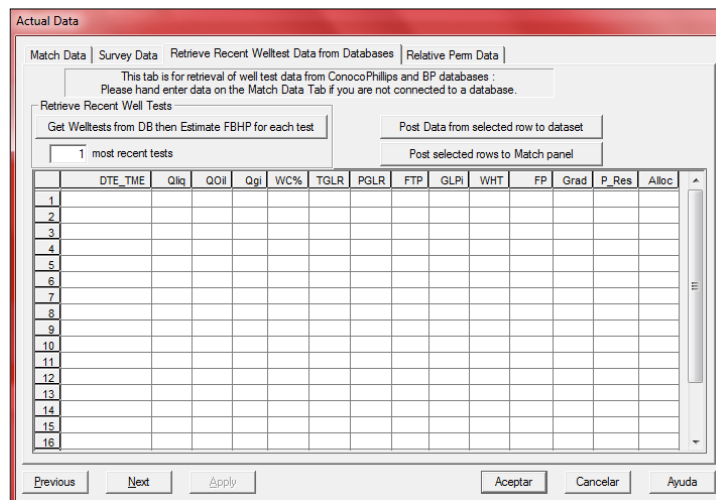
**Tabla 17. Correlaciones y tablas PVT SNAP.**

CORRELACIÓN O TABLA	
Rs, Bo, $\mu_o$	Vásquez and Beggs
	Standing
	Glaso
	Beggs and Robinson

TABLA
Gravedad especifica gas en solución
Gravedad especifica gas libre
Tensión superficial
Factor Z
Viscosidad del gas

También permite el acople de propiedades por medio de la inserción de datos de pruebas de pozo en el módulo de data actual, además de la importación de estos, a partir de bases de datos de ConocoPhillips y BP. (Figura 65)

**Figura 65. Ajustes con bases de datos de pruebas de pozo SNAP.**



**Modelamiento IPR** La interfaz para la selección del modelo IPR se realiza por medio del despliegue de una lista o incluyendo una tabla IPR del usuario (tabla 18), permitiéndole al usuario calcular la productividad del pozo con el mejor ajuste. La información requerida por el simulador para estos cálculos depende del modelo incluido anteriormente.

**Tabla 18. Modelos IPR SNAP.**

MODELOS IPR
Darcy (forma cuadrática)
Vogel con datos de yacimiento
Vogel con una prueba de producción
Vogel con dos pruebas de producción
Fetkovich con pruebas multipunto
Fetkovich con C y N
IP constante
IP constante con nivel de fluido
Modelo horizontal de Babu&Odeh
Pozo fracturado

**Correlaciones De Flujo** De igual manera que para IPR, el software realiza un despliegue de lista de correlaciones en línea de flujo y pozo, para su elección si ya se conoce con anterioridad la correlación que predice correctamente el comportamiento de las pérdidas (tabla 19), si no, el simulador tiene la opción de un tutor que a partir de los datos de pozo sugiere las correlaciones que mejor se ajusten. (Figura 66)

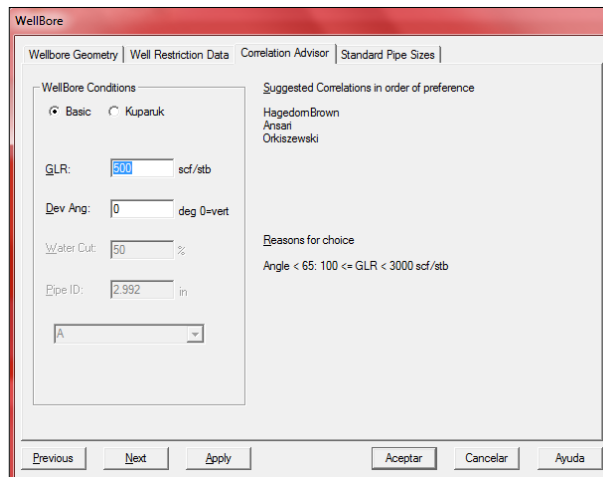
La elección de las correlaciones se puede hacer individualmente en cualquier segmento de las tuberías de pozo y líneas de flujo.

**Tabla 19. Correlaciones de pérdidas en línea de flujo y pozo SNAP.**

CORRELACIONES DE PERDIDAS	LÍNEA DE FLUJO
	Dukler
	Beggs Brill
	Mukherjee Brill
	Dukler Eaton
	Minami Beggs Brill
	POZO
	Hagerdorn Brown

	Orkiszewski
	Duns Ros
	Azis
	Beggs Brill
	Gray
	Mona
	Gray modificada
	Duns Ros Gray
	Stoisits
	Cullender Smith
	Water Only
	Ansari
	Olga
	Chokshi

**Figura 66. Tutor de correlación de pérdidas de pozo SNAP.**



## Sistemas De Levantamiento Artificial

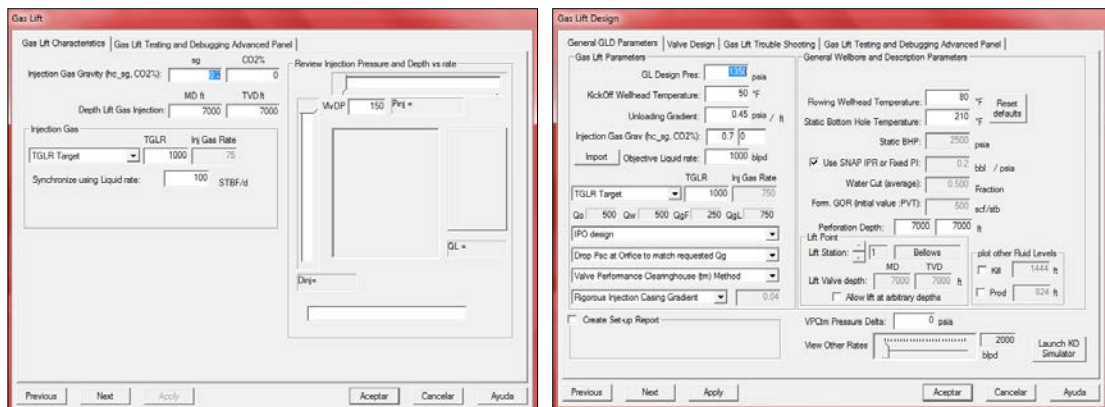
GAS LIFT. El modulo para gas lift cuenta con la opción de elegir si se va a diseñar o no. Si no se diseña, la interfaz es sencilla y los datos de entrada son solo parámetros generales. Para el diseño la sección se vuelve más compleja y la

información son todas las características del sistema y de las válvulas, pero tiene una sección de solución de problemas del diseño. El modulo cuenta con 6 modelos de válvulas para gas lift (Tabla 20). (Figura 67)

**Tabla 20. Modelos de válvulas Gas Lift SNAP.**

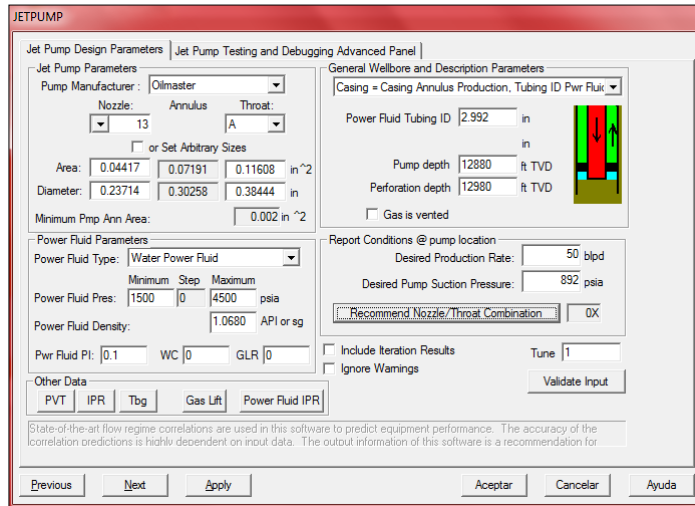
MODELO VÁLVULA GAS LIFT
Altec_AT1-CF
Camco_BK
McMurry_C-1
Wfd_R-1
Wfd_R-1B
Wfd_R-1CF

**Figura 67. Gas lift sin y con diseño SNAP.**



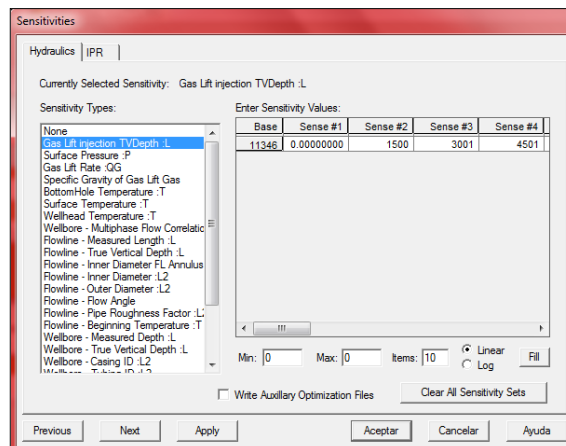
JET PUMP. La interfaz de este sistema de levantamiento artificial es simple ya que no permite el diseño de la bomba. La información de entrada es general, incluye un lista de selección entre tres fabricantes de bombas: Oilmaster, Kobe y Central Hydraulic. Además permite hacer sensibilidad de la presión del fluido de poder. (Figura 68)

**Figura 68. Jet Pump SNAP.**

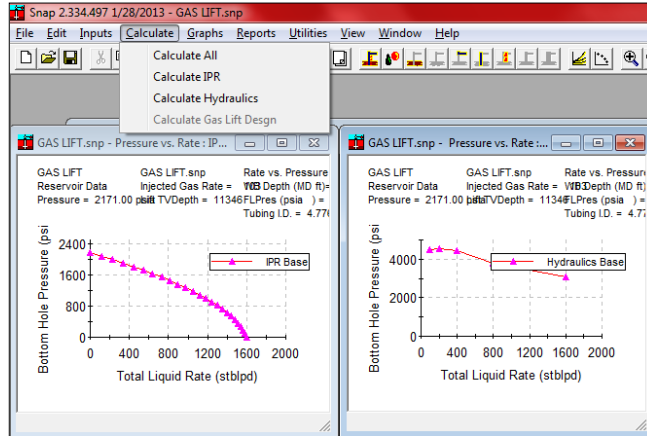


**2.4.3 Datos de salida.** El módulo de datos de salida no es muy completo para el software SNAP, aunque permite el análisis de sensibilidades hidráulicas y de IPR por medio del despliegue de una lista para seleccionar una, la inclusión de valores mínimos y máximos con sus respectivos valores intermedios y si es lineal o logarítmica. (Figura 69). No admite la variación de las condiciones operacionales, ya que solo tiene el nodo de fondo para análisis pero si permite la corrida de cuatro opciones, el cálculo de todo, el de IPR, el hidráulico y el de sistema de levantamiento. (Figura 70).

**Figura 69. Variación de sensibilidades SNAP.**



**Figura 70. Calculo simulaciones SNAP.**



**2.4.4 Reporte y manejo de resultados.** Los resultados de la simulación se pueden observar por medio de dos ventanas, la gráfica de presión vs tasa donde se muestra la curva de inflow y outflow (Figura 71), y el reporte base de varias páginas donde muestra las condiciones base, los datos de yacimiento, propiedades PVT e IPR, datos de línea de flujo y pozo, punto de operación entre otros (Figura 72). El simulador no permite la exportación de datos, solo admite la elección de la gráfica o el reporte que desea el usuario y guarda los archivos .snp y .rpt respectivamente.

**Figura 71. Grafica Inflow y Outflow SNAP.**

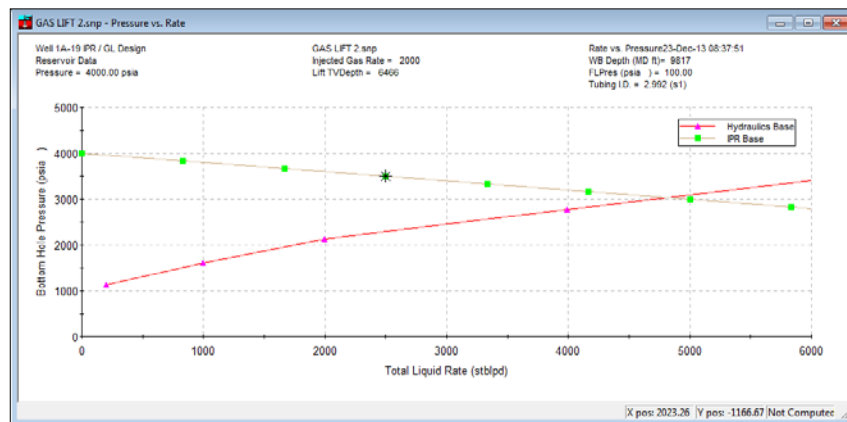
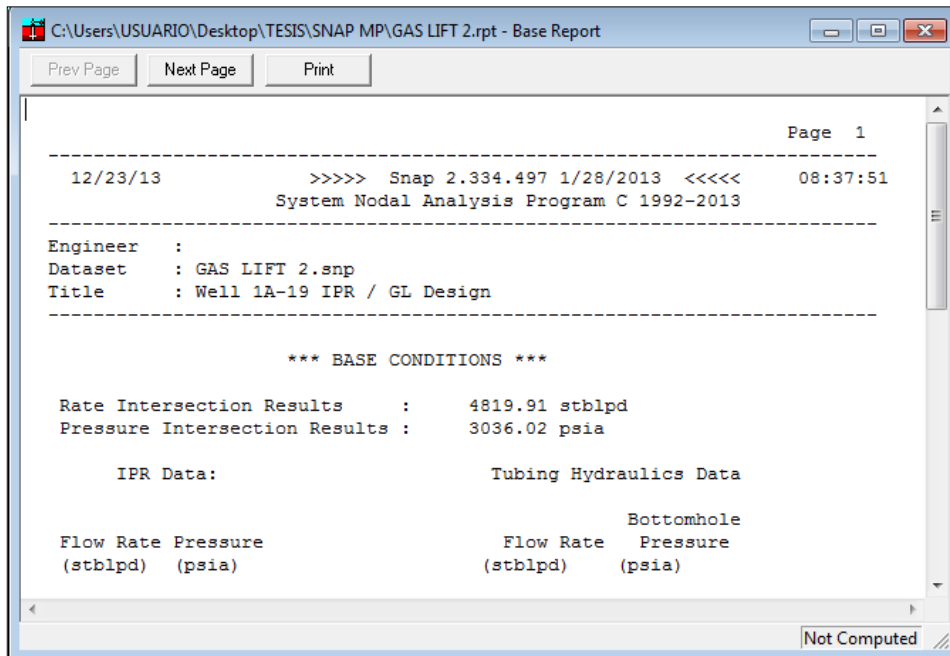


Figura 72. Reporte base SNAP.



### 3. ANÁLISIS CUANTITATIVO DE LOS SOFTWARE

#### 3.1 DISEÑO DE EXPERIMENTAL

En el capítulo anterior, se desarrolló un análisis cualitativo de las herramientas computacionales que se emplean en la optimización de la producción mediante la técnica de análisis nodal; a continuación se presentara un análisis cuantitativo de estas a partir de los resultados obtenidos en las simulaciones realizadas.

**3.1.1 Diseño de experimentos.**<sup>49</sup> Un experimento puede definirse como una prueba o serie de pruebas, en las que se hacen cambios deliberados en las variables de entrada de un proceso o sistema para observar e identificar las razones de los cambios que pudieran observarse en la respuesta de salida.

Así mismo, cuando se realizan ejercicios de este tipo aplicando enfoques estadísticos, todos los participantes deben tener claro cuál es el objetivo principal de realizar el estudio. Seguido, se presentan cada uno de los pasos claves para esto:

- Identificación y enunciación del problema.
- Elección de los factores, los niveles y los rangos.
- Selección de la variable de respuesta.
- Elección del diseño experimental.
- Realización del experimento.
- Análisis estadístico de los datos.
- Conclusiones y recomendaciones.

