

**ACTUALIZACIÓN DEL MODELO DE ANALISIS NODAL DEL CAMPO
BONANZA Y EVALUACIÓN DEL SISTEMA ACTUAL DE PRODUCCIÓN PARA
LA CAMPAÑA DE DESARROLLO 2015**

**JULIE TATIANA JAIMES RUEDA
SERGIO ANDRES GUTIERREZ CASTELLANOS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2015

**ACTUALIZACIÓN DEL MODELO DE ANALISIS NODAL DEL CAMPO
BONANZA Y EVALUACIÓN DEL SISTEMA ACTUAL DE PRODUCCIÓN PARA
LA CAMPAÑA DE DESARROLLO 2015**

**JULIE TATIANA JAIMES RUEDA
SERGIO ANDRES GUTIERREZ CASTELLANOS**

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

**Director:
M.Sc. NELSON ENRIQUE QUINTERO VALERO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2015**

DEDICATORIA

A Dios por permitirme llegar a este momento tan especial en mi vida. Por los triunfos y los momentos difíciles que me han enseñado a valorarte cada día más.

A mis padres, Sin ellos, jamás hubiese podido conseguir lo que hasta ahora he logrado. A mi madre, Margarita Rueda, gracias a tus consejos, por el amor que siempre me has brindado y gracias por darme la vida. A mi padre, Onofre Jaimes, a quien le debo todo en la vida, gracias por cultivar e inculcar ese sabio don de la responsabilidad y el apoyo que me brindó para culminar mi carrera profesional. Los quiero mucho. A mis hermanos Daniel Felipe y Juan Carlos Jaimes porque siempre he contado con ellos para todo, gracias por el apoyo.

A mis Familiares, gracias a todos abuelos, tíos, tías y primos que indirectamente me impulsaron para llegar hasta este lugar.

A mis amigos. Que gracias al grupo que formamos estamos llegando poco a poco hasta el final del camino y que hasta el momento, seguimos siendo amigos: Lina Susunaga, Kendy Molina, Liz Teheran, Yessica Alba, Xiomara Barón, Luisa Sánchez, Laura Arciniegas, Daniel Contreras, Iván Domínguez, Reinaldo Primo, José Flórez y principalmente a mis grandes y mejores amigos Luis Enrique Rodríguez Beltrán y Darwin Alonzo Mendoza Suárez por su incondicionalidad.

También a una persona muy especial, el cual fue mi compañero durante el transcurso y finalización de esta etapa; que gracias al esfuerzo, dedicación, motivación y responsabilidad no podríamos haberlo logrado. Gracias Sergio Andrés Gutiérrez Castellanos.

A la Universidad Industrial de Santander y en especial a la Escuela de Ingeniería de petróleos que me dieron la oportunidad de formar parte de ellas. ¡Gracias!

Julie Tatiana Jaimes Rueda

DEDICATORIA

Quiero dedicar este triunfo a Dios por guiarme siempre por el buen camino, permitiéndome desarrollar todos mis sueños rodeado de personas agradables que han ayudado en todo mi desarrollo personal y profesional.

A mi padre Oscar Gutiérrez, por enseñarme lo valioso que es la vida, por estar conmigo en cada paso y decisión que tomo, por ser mi ejemplo y amigo, por ser mi apoyo constante.

A mi madre Jenny Castellanos, por ser mi motivación, por enseñarme que las cosas que queremos conseguir sí las podemos alcanzar con dedicación y esfuerzo, por cada una de sus sonrisas y alegrías que hacen de mí la persona más feliz del mundo.

A mis Hermanos Ángela, Alejandro y Lucy, por estar conmigo siempre, por apoyar mis locuras, pero sobre todo gracias por su cariño incondicional.

A Juan David y Valeria, por regalarme siempre los mejores días llenos de alegrías y sonrisas, espero este triunfo sea un buen ejemplo para ustedes.

A Mi niña linda, gracias por estar en mi vida, gracias por enseñarme a soñar, gracias por cada momento a mi lado y sobre todo gracias por ser la mejor compañera de tesis.

A todos mis amigos por enseñarme lo bueno que es vivir junto a personas incondicionales y únicas, gracias niñas por sus planes, sus consejos y buenos deseos siempre.

Sergio Andrés Gutiérrez Castellanos

AGRADECIMIENTOS

Expresamos nuestros agradecimientos a la Universidad Industrial de Santander, a la Escuela de Ingeniería de Petróleos y sus docentes que de una u otra forma contribuyen por medio de la formación ética y profesional de sus estudiantes.