En el presente trabajo se empleara la herramienta STATGRAPHICS Centurión XV para realizar el diseño de experimentos.

---

<sup>49</sup> DOUGLAS. MONTGOMERY. Diseño y análisis de experimentos, Segunda edición, 2004.

**3.1.2 Escenarios para el análisis.** Antes de realizar el análisis de sensibilidad, es necesario plantear escenarios de simulación para así poder evaluar dichos modelos. Con el fin de cubrir globalmente el análisis nodal permitido en los cuatro simuladores, se plantean dos escenarios para seis casos de pozos en los que se está produciendo aceite negro: flujo natural, horizontal, con ESP, PCP, JET PUMP Y Gas Lift.

La información utilizada en los casos se muestra en las tablas 21 a la 26.

**Tabla 21.** Condiciones del Caso Flujo Natural.

	FLUJO NATURAL			
	ESCENARIO 1		ESCENARIO 2	
TIPO DE FLUJO	TUBING		TUBING	
ORIENTACIÓN	VERTICAL		VERTICAL	
TIPO DE POZO	ONSHORE		ONSHORE	
API	34,9706	°	37	°
GRAVEDAD ESPECIFICA GAS	0,65		0,64	
GRAVEDAD DEL AGUA	1,0198		1,02	
PRESIÓN	6000	PSIA	4269	PSIA
TEMPERATURA	196	°F	210	°F
PUNTO MEDIO PERFORACIONES (MD)	14000	FT	11600	FT
CORTE DE AGUA	0,25		0,2	
GOR	500	SCF/STB	890	SCF/STB
IPR	VOGEL		LÍNEA RECTA	
COEFICIENTE DE VOGEL	0,2			
PI (J)	1,25	STB/d/PSI	25	STB/d/PSI
PROFUNDIDAD MEDIDA	14000	FT	11600	FT
PROFUNDIDAD VERTICAL REAL	14000	FT	10827	FT
LÍNEA DE FLUJO LONGITUD	1000	FT	1000	FT
LÍNEA DE FLUJO ID	4.026	IN	6,2	IN
TUBING LONGITUD	12980	FT	11600	FT
TUBING ID	2,992	IN	4,184	IN
CASING LONGITUD	13980	FT	11600	FT
CASING ID	6,3	IN	6,3	IN

**Tabla 22.** Condiciones del Caso ESP.

	ESP			
	ESCENARIO 1		ESCENARIO 2	
TIPO DE FLUJO	TUBING		TUBING	
ORIENTACIÓN	VERTICAL		VERTICAL	
TIPO DE POZO	ONSHORE		ONSHORE	
API	34,9706	°	27	°
GRAVEDAD ESPECIFICA GAS	0,65		0,83	
GRAVEDAD DEL AGUA	1,0198		1,02	
PRESIÓN	3072	PSIA	2260	PSIA
TEMPERATURA	200	°F	210	°F
PERMEABILIDAD	79,2	Md		Md
ESPEJOR (TVD)	58,2	FT		FT
PUNTO MEDIO PERFORACIONES (MD)	8500	FT	11600	FT
CORTE DE AGUA	0,6		0,7	
GOR	500	SCF/STB	892	SCF/STB
IPR	VOGEL		LÍNEA RECTA	
COEFICIENTE DE VOGEL	0,2			
PI (J)	6,1038	STB/d/PSI	25	STB/d/PSI
AOF	11059,5	STB/d		STB/d
PROFUNDIDAD MEDIDA	8500	FT	11600	FT
PROFUNDIDAD VERTICAL REAL	8500	FT	10827	FT
RADIO DRENAJE EQUIVALENTE	1000	FT		FT
AREA DE DRENAJE	3141592,5	FT <sup>2</sup>		FT <sup>2</sup>
LÍNEA DE FLUJO LONGITUD	1000	FT	1000	FT
LÍNEA DE FLUJO ID	6,2	IN		IN
TUBING LONGITUD	8000	FT	8000	FT
TUBING ID	3,996	IN	5,424	IN
CASING LONGITUD	8500	FT	11600	FT
CASING ID	6,184	IN	11,9	IN
<b>PARÁMETROS ESP</b>				
MD	8000	FT	8000	FT
FRECUENCIA DE OPERACIÓN	70	Hz	60	Hz
MODELO	GN 4000 REDA		M675C REDA	
NUMERO ETAPAS	169		80	
SEPARADOR DE GAS	PRESENTE		PRESENTE	
EFICIENCIA DEL SEPARADOR	0,8	FRACCIÓN	0,9	FRACCIÓN
CORRECCIÓN DE VISCOSIDAD	PRESENTE		NO	

**Tabla 23.** Condiciones del Caso PCP.

	PCP			
	ESCENARIO 1		ESCENARIO 2	
TIPO DE FLUJO	TUBING		TUBING	
ORIENTACIÓN	VERTICAL		VERTICAL	
TIPO DE POZO	ONSHORE		ONSHORE	
FASE DE FLUIDO	MULTIFASICO		MULTIFASICO	
API	12,0004	°	28	°
GRAVEDAD ESPECIFICA GAS	0,7		0,87	
GRAVEDAD DEL AGUA	0,9996		1,03	
PRESIÓN	1700	PSIA	2400	PSIA
TEMPERATURA	140	°F	240	°F
PUNTO MEDIO PERFORACIONES (MD)	4921	FT	10000	FT
CORTE DE AGUA	0,2		0,25	
GOR	100	SCF/STB	200	SCF/STB
IPR	LÍNEA RECTA		VOGEL	
PI (J)	0,3	STB/d/PSI	3,6	STB/d/PSI
LÍNEA DE FLUJO LONGITUD	1000	FT	1000	FT
LÍNEA DE FLUJO ID	6,2	IN	6,2	IN
TUBING LONGITUD	4851,23	FT	9500	FT
TUBING ID	2,992	IN	3,958	IN
CASING LONGITUD	6000	FT	10000	FT
CASING ID	8,835	IN	8,681	IN
<b>PARÁMETROS PCP</b>				
MD	4872	FT	9500	FT
MODELO	175-6000		PCM 400 120 E 1200	
SEPARADOR DE GAS	PRESENTE		NO TIENE	
EFICIENCIA DEL SEPARADOR	0,4	FRACCIÓN		FRACCIÓN
DRIVE HEAD MODELO	MINI GX			
BELTS/SHEAVES RATIO	4	:1		:1
BELTS/SHEAVES EFFICIENCY	0,97	FRACCIÓN		FRACCIÓN
POTENCIA DEL MOTOR	50	HP		HP
DIÁMETRO DE LA VARILLA	1	IN	1	IN
VELOCIDAD DE LA BOMBA	80	rpm	100	Rpm

**Tabla 24.** Condiciones del Caso GAS LIFT.

	GAS LIFT			
	ESCENARIO 1		ESCENARIO 2	
TIPO DE FLUJO	TUBING		TUBING	
ORIENTACIÓN	VERTICAL		VERTICAL	
TIPO DE POZO	ONSHORE		ONSHORE	
API	35,3632	°	30	°
GRAVEDAD ESPECIFICA GAS	0,92		0,65	
GRAVEDAD DEL AGUA	1,0216		1,02	
PRESIÓN	2171	PSIA	4000	PSIA
TEMPERATURA	246,9	°F	250	°F
PUNTO MEDIO PERFORACIONES (MD)	15413	FT	9817	FT
CORTE DE AGUA	0,2		0.1	
GOR	1702	SCF/STB	300	SCF/STB
IPR	VOGEL		VOGEL	
COEFICIENTE DE VOGEL	0,2		0,8	
PI (J)	1,3308	STB/d/PSI		STB/d/PSI
AOF	1594,3	STB/d	16000	STB/d
PROFUNDIDAD MEDIDA	15413	FT	9817	FT
PROFUNDIDAD VERTICAL REAL	11967,27	FT	9000	FT
LÍNEA DE FLUJO LONGITUD	1000	FT	1000	FT
LÍNEA DE FLUJO ID	6,2	IN	6,2	IN
TUBING LONGITUD	14898,6	FT	9817	FT
TUBING ID	2,988	IN	2,992	IN
CASING LONGITUD	15907,6	FT	9817	FT
CASING ID	6,096	IN	6,096	IN
<b>PARÁMETROS DEL GAS LIFT</b>				
PRESIÓN DE OPERACIÓN	1051,5774	PSIA	1000	PSIA
GRAVEDAD GAS INYECCIÓN	0,743		0,64	
PRESIÓN DIFERENCIAL VÁLVULA	100	PSI	100	PSI
INYECCIÓN GLR	1800	SCF/STB		SCF/STB
CAUDAL INYECCIÓN		MMSCFD	2	MMSCFD

**Tabla 25.** Condiciones del Caso HORIZONTAL.

	HORIZONTAL			
	ESCENARIO 1		ESCENARIO 2	
TIPO DE FLUJO	TUBING		TUBING	
ORIENTACIÓN	HORIZONTAL		HORIZONTAL	
TIPO DE POZO	ONSHORE		ONSHORE	
API	34,9706	°	14,5	°
GRAVEDAD ESPECIFICA GAS	0,65		0,566	
GRAVEDAD DEL AGUA	1,0198		1,02	
PRESIÓN	5000	PSIA	2400	PSIA
TEMPERATURA	200	°F	115-200	°F
ESPEJOR	175	FT		FT
PERMEABILIDAD	200	mD		Md
RADIO CARA POZO	0,7	FT		FT
PUNTO MEDIO PERFORACIONES (MD)	10000	FT		FT
CORTE DE AGUA	0,2			
GOR	500	SCF/STB	92	SCF/STB
IPR	VOGEL		CONDUCTIVIDAD FINITA PI	
COEFICIENTE DE VOGEL	0,2			
PRODUCTIVIDAD		STB/d/PSI/FT	0,025	STB/d/PSI/FT
PI (J)	121,8146	STB/d/PSI		STB/d/PSI
AOF	455575,1	STB/d		STB/d
TOTAL DARCY SKIN	-5,1208			
FLUJO	PSEUDO-RADIAL			
ESTADO	SEMIESTABLE			
RADIO DRENAJE EQUIVALENTE	3000	FT		FT
AREA DRENAJE	3,00E+07	FT2		FT2
DIETZ SHAPE FACTOR	31,62			
LÍNEA DE FLUJO LONGITUD	1000	FT	1000	FT
LÍNEA DE FLUJO ID	6,2	IN	6,2	IN
TUBING LONGITUD	9500	FT	13379	FT
TUBING ID	5,5	IN	6	IN
CASING LONGITUD	10000	FT	13379	FT
CASING ID	6,184	IN	6,3	IN
PROFUNDIDAD MEDIDA	10000	FT	13379	FT
PROFUNDIDAD VERTICAL REAL	7556	FT	4201	FT

**Tabla 26.** Condiciones del caso JET PUMP.

	JET PUMP			
	ESCENARIO 1		ESCENARIO 2	
TIPO DE FLUJO	ANULAR		ANULAR	
ORIENTACIÓN	VERTICAL		VERTICAL	
TIPO DE POZO	ONSHORE		ONSHORE	
API	30,0002	°	21	°
GRAVEDAD ESPECIFICA GAS	0,85		0,6	
GRAVEDAD DEL AGUA	1,03		1,03	
PRESION	1014,696	PSIA	1850	PSIA
TEMPERATURA	205	°F	110	°F
PUNTO MEDIO PERFORACIONES (MD)	9100	FT	4200	FT
CORTE DE AGUA	0,196		0,5	
GOR	100	SCF/STB	200	SCF/STB
IPR	VOGEL		VOGEL	
COEFICIENTE DE VOGEL	0,2		0,2	
PRESION DE PRUEBA	514,696	PSIA	1000	PSIA
CAUDAL DE PRUEBA	250	STB/d	1300	STB/d
PI (J)	0,5307	STB/d/PSI	1,9261	STB/d/PSI
AOF	361,9	STB/d	1969,34	STB/d
PROFUNDIDAD MEDIDA	9100	FT	4200	FT
PROFUNDIDAD VERTICAL REAL	9100	FT	4100	FT
LÍNEA DE FLUJO LONGITUD	1000	FT	1000	FT
LÍNEA DE FLUJO ID	6,2	IN	6,2	IN
TUBING LONGITUD	9000	FT	4100	FT
TUBING ID	2,441	IN	2,441	IN
CASING LONGITUD	9100	FT	4200	FT
CASING ID	4,892	IN	4,052	IN
PARÁMETROS JET PUMP				
MD	8900	FT	3500	FT
MODELO	KOBE TIPO A		KOBE TIPO A	
TAMAÑO DE LA BOQUILLA	6		10	
FLUIDO DE PODER	ACEITE		AGUA	
GRAVEDAD FLUIDO PODER	30,0002	API	1,068	API
PRESION DE INYECCIÓN FLUIDO PODER	3300	PSIA	2000	PSIA
GAS BYPASS	NO		NO	

La selección de las variables para sensibilizar cada uno de los casos, se realizó con el fin de analizar la incidencia y los efectos sobre el caudal, la presión de fondo y cabeza que tienen las características del yacimiento, las propiedades del sistema de producción instalado y las condiciones de los fluidos producidos. (Tabla 27).

**Tabla 27.** Variables seleccionadas para sensibilización según caso.

VARIABLES SELECCIONADAS SEGÚN CASO						
	Pozo en flujo natural	Pozo con ESP	Pozo con PCP	Pozo con Gas Lift	Pozo horizontal	Pozo con Jet Pump
Características del yacimiento	Coef. Vogel.	Skin.	J.	-	Kv y Rw.	J.
Propiedades hidráulicas del sistema	ID tubing y flow line	-	-	ID tubing	ID tubing	-
Condiciones del fluido producido	Wcut.	Wcut.	Wcut.	Wcut.	Wcut.	Wcut.
Parámetros operacionales del SLA.	-	Velocidad y # etapas bomba.	Velocidad y eficiencia del sep. Fondo.	GE y Qg gas iny.	-	Tamaño de la boquilla y presión del fluido de iny.

Luego de haber seleccionado las variables para optimizar el sistema de producción existente en los casos establecidos se plantea, un diseño experimental factorial multinivel, en el cual, cada escenario consta de cuatro factores, cada uno con dos niveles, uno máximo y uno mínimo, para generar 16 experimentos por escenario. Teniendo en cuenta que se analizarán los resultados para la producción y las presiones de fondo y cabeza en los dos escenarios por caso, la tabla 28 muestra el número de experimentos realizados en cada uno de los

simuladores y el cálculo total de la cantidad de ensayos que se desarrollaran. En la tabla 29 se observan los factores y niveles usados en los experimentos, siendo un experimento igual a una simulación.

**Tabla 28.** Calculo total de experimentos o simulaciones.

EXPERIMENTOS O SIMULACIONES			SUBTOTAL	
NIVELES	2	-	2	
FACTORES	4	= $2^4$	16	
ESCENARIOS	2	= $16*2$	32	
PIPESIM	CASOS	5	= $5*32$	160
	RESPUESTAS	3	= $3*160$	480
WELLFLO	CASOS	4	= $4*32$	128
	RESPUESTAS	3	= $3*128$	384
	CASOS	2	= $2*32$	64
	RESPUESTAS	2	= $2*64$	128
VIRTUWELL	CASOS	2	= $2*32$	64
	RESPUESTAS	2	= $2*64$	128
SNAP	CASOS	4	= $4*32$	128
	RESPUESTAS	2	= $2*128$	256
TOTAL SIMULACIONES		= $480+384+128+128+256$	1376	

**Tabla 29.** Factores y niveles de los diseños experimentales.

FACTOR	NIVELES			
	FLUJO NATURAL			
	ESCENARIO 1		ESCENARIO 2	
	CAUDAL, PRESION FONDO Y CABEZA		CAUDAL, PRESION FONDO Y CABEZA	
	MÍNIMO	MÁXIMO	MÍNIMO	MÁXIMO
CORTE AGUA	0,25	0,5	0,2	0,7
COEFICIENTE VOGEL, J	0,2	0,6	25	45
ID TUBING	2,9992	4,184	4,184	5,4
ID LÍNEA FLUJO	4,026	7,981	6,2	7,981
	ESP			
	ESCENARIO 1		ESCENARIO 2	
	CAUDAL, PRESION FONDO Y CABEZA		CAUDAL, PRESION FONDO Y CABEZA	
	MÍNIMO	MÁXIMO	MÍNIMO	MÁXIMO
CORTE AGUA	0,6	0,75	0,7	0,85
SKIN y/o J	1	-3	25	50
VELOCIDAD	70	100	60	100
NÚM. ETAPAS	169	200	80	100
	PCP			
	ESCENARIO 1		ESCENARIO 2	
	CAUDAL, PRESION FONDO Y CABEZA		CAUDAL, PRESION FONDO Y CABEZA	
	MÍNIMO	MÁXIMO	MÍNIMO	MÁXIMO
CORTE AGUA	0,2	0,5	0,25	0,6
J	0,3	1	3,6	6
VELOCIDAD	50	80	100	150
EFICIENCIA SEP.	0,4	0,8	0,6	0,9

FACTOR	NIVELES			
	GAS LIFT			
	ESCENARIO 1		ESCENARIO 2	
	CAUDAL, PRESION FONDO Y CABEZA		CAUDAL, PRESION FONDO Y CABEZA	
	MÍNIMO	MÁXIMO	MÍNIMO	MÁXIMO
CORTE AGUA	0,2	0,5	0,1	0,4
ID TUBING	2,988	3,96	2,992	3,96
GE GAS INY	0,743	0,9	0,64	0,85
TASA GAS	1,43	3	2	5
	HORIZONTAL			
	ESCENARIO 1		ESCENARIO 2	
	CAUDAL, PRESION FONDO Y CABEZA		CAUDAL, PRESION FONDO Y CABEZA	
	MÍNIMO	MÁXIMO	MÍNIMO	MÁXIMO
	CORTE AGUA	0,2	0,5	0
ID TUBING	5,5	6	5,5	6
Kv	200	400	400	600
RADIO DE POZO	0,7	1	1	1,5
	JET PUMP			
	ESCENARIO 1		ESCENARIO 2	
	CAUDAL, PRESION FONDO Y CABEZA		CAUDAL, PRESION FONDO Y CABEZA	
	MÍNIMO	MÁXIMO	MÍNIMO	MÁXIMO
	CORTE AGUA	0,196	0,6	0,5
J	0,53	0,56	1,9261	2,37
TAMAÑO BOQUILLA	3	6	10	15
PRESION DEL FLUIDO INY	3300	4000	2000	3500

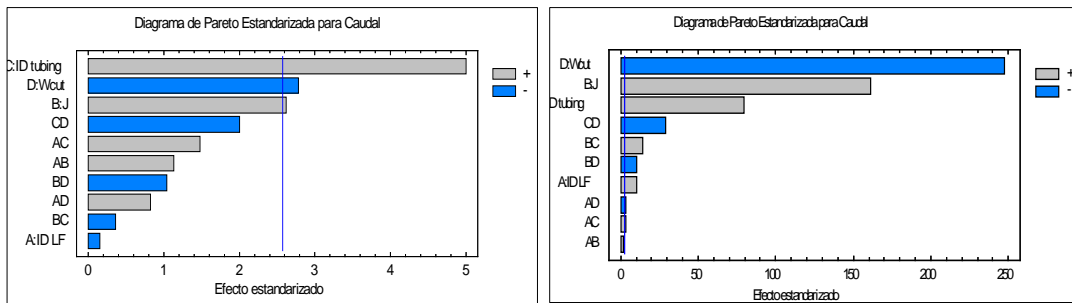
### 3.2 RESULTADOS PIPESIM

A continuación se mostraran diagramas de Pareto creados a partir los resultados obtenidos en las simulaciones de los ejemplos realizados. Este diagrama nos permite de forma cuantitativa y ordenada comparar las variables seleccionadas para analizar el efecto que estas tienen sobre el método desarrollado para la técnica de análisis nodal en el simulador.

#### 3.2.1 Pozo en flujo natural

– Caudal.

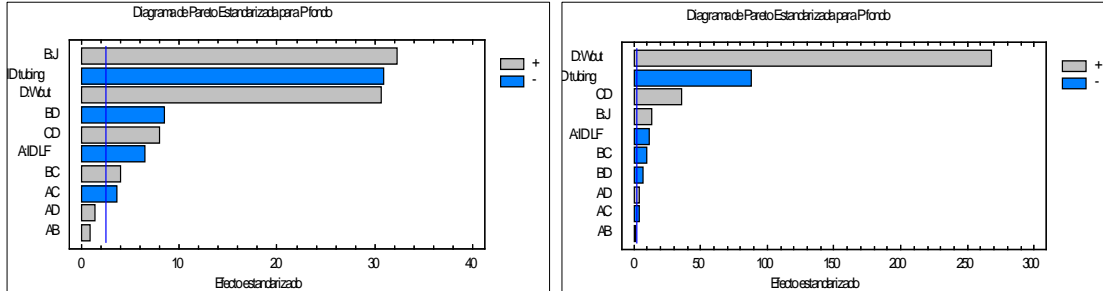
**Figura 73.** Diagramas de Pareto para Q. Escenario 2 y 1 PIPESIM.



En la figura anterior se observan los diagramas de Pareto para los caudales obtenidos en las simulaciones. Se puede concluir a partir de los resultados que, para los casos donde el pozo fluye naturalmente los cálculos del caudal son más sensibles a los cambios en las características hidráulicas del pozo; en cambio, con relación a los cambios en las condiciones hidráulicas de superficie los cálculos no se ven seriamente afectados.

– **Presión de Fondo.**

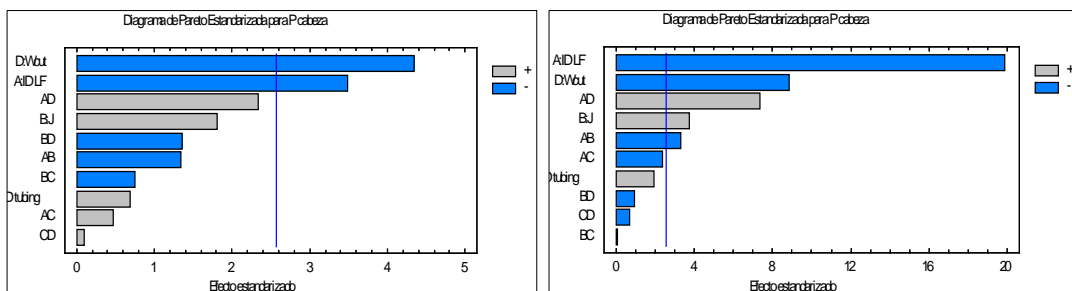
**Figura 74.** Diagramas de Pareto para Pwf. Escenario 2 y 1 PIPESIM.



De los diagramas de Pareto para las presiones de fondo (ver figura 46) se puede concluir que, para los casos donde el pozo fluye naturalmente los cálculos de las presiones de fondo son más sensibles a los cambios en los parámetros que modelan la productividad del yacimiento; por el contrario, con relación a los cambios en las condiciones hidráulicas de superficie los cálculos son afectados levemente.

– **Presión de cabeza**

**Figura 75.** Diagramas de Pareto para Pwh. Escenario 2 y 1 PIPESIM.



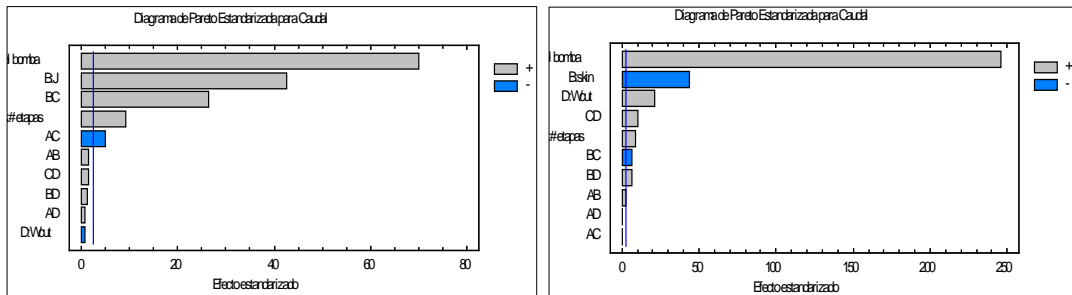
En la figura anterior se observan los diagramas de Pareto para las presiones de cabeza obtenidas en las simulaciones. Se puede concluir a partir de los resultados que, para los casos donde el pozo fluye naturalmente los cálculos de las presiones de cabeza son más sensibles a los cambios en las características hidráulicas de

superficie; en cambio, con relación a los cambios en las condiciones hidráulicas del pozo los cálculos no se ven seriamente afectados.

### 3.2.2 Pozo con bombeo electro sumergible ESP.

#### – Caudal

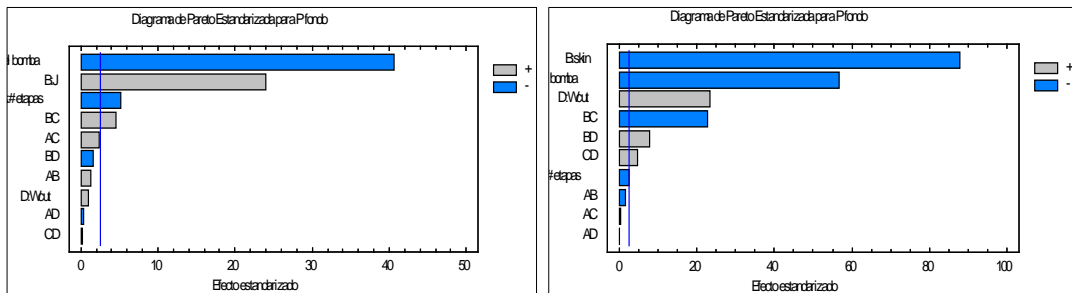
**Figura 76.** Diagramas de Pareto para Q ESP. Escenario 2 y 1 PIPESIM.



De los diagramas de Pareto para los caudales (ver figura 76) se puede concluir que, para los casos donde el pozo fluye con ayuda de un levantamiento artificial electro sumergible los cálculos de los caudales son más sensibles a los cambios en las variables operacionales del equipo; por el contrario, con relación a los cambios en las condiciones del fluido los cálculos son levemente afectados.

#### – Presión de Fondo

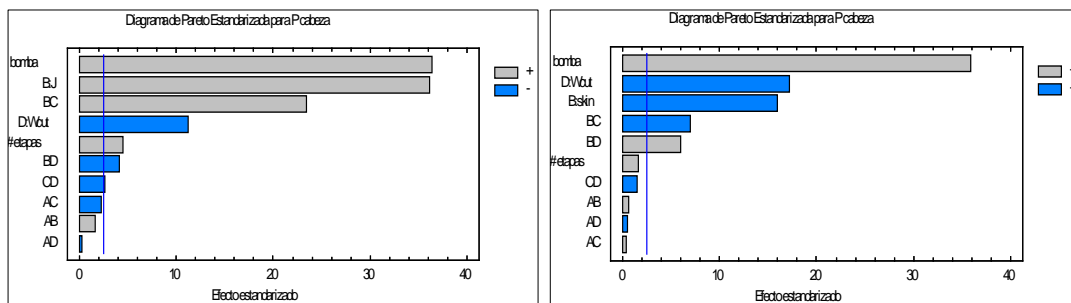
**Figura 77.** Diagramas de Pareto para Pwf ESP. Escenario 2 y 1 PIPESIM.



En la figura anterior se observan los diagramas de Pareto para las presiones de fondo obtenidas en las simulaciones. Se puede concluir a partir de los resultados que, para los casos donde el pozo fluye con ayuda de un levantamiento artificial electro sumergible los cálculos de las presiones de fondo son más sensibles a los cambios en las condiciones operacionales del equipo, sin embargo, los cambios con relación a los parámetros que modelan la productividad del yacimiento también influyen en los cálculos; en cambio, con relación a los cambios en las condiciones del fluido los cálculos se ven levemente afectados.

– **Presión de Cabeza**

**Figura 78.** Diagramas de Pareto para Pwh ESP. Escenario 2 y 1 PIPESIM.

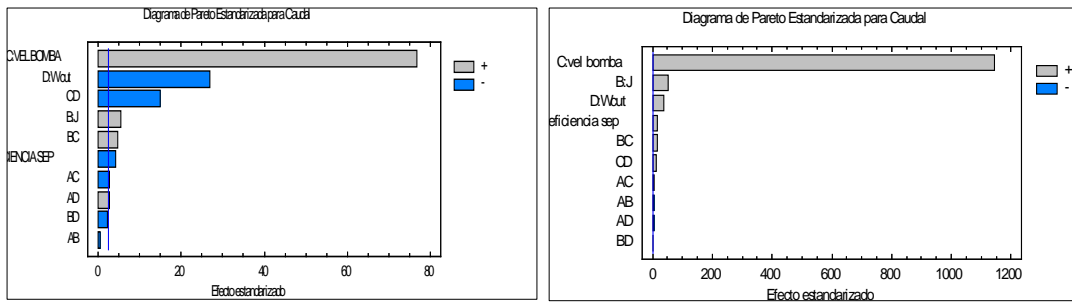


De los diagramas de Pareto para las presiones de cabeza (ver figura 78) se puede concluir que, para los casos donde el pozo fluye con ayuda de un levantamiento artificial electro sumergible los cálculos de las presiones de cabeza son más sensibles a los cambios en las variables operacionales del equipo, sin embargo, los cambios en los parámetros que modelan la productividad del reservorio también influyen en los cálculos; por el contrario, con relación a los cambios en las condiciones del fluido los cálculos son levemente afectados.

### 3.2.3 Pozo con bombeo por cavidades progresivas PCP.

#### – Caudal

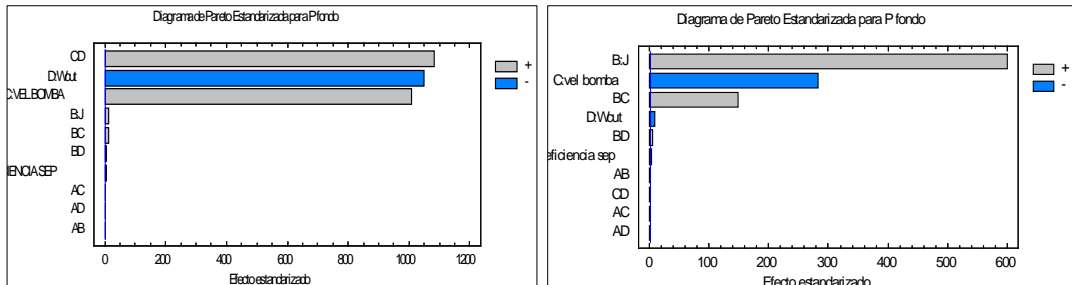
**Figura 79.** Diagramas de Pareto para Q PCP. Escenario 2 y 1 PIPESIM.



En la figura anterior se observan los diagramas de Pareto para los caudales obtenidos en las simulaciones. Se puede concluir a partir de los resultados que, para los casos donde el pozo fluye con ayuda de un levantamiento artificial por cavidades progresivas los cálculos de los caudales son más sensibles a los cambios en las condiciones operacionales del equipo; en cambio, con relación a los cambios en los parámetros que modelan la productividad del yacimiento los cálculos se ven levemente afectados.