Nuestros sinceros agradecimientos están dirigidos hacia el M.Sc Fernando Calvete y el M.Sc Leonardo Franco quienes, nos brindaron información, apoyo y conocimientos, para el buen desarrollo de este proyecto. Al Departamento de Ingeniería y confiabilidad de Mares, quienes con su ayuda desinteresada, nos brindaron información relevante, próxima, pero muy cercana a la realidad de nuestras necesidades. A nuestros amigos por su amistad y buena energía. A nuestras familias por siempre brindarnos su apoyo, tanto sentimental, como económico. Pero, principalmente nuestros agradecimientos están dirigidos hacia nuestro director y amigo, M.Sc Nelson Enrique Quintero Valero, sin el cual no hubiésemos podido salir adelante.

Gracias Dios, gracias Familia, gracias Amigos y en especial, gracias a nuestra querida Universidad Industrial de Santander.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	21
1. TECNICA ANALISIS NODAL.....	22
1.1 COMPONENTES QUE INTERVIENEN EN EL ANÁLISIS NODAL	25
1.1.1 Separador.	25
1.1.2 Línea de flujo horizontal.	26
1.1.3 Choque superficial.	26
1.1.4 Cabeza de pozo.	26
1.1.5 Válvula de seguridad.	26
1.1.6 Choque de fondo.	26
1.1.7 Presión fluyente.	27
1.1.8 Presión promedio del reservorio.	27
1.2 PROCESO DE APLICACIÓN DE ANALISIS NODAL	27
1.3 ANALISIS NODAL APLICADO A POZOS EN FLUJO NATURAL.....	30
1.3.1 Nodo solución en fondo de pozo.....	30
1.3.2 Nodo solución en cabeza de pozo.	30
1.3.3 Nodo solución en el separador.	30
1.3.4 Nodo solución en el medio poroso.....	31
1.4 ANALISIS NODAL APLICADO A POZOS CON ESP Y PCP.....	31
1.5 ANÁLISIS NODAL APLICADO A POZOS CON BOMBEO MECÁNICO.....	32
1.6 MODELAMIENTO IPR	33
1.6.1 Índice de productividad IP.....	33
1.6.2 Modelos de IPR	35
2. PROCESO DE PRODUCCION	43
2.1 Capacidad de producción del sistema	43
2.1.1 Balance de energía	44

2.1.2 Metodología para estimar la capacidad de producción del sistema:	46
2.2 OPTIMIZACION GLOBAL DEL SISTEMA	49
2.3 METODO DE PRODUCCION	50
2.3.1 Métodos de producción: Flujo Natural y Levantamiento Artificial	50
2.4 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	52
2.4.1 Sistema de Levantamiento por Cavidades Progresivas (PCP)	52
3. FLUJO MULTIFASICO EN TUBERIAS.....	61
3.1 PATRONES DE FLUJO	61
3.2 PATRONES DE FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS VERTICALES E INCLINADAS.	61
3.2.1 Flujo Burbuja	62
3.2.2 Flujo Tapón	62
3.2.3 Flujo Transición.....	62
3.2.4 Flujo Anular (Neblina)	62
3.3 PATRONES DE FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS HORIZONTALES. ...	63
3.3.1 Flujo Estratificado	63
3.3.2 Flujo Intermitente	64
3.3.3 Flujo Anular.....	64
3.4 VARIABLES USADAS EN EL FLUJO MULTIFÁSICO:.....	66
3.4.1 Hold up líquido	66
3.4.2 Hold up de líquido sin deslizamiento.....	66
3.4.3 Densidad.....	67
3.4.4 Velocidad superficial	68
3.4.5 Velocidad de Erosión (Velocidad Límite)	69
3.4.6 Viscosidad.....	69
3.4.7 Tensión superficial	70
3.5 MODELAMIENTO DE FLUJO A TRAVÉS DE TUBERÍA.	70
3.5.1 Correlaciones para flujo.	71
3.5.2 Modelos y correlaciones para flujo vertical	72
3.5.3 Modelos y correlaciones para flujo horizontal	75
3.6 TRANSFERENCIA DE CALOR	77

3.6.1 Conducción	77
3.6.2 Convección.	78
3.6.3 Radiación	78
4. GENERALIDADES DEL CAMPO BONANZA	80
4.1 UBICACIÓN	80
4.2 RESEÑA HISTORICA.....	80
4.3 PLAN DE DESARROLLO CAMPO BONANZA 2015	82
4.4 GEOLOGIA	83
4.5 ESTRATIGRAFIA	83
4.5.1 Secuencia cretácica	84
4.5.2 Secuencia terciaria	84
4.5.3 Paleoceno	86
4.5.4 Eoceno	86
4.5.5 Oligoceno.....	87
4.5.6 Mioceno	87
4.6 MODELO ESTRUCTURAL	87
4.7 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO	88
4.7.1 Mecanismo de producción	88
4.7.2 Presión del yacimiento	89
4.8 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	92
4.9 SISTEMA DE RECOLECCIÓN	92
4.9.1 Sector Norte.....	93
4.9.2 Sector Centro.....	94
4.9.3 Sector Sur	95
5. ANALISIS CUALITATIVO DE LOS SOFTWARE	97
5.1 PIPESIM	97
5.1.1 Montaje mecánico.	97
5.1.2 Carga de la data	98
5.1.3 Observaciones.....	104
5.1.4 Datos de salida.	107
5.1.5 Reporte y manejo de resultados.	109