#### – Presión de Fondo

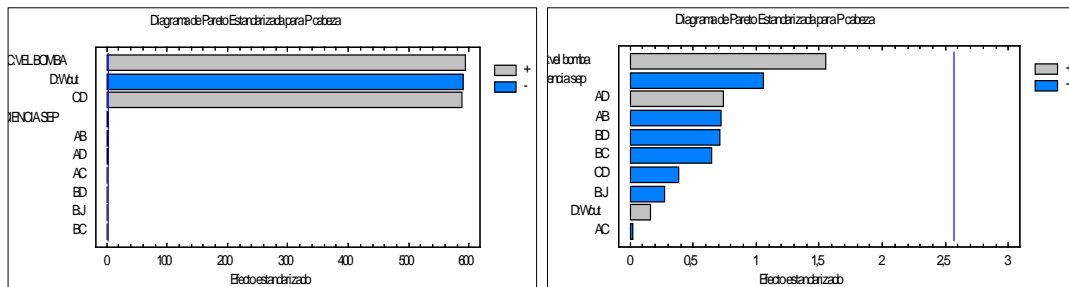
**Figura 80.** Diagramas de Pareto para Pwf PCP. Escenario 2 y 1 PIPESIM.



De los diagramas de Pareto para las presiones de fondo(ver figura 80) se puede concluir que, para los casos donde el pozo fluye con ayuda de un levantamiento artificial por cavidades progresivas los cálculos de las presiones de fondo son más sensibles a los cambios en las variables operacionales del equipo, sin embargo, los cambios en las condiciones del fluido también influyen en los cálculos; por el contrario, con relación a los cambios en los parámetros que modelan la productividad del reservorio los cálculos son levemente afectados.

– **Presión de Cabeza**

**Figura 81.** Diagramas de Pareto para Pwh PCP. Escenario 2 y 1 PIPESIM.

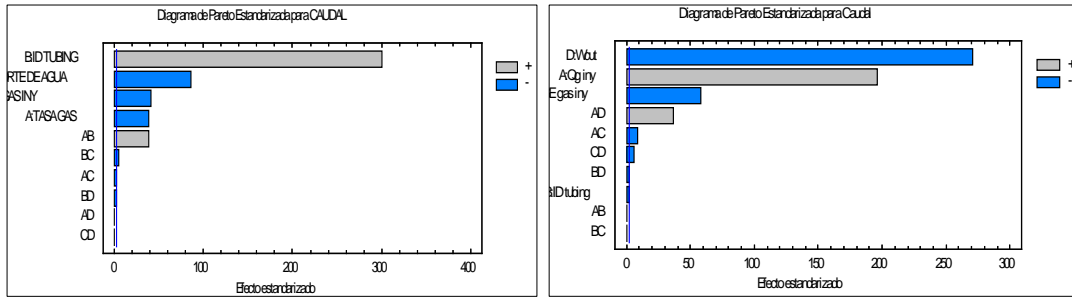


En la figura anterior se observan los diagramas de Pareto para las presiones de cabeza obtenidas en las simulaciones. Se puede concluir a partir de los resultados que, para los casos donde el pozo fluye con ayuda de un levantamiento artificial por cavidades progresivas los cálculos de las presiones de cabeza son más sensibles a los cambios en las condiciones operacionales del equipo; en cambio, con relación a los cambios en los parámetros que modelan la productividad del yacimiento los cálculos se ven levemente afectados.

### 3.2.4 Pozo con gas lift.

– Caudal.

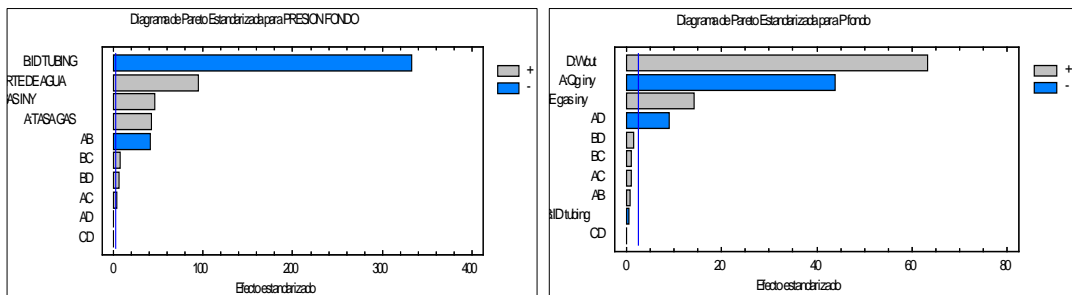
**Figura 82.** Diagramas de Pareto para Q GL. Escenario 2 y 1 PIPESIM.



De los diagramas de Pareto para las presiones de fondo (ver figura 82) se puede concluir que, para los casos donde el pozo fluye con ayuda de un levantamiento artificial por Gas Lift los cálculos para el caudal son más sensibles a los cambios en las condiciones hidráulicas del sistema, sin embargo, las variables restantes también influyen drásticamente en los cálculos que realiza el simulador.

– Presión de fondo

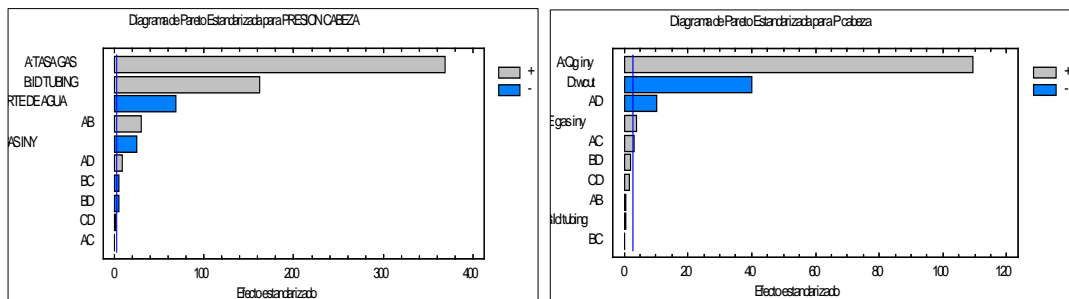
**Figura 83.** Diagramas de Pareto para Pwf GL. Escenario 2 y 1 PIPESIM.



En la figura anterior se observan los diagramas de Pareto para las presiones de fondo obtenidas en las simulaciones. Se puede concluir a partir de los resultados que, para los casos donde el pozo fluye con ayuda de un levantamiento artificial por Gas Lift los cálculos para la presión de fondo son más sensibles a los cambios en las condiciones hidráulicas del sistema, sin embargo, las variables restantes también influyen drásticamente en los cálculos que realiza el simulador.

– **Presión de Cabeza**

**Figura 84.** Diagramas de Pareto para Pwh GL. Escenario 2 y 1 PIPESIM.

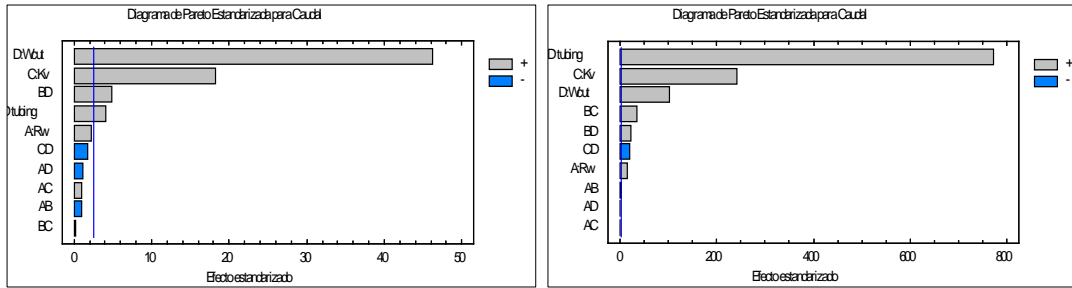


De los diagramas de Pareto para las presiones de fondo (ver figura 84) se puede concluir que, para los casos donde el pozo fluye con ayuda de un levantamiento artificial por Gas Lift los cálculos para la presión de cabeza son más sensibles a los cambios en las variables operacionales del equipo, sin embargo, las variables restantes también influyen drásticamente en los cálculos que realiza el simulador.

### 3.2.5 Pozo horizontal

– Caudal.

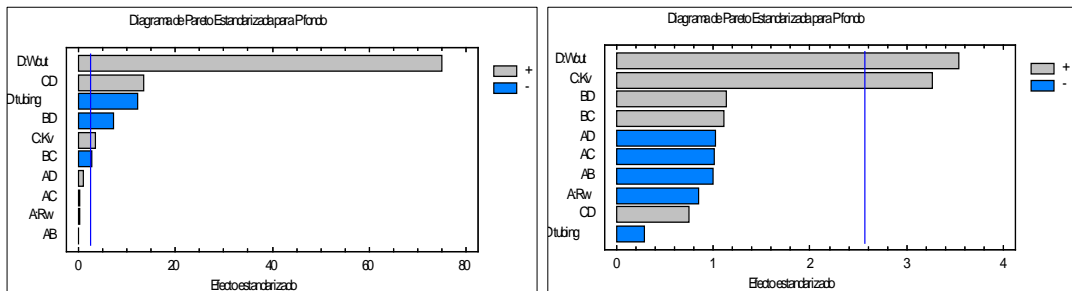
**Figura 85.** Diagramas de Pareto para Q PH. Escenario 2 y 1 PIPESIM.



En la figura anterior se observan los diagramas de Pareto para los caudales obtenidos en las simulaciones. Se puede concluir a partir de los resultados que, para los casos donde el pozo es horizontal y fluye naturalmente los cálculos de los caudales son más sensibles a los cambios en las condiciones del fluido; en cambio, con relación a los cambios en los parámetros que modelan la productividad del yacimiento los cálculos se ven levemente afectados.

– Presión de Fondo.

**Figura 86.** Diagramas de Pareto para Pwf PH. Escenario 2 y 1 PIPESIM.

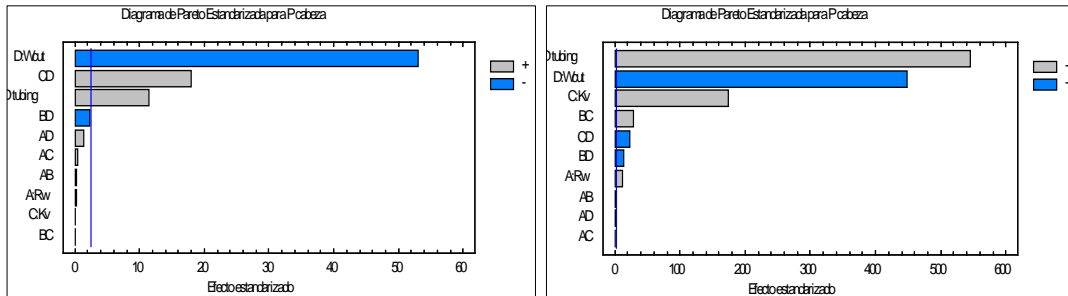


De los diagramas de Pareto para las presiones de fondo (ver figura 86) se puede concluir que, para los casos donde el pozo es horizontal y fluye naturalmente los

cálculos de las presiones de fondo son más sensibles a los cambios en las condiciones del fluido; por el contrario, con relación a los cambios en las características hidráulicas del sistema los cálculos son levemente afectados.

– **Presión de Cabeza.**

**Figura 87.** Diagramas de Pareto para Pwh PH. Escenario 2 y 1 PIPESIM.



En la figura anterior se observan los diagramas de Pareto para las presiones de cabeza obtenidas en las simulaciones. Se puede concluir a partir de los resultados que, para los casos donde el pozo es horizontal y fluye naturalmente los cálculos de las presiones de cabeza son más sensibles a los cambios en las características hidráulicas del sistema; en cambio, con relación a los cambios en los parámetros que modelan la productividad del yacimiento los cálculos se ven levemente afectados.

La tabla 30 muestra los efectos totales evidenciados para cada yacimiento con su respectivo método de levantamiento y sus tres parámetros de análisis.

**Tabla 30.** Efectos globales de los parámetros sensibilizado PIPESIM.

		PIPESIM					
		PRESION DE FONDO		PRESION DE CABEZA		CAUDAL	
		MAYOR SENSIBILIDAD	MENOR SENSIBILIDAD	MAYOR SENSIBILIDAD	MENOR SENSIBILIDAD	MAYOR SENSIBILIDAD	MENOR SENSIBILIDAD
FLUJO NATURAL	FLUIDO PRODUCIDO						
	PRODUCTIVIDAD YACIMIENTO	+					
	HIDRÁULICA DE POZO				-	+	
	HIDRÁULICA DE SUPERFICIE		-	+			-
ESP	OPERACIONES EQUIPO	+		+		+	
	PRODUCTIVIDAD YACIMIENTO						
	FLUIDO PRODUCIDO		-		-		-
PCP	OPERACIONES EQUIPO	+		+		+	
	PRODUCTIVIDAD YACIMIENTO		-		-		-
	FLUIDO PRODUCIDO						
GAS LIFT	OPERACIONES EQUIPO			+			
	HIDRÁULICA POZO	+				+	
	FLUIDO PRODUCIDO						
POZO HORIZONTAL	FLUIDO PRODUCIDO	+		+		+	
	PRODUCTIVIDAD YACIMIENTO				-		-
	HIDRÁULICA POZO		-				

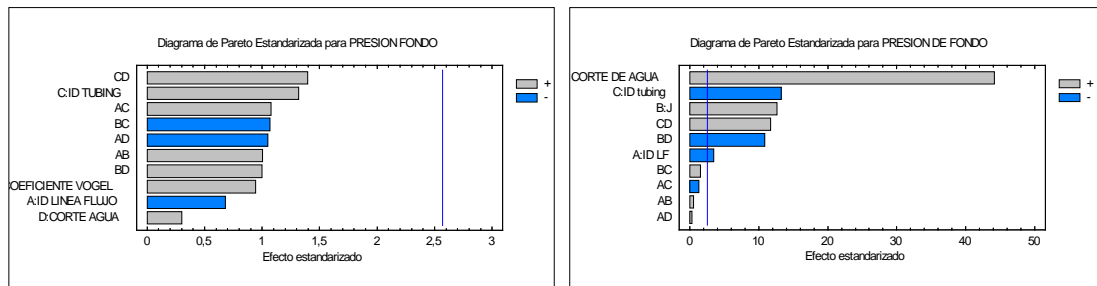
### 3.3 RESULTADOS WELLFLO

A continuación se mostraran diagramas de Pareto creados a partir los resultados obtenidos en las simulaciones de los escenarios establecidos. Este diagrama nos permite de forma cuantitativa y ordenada comparar las variables seleccionadas para analizar el efecto que estas tienen sobre el método desarrollado para la técnica de análisis nodal en el simulador.

#### 3.3.1 Pozo en flujo natural

##### – Presión de Fondo.

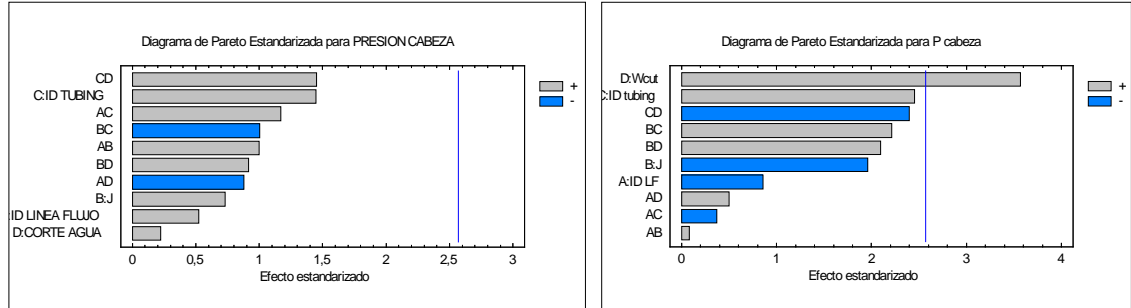
**Figura 88.** Diagramas de Pareto para Pwf. Escenario 1 y 2 WELLFLO.



En la figura anterior se evidencia por medio del diagrama de Pareto, que para la presión de fondo en un yacimiento con flujo natural, el efecto que presenta mayor sensibilidad es el cambio en las condiciones del fluido producido y el que no, son las características hidráulicas en superficie.

– Presión de Cabeza

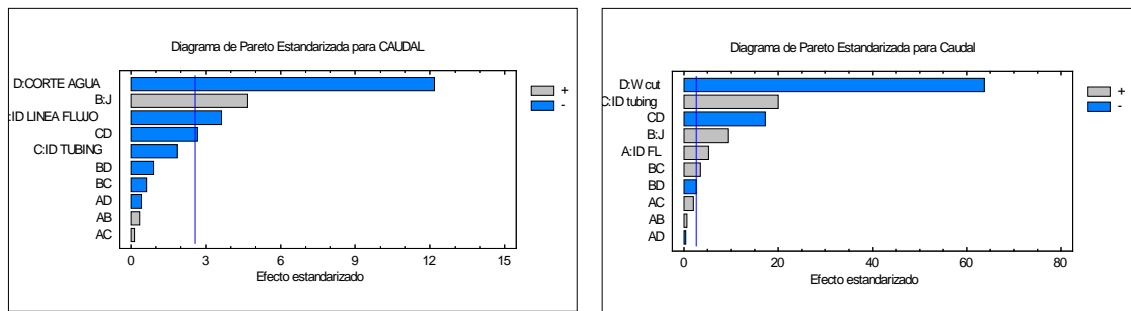
**Figura 89.** Diagramas de Pareto para Pwh. Escenario 1 y 2 WELLFLO.



En la figura anterior se evidencia por medio del diagrama de Pareto, que para la presión de cabeza en un yacimiento con flujo natural, el efecto que presenta mayor sensibilidad es el cambio en las condiciones del fluido producido y el que no, son las características hidráulicas en superficie.

– Caudal

**Figura 90.** Diagramas de Pareto para Q. Escenario 1 y 2 WELLFLO.

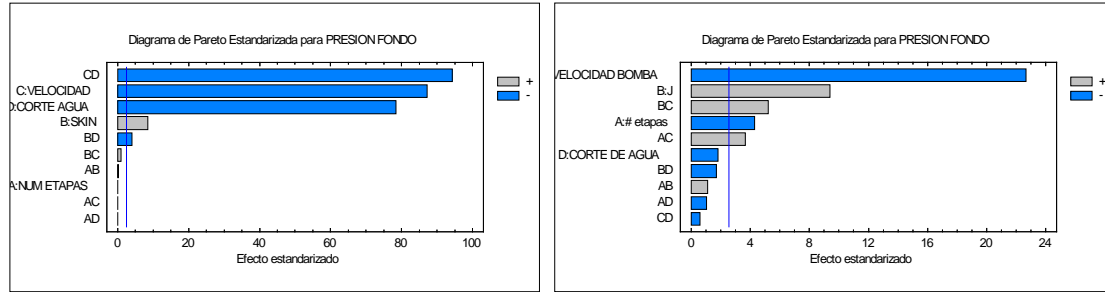


En la figura anterior se evidencia por medio del diagrama de Pareto, que para el caudal en un yacimiento con flujo natural, el efecto que presenta mayor sensibilidad es el cambio en las condiciones del fluido producido y el que no, son las características hidráulicas en pozo.

### 3.3.2 Pozo con bombeo electro sumergible ESP.

#### – Presión de Fondo

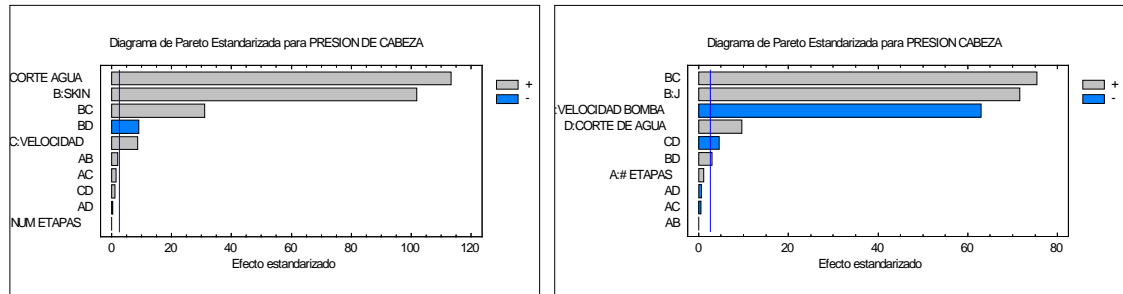
**Figura 91.** Diagramas de Pareto para Pwf ESP. Escenario 1 y 2 WELLFLO.



En la figura anterior se evidencia por medio del diagrama de Pareto, que para la presión de fondo en un yacimiento con levantamiento artificial ESP, el efecto que presenta mayor sensibilidad es el cambio en las variables operacionales del equipo y el que no, son los parámetros que modelan la productividad del reservorio.

#### – Presión de Cabeza

**Figura 92.** Diagramas de Pareto para Pwh ESP. Escenario 1 y 2 WELLFLO.

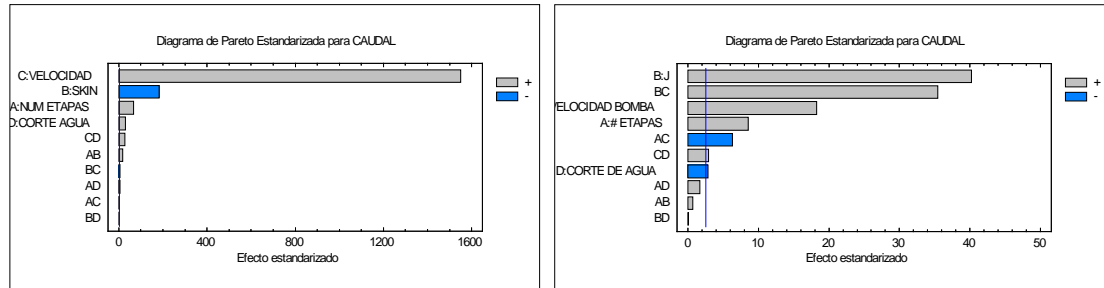


En la figura anterior se evidencia por medio del diagrama de Pareto, que para la presión de cabeza en un yacimiento con levantamiento artificial ESP, el efecto

que presenta mayor sensibilidad son los parámetros que modelan la productividad del reservorio y el que no, es el cambio en las variables operacionales del equipo.

– **Caudal**

**Figura 93.** Diagramas de Pareto para Q ESP. Escenario 1 y 2 WELLFLO.

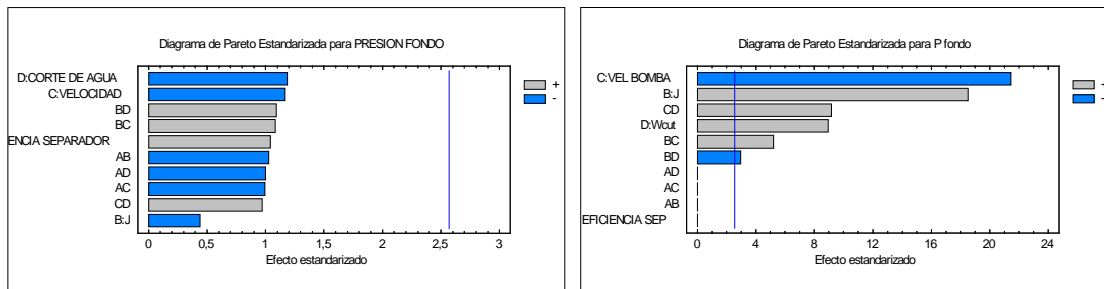


En la figura anterior se evidencia por medio del diagrama de Pareto, que para el caudal en un yacimiento con levantamiento artificial ESP, el efecto que presenta mayor sensibilidad es el cambio en las variables operacionales del equipo y el que no, es el cambio en las condiciones del fluido producido.

**3.3.3 Pozo con bombeo por cavidades progresivas PCP.**

– **Presión De Fondo**

**Figura 94.** Diagramas de Pareto para Pwf PCP. Escenario 1 y 2 WELLFLO.



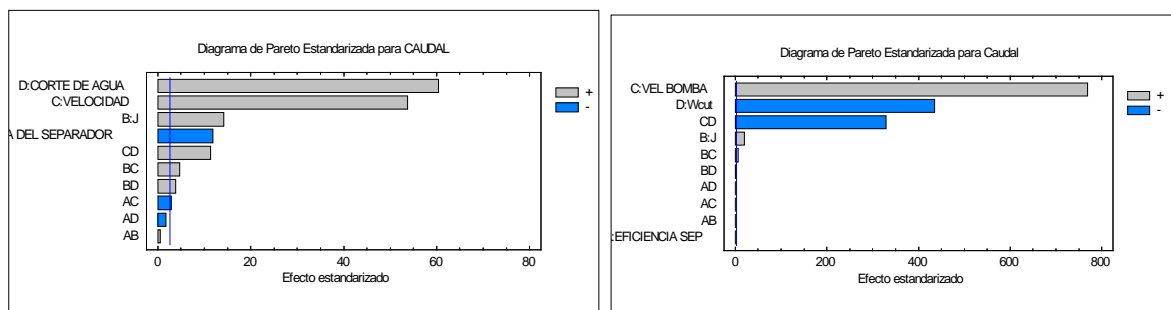
En la figura anterior se evidencia por medio del diagrama de Pareto, que para la presión de fondo en un yacimiento con levantamiento artificial PCP, el efecto que presenta mayor sensibilidad es el cambio en las variables operacionales del equipo y el que no, son los parámetros que modelan la productividad del reservorio.

– **Presión de Cabeza**

El análisis de la presión de cabeza en Wellflo no es permitido por el software, ya que la selección de este, como nodo solución es inadmisibles.

– **Caudal**

**Figura 95.** Diagramas de Pareto para Q PCP. Escenario 1 y 2 WELLFLO.

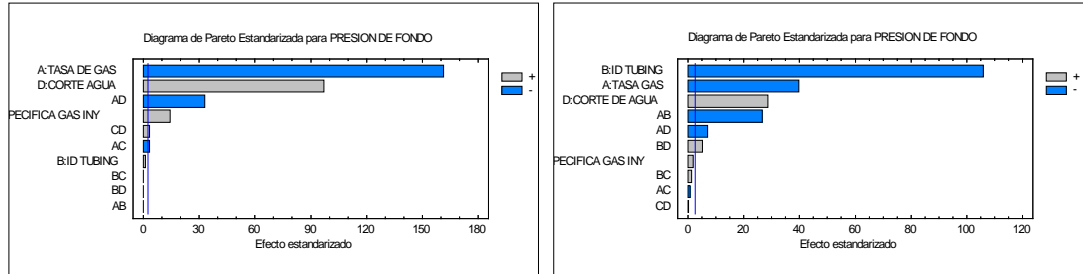


En la figura anterior se evidencia por medio del diagrama de Pareto, que para el caudal en un yacimiento con levantamiento artificial por PCP, el efecto que presenta mayor sensibilidad es el cambio en las variables operacionales del equipo y el que no, son los parámetros que modelan la productividad del reservorio.

### 3.3.4 Pozo con gas lift

– Presión de Fondo.

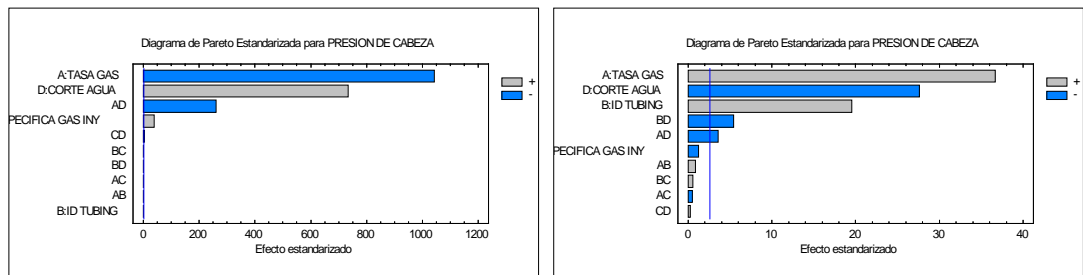
**Figura 96.** Diagramas de Pareto para Pwf GL. Escenario 1 y 2 WELLFLO.



En la figura anterior se evidencia por medio del diagrama de Pareto, que para la presión de fondo en un yacimiento con levantamiento artificial por Gas Lift, el efecto que presenta mayor sensibilidad es el cambio en las variables operacionales del equipo, teniendo en cuenta que los parámetros restantes también presentan sensibilidad.

– Presión de Cabeza.

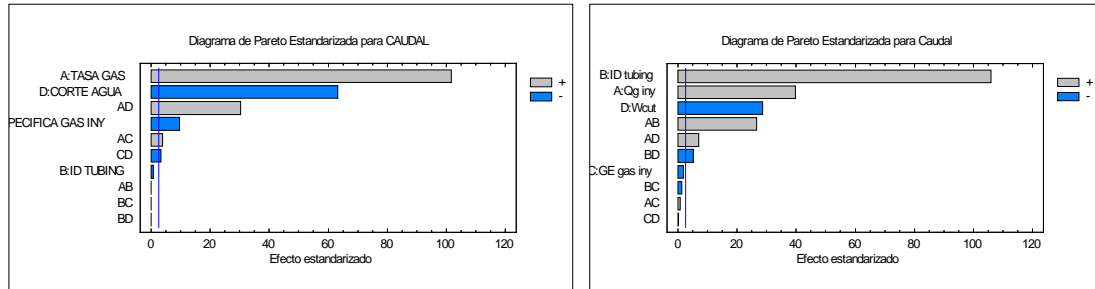
**Figura 97.** Diagramas de Pareto para Pwh GL. Escenario 1 y 2 WELLFLO.



En la figura anterior se evidencia por medio del diagrama de Pareto, que para la presión de cabeza en un yacimiento con levantamiento artificial por Gas Lift, el efecto que presenta mayor sensibilidad es el cambio en las variables operacionales del equipo y el que no, son las características hidráulicas en pozo.

– Caudal

**Figura 98.** Diagramas de Pareto para Q GL. Escenario 1 y 2 WELLFLO.

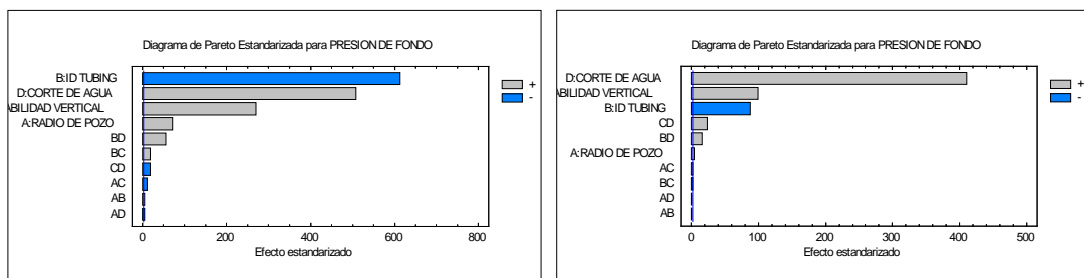


En la figura anterior se evidencia por medio del diagrama de Pareto, que para el caudal en un yacimiento con levantamiento artificial por Gas Lift, el efecto que presenta mayor sensibilidad es el cambio en las variables operacionales del equipo, teniendo en cuenta que los parámetros restantes también presentan sensibilidad.

**3.3.5 Pozo horizontal**

– Presión de Fondo

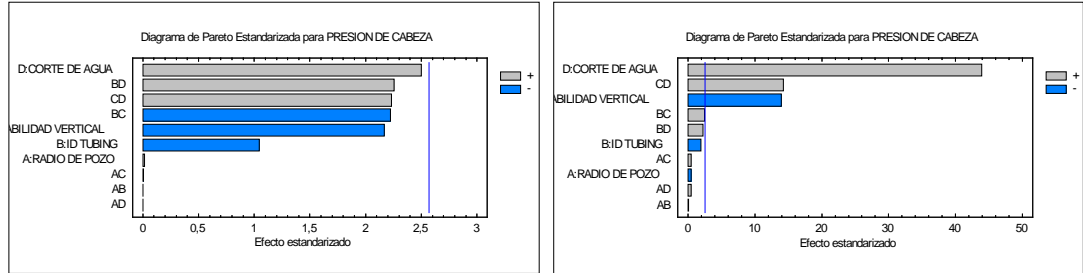
**Figura 99.** Diagramas de Pareto para Pwf PH. Escenario 1 y 2 WELLFLO.



En la figura anterior se evidencia por medio del diagrama de Pareto, que para la presión de fondo en un yacimiento con pozo horizontal, el efecto que presenta mayor sensibilidad es el cambio en las condiciones del fluido producido y el que no, son los parámetros que modelan la productividad del reservorio.

– **Presión de Cabeza**

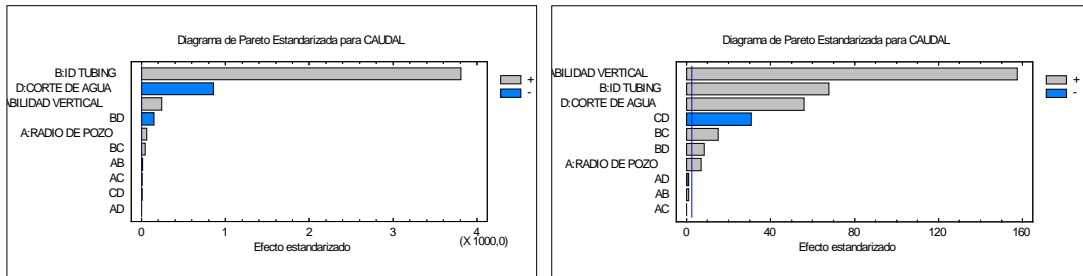
**Figura 100.** Diagramas de Pareto para Pwh PH. Escenario 1 y 2 WELLFLO.



En la figura anterior se evidencia por medio del diagrama de Pareto, que para la presión de cabeza en un yacimiento con pozo horizontal, el efecto que presenta mayor sensibilidad es el cambio en las condiciones del fluido producido y el que no, son los parámetros que modelan la productividad del reservorio.

– **Caudal**

**Figura 101.** Diagramas de Pareto para Q PH. Escenario 1 y 2 WELLFLO.

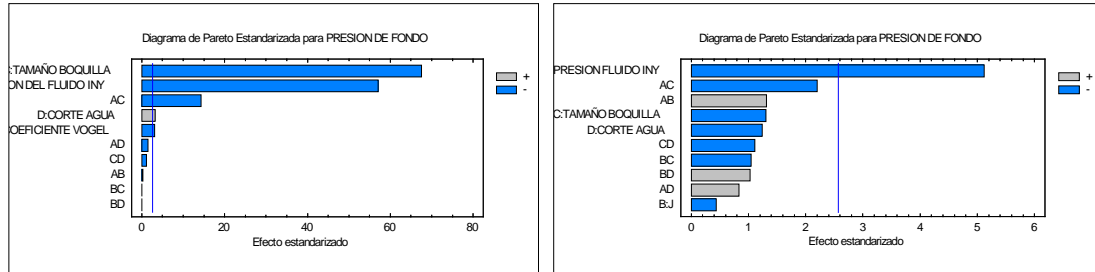


En la figura anterior se evidencia por medio del diagrama de Pareto, que para el caudal en un yacimiento con pozo horizontal, el efecto que presenta mayor sensibilidad son las características hidráulicas en pozo, teniendo en cuenta que los parámetros restantes también presentan sensibilidad.

### 3.3.6 Pozo con jet pump.

#### – Presión de Fondo

**Figura 102.** Diagramas de Pareto para Pwf JP. Escenario 1 y 2 WELLFLO.



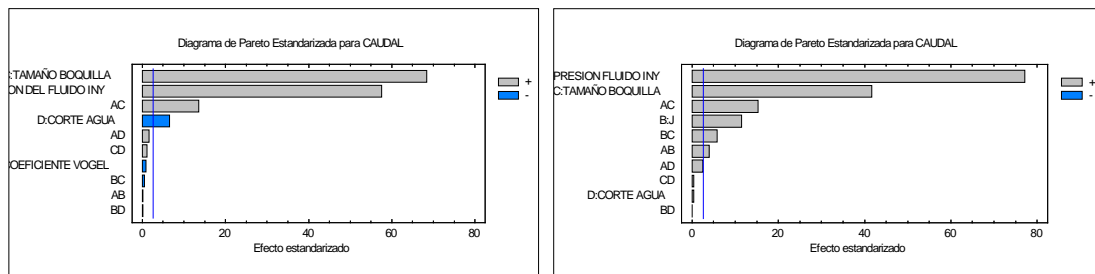
En la figura anterior se evidencia por medio del diagrama de Pareto, que para la presión de fondo en un yacimiento con levantamiento artificial por jet pump, el efecto que presenta mayor sensibilidad es el cambio en las variables operacionales del equipo y el que no, son los parámetros que modelan la productividad del reservorio.

#### – Presión de Cabeza

El análisis de la presión de cabeza en Wellflo no es permitido por el software, ya que la selección de este, como nodo solución es inadmisibles.

#### – Caudal

**Figura 103.** Diagramas de Pareto para Q JP. Escenario 1 y 2 WELLFLO.



En la figura anterior se evidencia por medio del diagrama de Pareto, que para el caudal en un yacimiento con levantamiento artificial por jet pump, el efecto que presenta mayor sensibilidad es el cambio en las variables operacionales del equipo y el que no, es el cambio en las condiciones del fluido producido.

La siguiente tabla muestra los efectos totales evidenciados para cada yacimiento con su respectivo método de levantamiento y sus parámetros de análisis.

**Tabla 31.** Efectos globales de los parámetros sensibilizados WELLFLO.

		WELLFLO					
		PRESIÓN DE FONDO		PRESIÓN DE CABEZA		CAUDAL	
		MAYOR SENSIBILIDAD	MENOR SENSIBILIDAD	MAYOR SENSIBILIDAD	MENOR SENSIBILIDAD	MAYOR SENSIBILIDAD	MENOR SENSIBILIDAD
FLUJO NATURAL	FLUIDO PRODUCIDO	+		+		+	
	PRODUCTIVIDAD YACIMIENTO						
	HIDRÁULICA POZO						-
	HIDRÁULICA SUPERFICIE		-		-		
ESP	OPERACIONES EQUIPO	+			-	+	
	PRODUCTIVIDAD YACIMIENTO		-	+			
	FLUIDO PRODUCIDO						-
PCP	OPERACIONES EQUIPO	+				+	
	PRODUCTIVIDAD YACIMIENTO		-				-
	FLUIDO PRODUCIDO						
GAS LIFT	OPERACIONES EQUIPO	+		+		+	
	HIDRÁULICA POZO				-		
	FLUIDO PRODUCIDO						

		WELLFLO					
		PRESIÓN DE FONDO		PRESIÓN DE CABEZA		CAUDAL	
		MAYOR SENSIBILIDAD	MENOR SENSIBILIDAD	MAYOR SENSIBILIDAD	MENOR SENSIBILIDAD	MAYOR SENSIBILIDAD	MENOR SENSIBILIDAD
POZO HORIZONTAL	FLUIDO PRODUCIDO	+		+			
	PRODUCTIVIDAD YACIMIENTO		-		-		
	HIDRÁULICA POZO					+	
JET PUMP	OPERACIONES EQUIPO	+				+	
	PRODUCTIVIDAD YACIMIENTO		-				
	FLUIDO PRODUCIDO						-

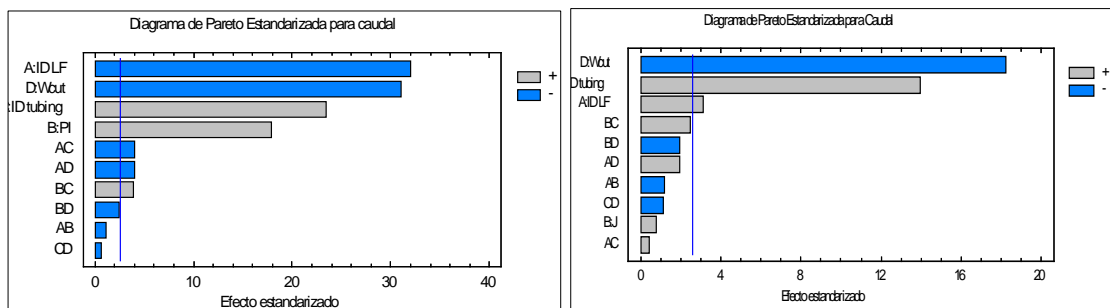
### 3.3 RESULTADOS VIRTUWELL.

A continuación se mostraran diagramas de Pareto creados a partir los resultados obtenidos en las simulaciones de los ejemplos realizados.

#### 3.3.1 Pozo en flujo natural

– Caudal

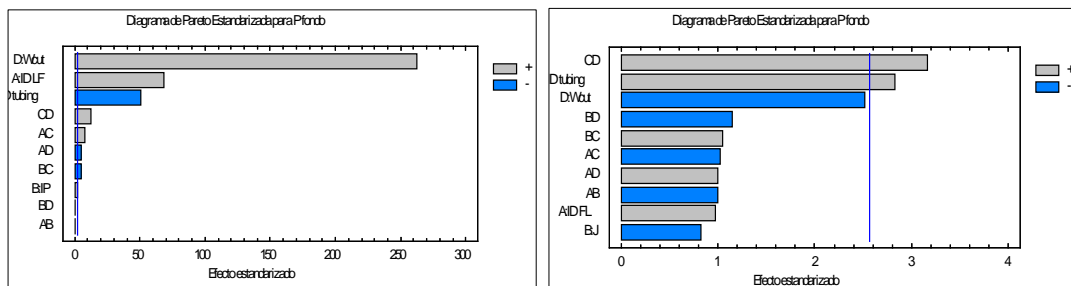
Figura 104. Diagramas de Pareto para Q. Escenario 1 y 2 VIRTUWELL.



En la figura anterior se observan los diagramas de Pareto para los caudales obtenidos en las simulaciones. Se puede concluir a partir de los resultados que, para los casos donde el pozo fluye naturalmente los cálculos de los caudales son más sensibles a los cambios en las condiciones del fluido producido; en cambio, con relación a los cambios en los parámetros que modelan la productividad del yacimiento los cálculos se ven levemente afectados.

– **Presión de Fondo.**

**Figura 105.** Diagramas de Pareto para Pwf. Escenario 1 y 2 VIRTUWELL.

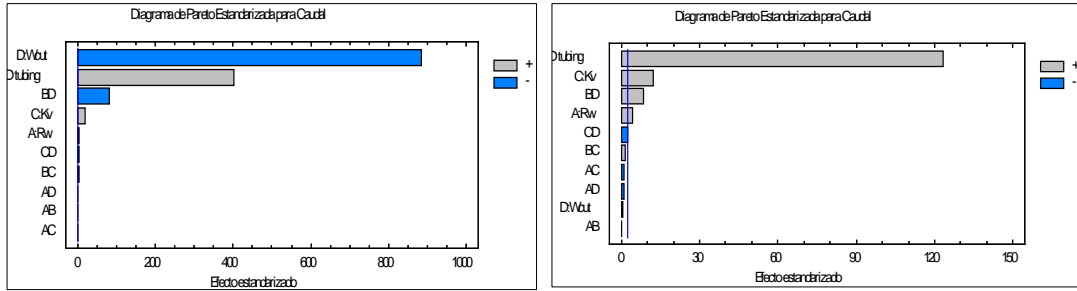


De los diagramas de Pareto para las presiones de fondo (ver figura 105) se puede concluir que, para los casos donde el pozo fluye naturalmente los cálculos de las presiones de fondo son más sensibles a los cambios en las condiciones del fluido, aunque, se puede afirmar que los cambios en las características hidráulicas del sistema también afectan los cálculos; por el contrario, con relación a los cambios en los parámetros que modelan la productividad del yacimiento los cálculos son levemente afectados.

### 3.3.2 Pozo horizontal.

– Caudal.

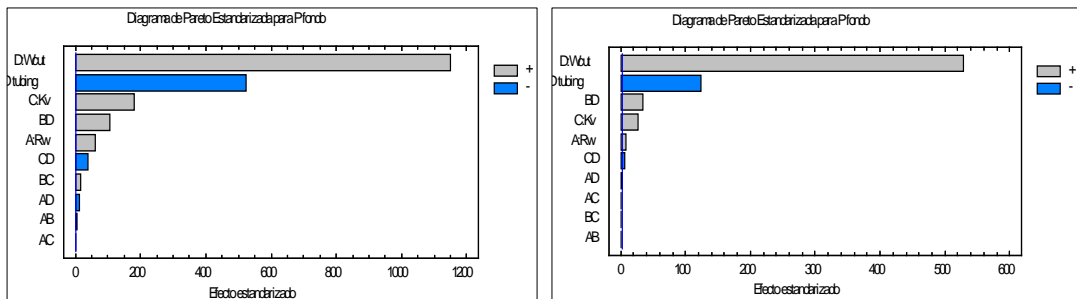
**Figura 106.** Diagramas de Pareto para Q PH. Escenario 1 y 2 VIRTUWELL.



En la figura anterior se observan los diagramas de Pareto para los caudales obtenidos en las simulaciones. Se puede concluir a partir de los resultados que, para los casos donde el pozo es horizontal y fluye naturalmente los cálculos de los caudales son más sensibles a los cambios en las características hidráulicas del sistema; en cambio, con relación a los cambios en los parámetros que modelan la productividad del yacimiento los cálculos se ven levemente afectados.

– Presión de Fondo.

**Figura 107.** Diagramas de Pareto para Pwf PH. Escenario 1 y 2 VIRTUWELL.



De los diagramas de Pareto para las presiones de fondo (ver figura 107) se puede concluir que, para los casos donde el pozo es horizontal y fluye naturalmente los

cálculos de las presiones de fondo son más sensibles a los cambios en las condiciones del fluido, aunque, se puede afirmar que los cambios en las características hidráulicas del sistema también afectan los cálculos; por el contrario, con relación a los cambios en los parámetros que modelan la productividad del yacimiento los cálculos son levemente afectados.

La siguiente tabla muestra los efectos totales evidenciados para cada yacimiento con sus dos parámetros de análisis.

**Tabla 32.** Efectos globales de los parámetros sensibilizados. VIRTUWELL.

		VIRTUWELL			
		PRESIÓN DE FONDO		CAUDAL	
		MAYOR SENSIBILIDAD	MENOR SENSIBILIDAD	MAYOR SENSIBILIDAD	MENOR SENSIBILIDAD
FLUJO NATURAL	FLUIDO PRODUCIDO	+		+	
	PRODUCTIVIDAD YACIMIENTO		-		-
	HIDRÁULICA POZO				
	HIDRÁULICA SUPERFICIE				
POZO HORIZONTAL	FLUIDO PRODUCIDO			+	
	PRODUCTIVIDAD YACIMIENTO		-		-
	HIDRÁULICA SISTEMA	+			

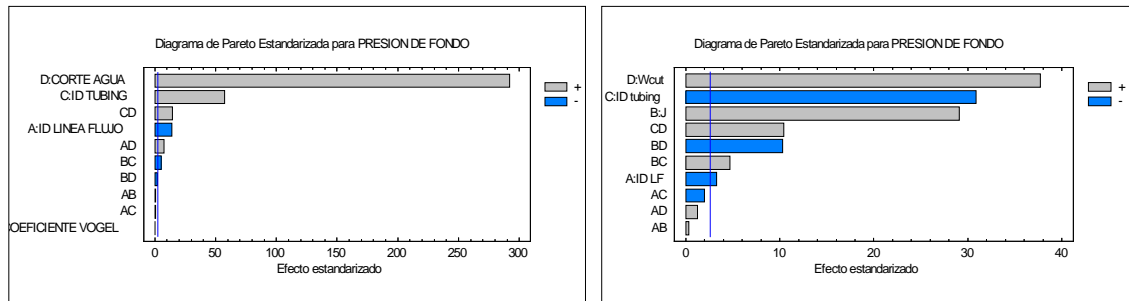
### 3.4 RESULTADOS SNAP.

A continuación se mostraran diagramas de Pareto creados a partir los resultados obtenidos en las simulaciones de los ejemplos realizados. Este diagrama nos permite de forma cuantitativa y ordenada comparar las variables seleccionadas para analizar el efecto que estas tienen sobre el método desarrollado para la técnica de análisis nodal en el simulador.

#### 3.4.1 Pozo en flujo natural

##### – Presión de Fondo.

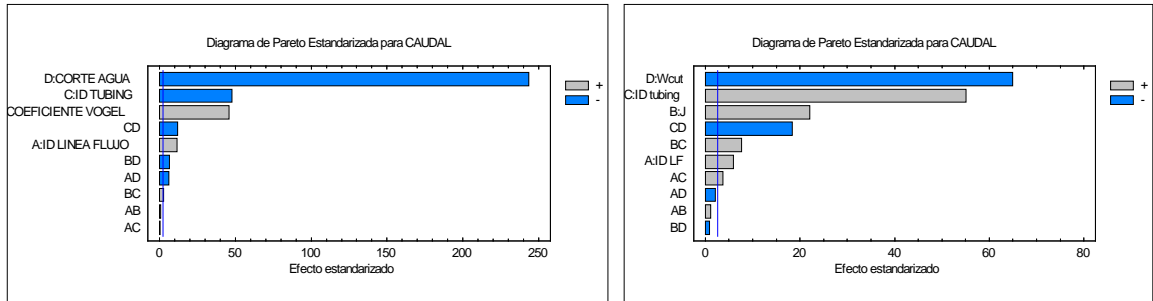
Figura 108. Diagramas de Pareto para Pwf. Escenario 1 y 2 SNAP.



En la figura anterior se evidencia por medio del diagrama de Pareto, que para la presión de fondo en un yacimiento con flujo natural, el efecto que presenta mayor sensibilidad es el cambio en las condiciones del fluido producido y el que no, son las características hidráulicas en superficie.

– Caudal

**Figura 109.** Diagramas de Pareto para Q. Escenario 1 y 2 SNAP.

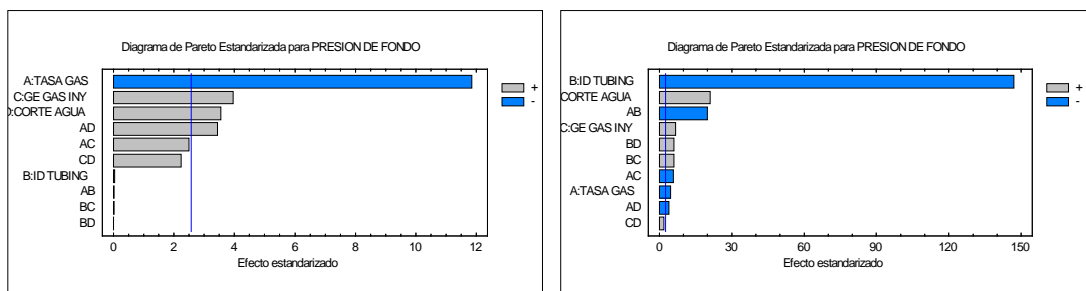


En la figura anterior se evidencia por medio del diagrama de Pareto, que para el caudal en un yacimiento con flujo natural, el efecto que presenta mayor sensibilidad es el cambio en las condiciones del fluido producido y el que no, son las características hidráulicas en superficie.

**3.4.2 Pozo con gas Lift**

– Presión de Fondo.

**Figura 110.** Diagramas de Pareto para Pwf GL. Escenario 1 y 2 SNAP.



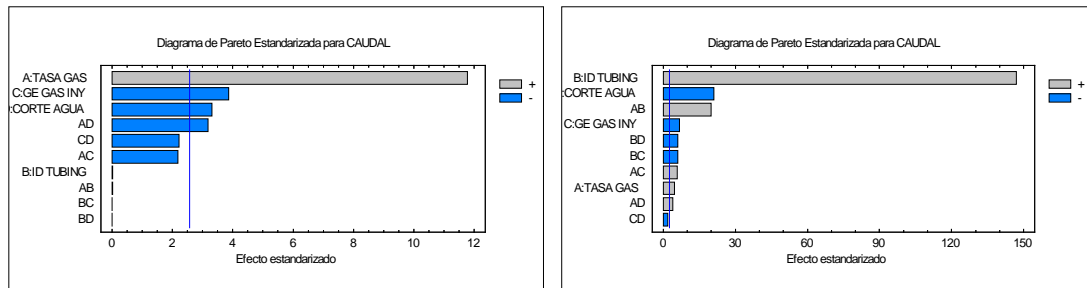
En la figura anterior se evidencia por medio del diagrama de Pareto, que para la presión de fondo en un yacimiento con levantamiento artificial por gas lift, el efecto que presenta mayor sensibilidad es el cambio en las variables

operacionales del equipo, teniendo en cuenta que los parámetros restantes también presentan sensibilidad.

– **Caudal**

–

**Figura 111.** Diagramas de Pareto para Q GL. Escenario 1 y 2 SNAP.

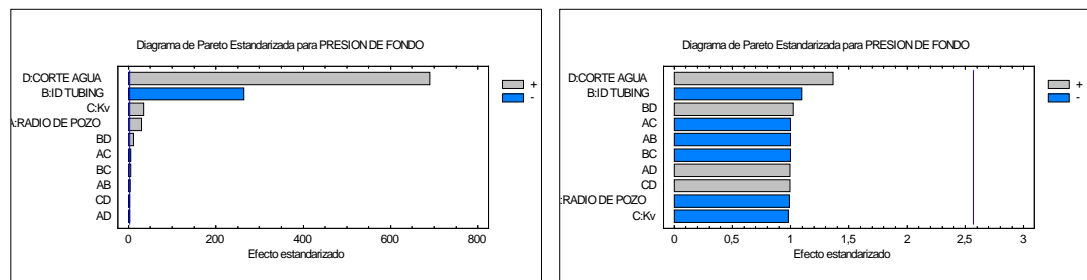


En la figura anterior se evidencia por medio del diagrama de Pareto, que para el caudal en un yacimiento con levantamiento artificial por gas lift, el efecto que presenta mayor sensibilidad es el cambio en las variables operacionales del equipo, teniendo en cuenta que los parámetros restantes también presentan sensibilidad.

**3.4.3 Pozo horizontal**

– **Presión de Fondo**

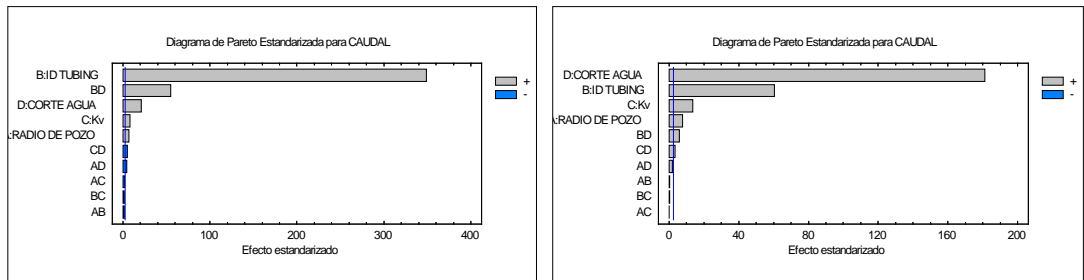
**Figura 112.** Diagramas de Pareto para Pwf PH. Escenario 1 y 2 SNAP.



En la figura anterior se evidencia por medio del diagrama de Pareto, que para la presión de fondo en un yacimiento con pozo horizontal, el efecto que presenta mayor sensibilidad es el cambio en las condiciones del fluido producido y el que no, son los parámetros que modelan la productividad del reservorio.

– **Caudal**

**Figura 113.** Diagramas de Pareto para Q PH. Escenario 1 y 2 SNAP.

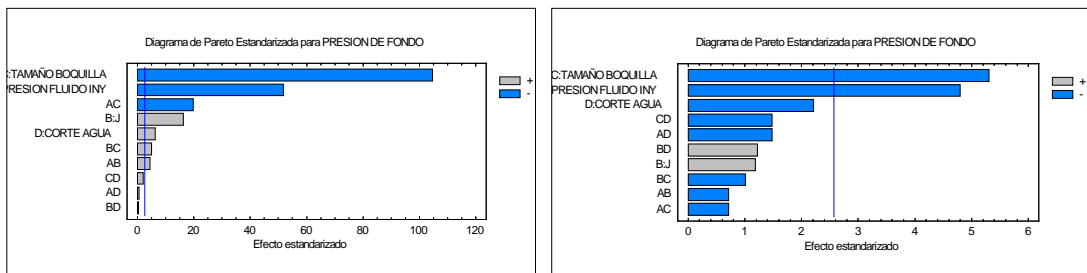


En la figura anterior se evidencia por medio del diagrama de Pareto, que para el caudal en un yacimiento con pozo horizontal, el efecto que presenta mayor sensibilidad son las características hidráulicas en pozo y el que no, son los parámetros que modelan la productividad del reservorio.

**3.4.4 Pozo con Jet Pump**

– **Presión de Fondo.**

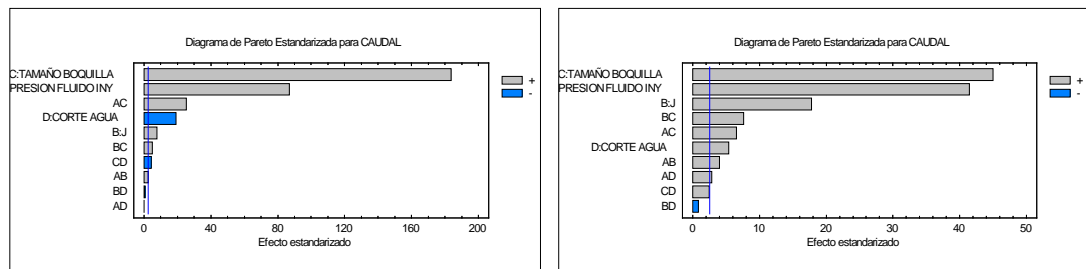
**Figura 114.** Diagramas de Pareto para Pwf JP. Escenario 1 y 2 SNAP.



En la figura anterior se evidencia por medio del diagrama de Pareto, que para la presión de fondo en un yacimiento con levantamiento artificial por jet pump, el efecto que presenta mayor sensibilidad es el cambio en las variables operacionales del equipo y el que no, son los cambios en las condiciones del fluido producido.

– **Caudal**

**Figura 115.** Diagramas de Pareto para Q JP. Escenario 1 y 2 SNAP.



En la figura anterior se evidencia por medio del diagrama de Pareto, que para el caudal en un yacimiento con levantamiento artificial por jet pump, el efecto que presenta mayor sensibilidad es el cambio en las variables operacionales del equipo y el que no, son los cambios en las condiciones del fluido producido.

La siguiente tabla muestra los efectos totales evidenciados para cada yacimiento con su respectivo método de levantamiento y sus dos parámetros de análisis.

**Tabla 33.** Efectos globales de los parámetros sensibilizados. SNAP.

		SNAP			
		PRESIÓN DE FONDO		CAUDAL	
		MAYOR SENSIBILIDAD	MENOR SENSIBILIDAD	MAYOR SENSIBILIDAD	MENOR SENSIBILIDAD
FLUJO NATURAL	FLUIDO PRODUCIDO	+		+	
	PRODUCTIVIDAD YACIMIENTO				
	HIDRÁULICA POZO				
	HIDRÁULICA SUPERFICIE		-		-
JET PUMP	OPERACIONES EQUIPO	+		+	
	PRODUCTIVIDAD YACIMIENTO				
	FLUIDO PRODUCIDO		-		-
GAS LIFT	OPERACIONES EQUIPO	+		+	
	HIDRÁULICA POZO				
	FLUIDO PRODUCIDO				
POZO HORIZONTAL	FLUIDO PRODUCIDO	+			
	PRODUCTIVIDAD YACIMIENTO		-		-
	HIDRÁULICA POZO			+	

## **4. ANÁLISIS COMPARATIVO**

A partir del análisis cualitativo y cuantitativo realizado en los capítulos anteriores, se generan criterios de comparación en los que se expone las diferencias y similitudes identificadas durante la interacción con las herramientas.

### **4.1 INTERFAZ GRAFICA.**

La interfaz gráfica de los simuladores tiene una buena representación de la información y las acciones disponibles, además permite de manera sencilla el diseño del sistema de producción de un pozo. Se determinó que la interfaz de Pipesim requiere que el usuario realice un montaje mecánico del pozo antes de ingresar los datos y la de Virtuwel no es muy organizada aumentando la dificultad del manejo por el usuario, por el contrario Wellflo y Snap presentan buena organización de sus secciones, al mismo tiempo que efectúan este montaje mientras la información es incluida.

### **4.2 INFORMACIÓN REQUERIDA**

Una de las características importantes que debe tener un simulador de producción es requerir la menor cantidad posible de información para ejecutar la simulación, ofreciendo resultados confiables a la hora de realizar las corridas.

Por esto, una de las ventajas que ofrece Pipesim respecto a los demás simuladores es, que además de ofrecer un modelo detallado de carga de data para cada módulo en el que se introduce información puntual de las características del módulo; brinda la posibilidad de cargar la información a partir de un modelo simple, en el que se requiere un mínimo de información para que el simulador arroje resultados. Mientras que en Wellflo y Snap, el requerimiento de la

información se hace desde un modelo detallado en el que se debe diligenciar toda la información pedida.

Virtuwell también ofrece un modelo simple para cargar la información, pero no brinda la posibilidad de cargar información detallada y puntual de los componentes del sistema. La información cargada en este software siempre debe ser adquirida de datos en pruebas y mediciones.

### **4.3 CALIBRACIÓN DE PROPIEDADES**

Las aplicaciones admiten la implementación del ajuste de las propiedades del fluido cuando su comportamiento no está debidamente representado, permitiendo la elección entre correlaciones o creación de modelos PVT a condiciones de laboratorio y/o yacimiento. La calibración a partir de modelos PVT es muy similar en Pipesim y Snap, ya que los dos poseen variedad de ajuste por medio de correlaciones, datos de prueba, propiedades o bases de datos, por el contrario Wellflo permite la elección de correlaciones o datos de prueba y Virtuwell solamente las correlaciones.

### **4.4 CÁLCULOS IPR**

Un buen modelamiento del desempeño del influjo traduce análisis más verídicos y resultados más veraces. Los programas Pipesim y Snap contienen un amplio paquete de modelos IPR, los cuales pueden ser empleados para calcular y cubrir muchos y complejos escenarios de producción. Además de calcular la productividad (J) a partir de propiedades del yacimiento, cuentan también con la opción de realizar cálculos con información de pruebas de producción multitasas. Pipesim ofrece la posibilidad de cargar datos de pruebas isócronas.

Ahora bien, el software Wellflo también presenta la posibilidad de calcular la productividad a partir de propiedades del reservorio o datos obtenidos de pruebas. Estas pruebas pueden ser de producción o de monitoreo de sistemas de levantamiento, es decir, información obtenida de una prueba multitasas o de pruebas para analizar los equipos de fondo presentes en el sistema; aunque, se debe mencionar que el paquete de modelos IPR en esta herramienta es más pequeño que el de Pipesim y Snap, y por ende la posibilidad de simular escenarios algo complejos y menos frecuentes se ve más limitada.

Virtuwell solo cuenta con tres modelos IPR y ejecutados a partir de pruebas de producción, lo que hace que sea el más débil en este ámbito, ya que se encuentra limitado a la confiabilidad de los datos de las pruebas y a la incapacidad de simular más complejos y menos continuos.

Además, se pudo establecer que la herramienta Pipesim es más sensible a los cambios en los parámetros y características que afectan los cálculos de la productividad del yacimiento.

#### **4.5 COMPORTAMIENTO HIDRÁULICO**

Todas las herramientas disponen de un grupo de correlaciones de flujo para modelar el comportamiento hidráulico del sistema, y todas son sensibles a los cambios en las variables que afectan los cálculos de las condiciones hidráulicas del sistema.

Pipesim presenta un amplio grupo de correlaciones para seleccionar la más adecuada, y brinda también la alternativa de encontrar la correlación o correlaciones que más se ajusten a las condiciones del sistema que se está trabajando. Wellflo del mismo modo, ofrece un grupo similar de correlaciones de flujo, pero se debe conocer de antemano cuál de las correlaciones es la que más

se ajusta al sistema, o realizar una sensibilidad manual a estas, lo que significa un aumento de trabajo a la hora de realizar el montaje del pozo.

Para Snap ocurre algo interesante, aunque también ofrece un gran paquete de correlaciones de flujo, es imposible realizar comparaciones entre estas para seleccionar la más adecuada al sistema; sin embargo, la herramienta manifiesta en orden jerárquico cuál de las correlaciones de su paquete es la mejor a la hora de simular las condiciones del modelo montado. Para utilizar esta posibilidad se debe conocer la relación gas-líquido que tiene el sistema y las condiciones de desviación que presente el pozo.

Virtuwell ofrece un paquete pequeño de correlaciones en comparación con los otros simuladores, las cuales han sido modificadas por los diseñadores para ajustarlas a las geometrías y desviaciones que los pozos puedan presentar. Además es posible comparar las correlaciones y encontrar la más adecuada para el sistema.

#### **4.6 SIMULACIÓN SLA**

La simulación de sistemas de levantamiento artificial es posible en PIPESIM, WELLFLO y SNAP menos en VIRTUWELL. Siendo Wellflo el software más completo pues permite el análisis detallado del diseño de ESP, Gas Lift, PCP y Jet Pump, sin embargo no admite la selección del nodo de cabeza para los últimos dos, le sigue Pipesim con la admisión de los anteriores sistemas menos Jet Pump y no tiene diseño detallado para PCP, por ultimo Snap posee un excelente diseño de Gas Lift y la posibilidad de incluir Jet Pump, pero no permite el análisis del nodo de cabeza en ninguna simulación.

## 4.7 REPORTE DE RESULTADOS

Para análisis nodal las simulaciones arrojan los valores de presión y caudal de las curvas inflow y outflow. El reporte principal de Pipesim permite visualizar datos de presión y caudal junto con el punto operativo en forma de tablas o gráficas. Así mismo, las sensibilidades de las propiedades están limitadas a las curvas que pertenecen, es decir, solo se puede realizar una sensibilidad por propiedad en cada curva; por el contrario, en Wellflo además de presentar las tablas y gráficas, existe la opción de realizar las mismas dos sensibilidades pero las propiedades pueden pertenecer a la misma curva, ya sea inflow o outflow.

El reporte principal de Wellflo además de mostrar los datos de presión y caudal junto con el punto operativo, muestra las condiciones del equipo si existe un sistema de levantamiento presente en el pozo. Virtuwel reporta automáticamente los resultados de presión y caudal en una gráfica dentro del mismo simulador, además se puede mirar el punto operativo en la ventana de ejecución del análisis. En Snap, al igual que en los demás simuladores se reportan datos de presión y caudal junto con el punto operativo en forma gráfica y de tablas. Las sensibilidades están definidas para cada curva y es posible realizar más de una sensibilidad en una o en ambas tendencias.

Es importante mencionar que, en todos los simuladores cuando se ejecutan sensibilidades es un poco complicado leer los puntos operativos del nodo en análisis, pero existe la posibilidad de configurar la visualización gráfica de los resultados, con el fin de darle una mejor lectura al análisis realizado.

## 4.8 INTEROPERABILIDAD

Los datos de salida pueden ser manipulados en Pipesim y Wellflo, pero cada uno permite de manera diferente la exportación de archivos. Pipesim genera resultados por medio de extensiones .out y .plt, además de tablas de datos en la herramienta Excel. Por otro lado Wellflo cuenta con una interfaz amplia la cual admite la selección entre varios simuladores a exportar, el formato de archivo si es DOS o UNIX y las unidades si son métricas o de campo, permitiéndole tener ventajas en condiciones de interoperabilidad respecto a todos. Snap y Virtuwel no admiten la manipulación de los datos de salida, solo guardan los archivos de los reportes y las gráficas en documentos para Word y Excel.

La tabla 34 muestra de manera global los resultados que se obtuvieron de la evaluación a los criterios mencionados anteriormente para los cuatro simuladores.

**Tabla 34.** Análisis comparativo de los criterios.

	PIPESIM	WELLFLO	SNAP	VIRTUWELL
INTERFAZ GRAFICA	BUENO	EXCELENTE	EXCELENTE	BUENO
INFORMACIÓN REQUERIDA	EXCELENTE	BUENO	BUENO	ACEPTABLE
CALIBRACIÓN DE LAS PROPIEDADES	EXCELENTE	BUENO	EXCELENTE	MALO
CÁLCULOS IPR	EXCELENTE	BUENO	EXCELENTE	ACEPTABLE
COMPORTAMIENTO HIDRÁULICO	EXCELENTE	BUENO	EXCELENTE	BUENO
SIMULACIÓN SLA	BUENO	EXCELENTE	ACEPTABLE	MALO
REPORTE DE RESULTADOS	BUENO	EXCELENTE	BUENO	ACEPTABLE
INTEROPERABILIDAD	BUENO	EXCELENTE	ACEPTABLE	ACEPTABLE

Con ayuda de los análisis realizados se mencionan consideraciones a tener en cuenta para modelar los diferentes sistemas de producción que se puedan presentar.

WELLFLO presenta dificultades a la hora de modelar crudos pesados debido a la poca variedad de correlaciones disponibles en su base de datos.

PIPESIM ofrece las mejores alternativas para la construcción de los modelos del yacimiento, ya sean verticales u horizontales.

WELLFLO posee el paquete más amplio de sistemas de levantamiento artificial y su fuerte radica en los escenarios donde se modelan sistemas de levantamiento por cavidades progresivas y bombeo hidráulico tipo jet.

SNAP presenta solo dos sistemas de levantamiento para pozos de crudo, sin embargo, ofrece las mejores opciones para simular pozos con sistemas GAS LIFT.

PIPESIM es la mejor alternativa cuando se desconoce en totalidad el comportamiento hidráulico del sistema.

En la tabla 35 se presenta una escala de recomendación basada en los casos trabajados en la investigación para la utilización de los simuladores.

**Tabla 35.** Escala de recomendación para emplear los simuladores.

ESCENARIO	SIMULADOR RECOMENDADO			
	1	2	3	4
FLUJO NATURAL	PIPESIM	WELLFLO	SNAP	VIRTUWELL
POZO HORIZONTAL	PIPESIM	SNAP	WELLFLO	VIRTUWELL
POZOS CON GAS LIFT	SNAP	WELLFLO	PIPESIM	-
POZOS CON ESP	PIPESIM	WELLFLO	-	-
POZOS CON PCP	WELLFLO	PIPESIM	-	-
POZOS CON JET PUMP	WELLFLO	SNAP	-	-

## 5. CONCLUSIONES

La interfaz de los simuladores Pipesim, Wellflo y Snap permite al usuario interactuar de manera sencilla en la ejecución del diseño, ajuste, corridas y resultados del sistema de producción de un yacimiento de aceite negro, mientras que Virtuwel aumenta la complejidad de la ejecución ya que es menos amigable.

Pipesim y Snap cuentan con un gran paquete de ecuaciones para simular el desempeño del influjo del yacimiento con los cuales es posible modelar escenarios más complejos y menos usuales. Además poseen un buen paquete de correlaciones para ajustar las propiedades PVT, que los hace la mejor alternativa a la hora de representar las condiciones del fluido producido.

Los cálculos en Wellflo son más sensibles a los cambios en parámetros operacionales de los equipos del subsuelo; sin embargo, los cálculos en Pipesim y Snap presentan también sensibilidades significativas a los cambios de estas variables.

Virtuwel es un software básico, que debe ser empleado para modelar escenarios simples y sencillos. No es la herramienta más adecuada si se quiere realizar un análisis detallado y profundo al pozo.

Pipesim, Wellflo y Snap poseen un amplio paquete de correlaciones de flujo, sin embargo solo Pipesim y Snap ofrecen la posibilidad de determinar la correlación más adecuada para modelar el comportamiento lo que está ocurriendo hidráulicamente en el pozo. Aunque Virtuwel brinda la posibilidad de encontrar la correlación de pérdidas más adecuada su paquete de ecuaciones es muy limitado.

Wellflo cuenta con una gran base de datos y cuatro opciones de elección para sistemas de levantamiento artificial de la cuales Pipesim solo posee tres y Snap dos, lo cual le permite modelar variedad de casos. Sin embargo los tres simuladores evalúan de manera eficaz sistemas de producción con Gas Lift.

Los resultados de la comparación exponen a Wellflo y Pipesim como herramientas de gran utilidad para realizar análisis nodal, cada uno tiene ventajas y desventajas respecto al otro, pero los dos conservan como mínimo un nivel bueno en todas las características evaluadas. Sin embargo Snap es un simulador que debe ser tenido en cuenta para su utilización, ya que presenta ciertas características de igual calidad que Wellflo y Pipesim.

## **6. RECOMENDACIONES**

Evaluar los simuladores con información recolectada de los sistemas de producción de campos colombianos.

Analizar y estudiar las demás operaciones que se pueden modelar en las aplicaciones evaluadas, como el modelamiento de pozos de gas o pozos de inyección y el comportamiento de ceras, parafinas e hidratos.

Se recomienda realizar estudios análogos entre otros simuladores para optimizar producción mediante análisis nodal (PERFORM de IHS, PROSPER de PETROLEUM EXPERTS) y establecer diferencias y similitudes con los resultados obtenidos en el ejercicio presentado.

## BIBLIOGRAFÍA

ANSARI A.M. et al. A Comprehensive Mechanistic Model for Upward Two-Phase Flow in Wellbores, Paper SPE 20630, 1990.

BEGGS H.D., BRILL J.P. A Study of Two Phase Flow in Inclined Pipes, Trans, AIMME. 1973.

BEGGS, DALE. Production optimization using nodal analysis. United States of America. OGCI publications. Copyright by oil & gas consultants international Inc. 1991.

BRILL. JAMES y BEGGS DALE. Two phase flow in pipes. United States of America. Copyright. 1975.

CALVETE, FERNANDO. Apuntes de métodos de producción. Bucaramanga, 2013. Universidad industrial de Santander. Facultad ingenierías físico-químicas. Escuela de ingeniería de petróleos.

CHENG A.M.: Inflow Performance Relationships for Solution-Gas-Drive Slanted/Horizontal Wells. Paper SPE 20720. 1990

DÍAZ, RICARDO. Análisis nodal en la optimización de la producción de los pozos del campo colorado. Bucaramanga, 2009. Proyecto de grado. Universidad industrial de Santander. Facultad de ingeniería físico-químicas. Escuela de ingeniería de petróleos.

DOUGLAS. MONTGOMERY. Diseño y análisis de experimentos, Segunda edición, 2004.

DUNS H., ROS N. Vertical Flow of Gas and Liquid Mixtures in Wells, Proc. sixth world pet, Cong., Frankfurt, 1963.

ELIAS, MOHAMED, AHMED EL BANDI H., FATTAH K.A., EL-SAYED AHMED MOHAMED EL-TAYED New Inflow performance relationship for solution-gas drives oil reservoirs. El Cairo University. SPE 12404. Society of Petroleum Engineers. 2009.

FETKOVICH M.J.: The Isochronal Testing Oil Wells. Paper SPE 4529, 1973

GABOR, TAKACS y ZOLTAN, TURZO. Nodal system analysis using object-oriented programming techniques. U; of Miskolc. SPE 26250. Society of Petroleum Engineers. 1994.

GIL RODRÍGUEZ JAVIER. Optimización de los pozos con levantamiento artificial por bombeo electro sumergible del campo yarigui - cantagallo utilizando la técnica de análisis nodal. Trabajo de Grado. Universidad Industrial de Santander. 2010  
HAGEDORN R., BROWN K. Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two Phase Flow in Smaller Diameter Vertical Conduits, Trans., AIME.

JOSHI S.D.: Effect of Drainage Area Shapes on the Productivity of Horizontal Wells. Paper SPE 18301. 1988

NARIÑO, FREDY. Apuntes de ingeniera de petróleos cátedra de tópicos en exploración y producción. Bucaramanga. Universidad industrial de Santander. Escuela de ingeniería de petróleos. 2010.

PAEZ CAPACHO, RUTH. Optimización de sistemas de producción mediante análisis nodal. Bucaramanga. Universidad industrial de Santander. Escuela de ingeniería de petróleos. 1997.

PIPESIM User Guide. Copyright 2011 Schlumberger. All rights reserved.

REY, CLAUDIA; SANTOS ANA. Aplicación del análisis nodal para optimizar sistemas de producción de pozos. Bucaramanga, 1988. Proyecto de grado. Universidad industrial de Santander. Facultad de ingeniería físico-químicas. Escuela de ingeniería de petróleos.

ROMERO, CARLOS y BAUTISTA, FAUSTO. Evaluación de la producción del campo llanito utilizando el método de análisis nodal. Bucaramanga, 2012. Proyecto de grado. Universidad industrial de Santander. Facultad de ingenierías físico-químicas. Escuela de ingeniería de petróleos.

SAPUTELLI L., MIJARES G., RODRIGUEZ J.A., SANKARAN S., GARIBALDI L.,

REVANA K. Managing risk and uncertainty in the visualization of productions scenarios. Halliburton digital & consulting solutions, landmark graphics Corp. SPE 107562. Society of Petroleum Engineers. 2007.

SNAP User Guide. Copyright 2012 Ryder Scott. All rights reserved.

STATGRAPHICS Centurion XV User Guide. 2006 by StatPoint, Inc. All rights reserved.

STOISITS, R.F. dynamic production system nodal analysis. ARCO Alaska Inc.

SPE 24791. Society of Petroleum Engineers. 1992.

SUHY, HEFNER M.H., YU J.P. y MUSTAFA A. applications of nodal analysis technique for Appalachian wells' production problem. CNG Transmission Corp., West Virginia U. SPE 18547. Society of Petroleum Engineers. 1988.

VIRTUWELL User Guide. Copyright 2013 IHS, Fekete Associates. All rights reserved.

VOGEL J.: Inflow Performance Relationship for Solutions Gas Drive Wells. Paper SPE 1476, 1968

WELLFLO User Guide. Copyright 2012 Weatherford. All rights reserved.