6. DESARROLLO DEL MODELO DE SIMULACION.....	110
6.1 METODOLOGÍA	110
6.2 RECOPIACIÓN, ANÁLISIS Y VALIDACIÓN DE INFORMACIÓN.	111
6.2.1 Estados mecánicos.....	111
6.2.2 Caracterización del fluido.....	113
6.2.3 Reporte de producción del campo	114
6.3 MONTAJE DE LA DATA EN EL SOFTWARE PIPESIM 2011	119
6.3.1 Modelo de subsuelo.....	119
6.3.2 Reproducción de las condiciones operacionales actuales.....	129
6.3.3 Modelo de superficie.....	133
6.4 EVALUACIÓN Y ANALISIS DE RESULTADOS	134
6.4.1 IDENTIFICACION DE LAS LIMITACIONES HIDRAULICAS EN LA RED DE RECOLECCIÓN.....	134
6.4.2 SELECCIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA MÍNIMA REQUERIDA PARA LA RECOLECCIÓN Y MANEJO DE MANERA EFICIENTE DE LA PRODUCCIÓN ASOCIADA A LOS NUEVOS POZOS.	143
6.4.3 INCREMENTO EN LA PRODUCCIÓN POR MEDIO DE LA SENSIBILIZACION EN LOS CAÑONEOS	148
7. ANALISIS FINANCIERO	154
7.1 INDICADORES FINANCIEROS.....	154
7.1.1 Costos de capital (capex).....	154
7.1.2 Costos de operación (opex)	154
7.1.3 Flujo de caja.....	155
7.1.4 Pay-back.....	155
7.1.5 Valor presente neto.....	155
7.1.6 Tasa interna de retorno (TIR).....	156
7.1.7 Relación beneficio-costos (RCB).....	157
7.1.8 Eficiencia sobre la inversión (J)	157
7.1.9 Tasa de interés de oportunidad (TIO)	158
7.2 ANALISIS FINANCIERO PARA LOS ESCENARIO PROPUESTOS DE OPTIMIZACIÓN.....	159
7.2.1 Escenario No 1: Caso Base	159

7.2.2 Escenario No 2: Evaluación de la campaña de perforación.....	160
7.2.3 Escenario No 3: Sensibilización a los Tiros por Pie (TPP) y Revoluciones por minuto (RPM)	165
8. CONCLUSIONES	169
9. RECOMENDACIONES	171
BIBLIOGRAFIA	172
ANEXOS	173

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1 Componentes Básicos del sistema de Producción	22
Figura 2 Nodos Principales y Funcionales	28
Figura 3 Curva de oferta y demanda.....	29
Figura 4 Nodo solución sistema con ESP Y PCP	31
Figura 5 Nodo solución en bomba de sistema de bombeo mecánico	32
Figura 6. Curva de comportamiento de afluencia (IPR)	34
Figura 7. Curva de IPR, Para una caída de Presión	35
Figura 8. Método de Fetkovitch. Determinación de los Valores C Y n	37
Figura 9. Capacidad de producción del sistema	46
Figura 10. Optimización Global de Sistema	49
Figura 11. Comportamiento Flujo Natural	50
Figura 12. Comportamiento del flujo con SLA.....	51
Figura 13. Sistemas de Levantamiento Artificial (SLA)	51
Figura 14. Configuración típica de una PCP	54
Figura 15. Equipo de Superficie	55
Figura 16. Componentes Equipo de Superficie PCP	56
Figura 17. Equipo de Fondo.....	58
Figura 18. Patrones de Flujo Multifásico en Tuberías Horizontales	63
Figura 19. Flujo Estratificado Liso y Ondulante.....	64
Figura 20. Flujo Intermitente	64
Figura 21. Flujo Anular con Burbujas Dispersas	65
Figura 22. Burbujas Dispersas	65
Figura 23. Localización Geográfica del campo Bonanza	80
Figura 24. Columna Estratigráfica.....	85
Figura 25. Configuración estructural.	89
Figura 26. Medición de Presión MDT.....	90
Figura 27. Histórico de presión Formación Mugrosa.....	91
Figura 28. Histórico de presión Formación Esmeralda.	91
Figura 29. Manifold Bz – 18.	93
Figura 30. Manifold Bz – 48.	93
Figura 31. Manifold Bz – 9R.....	94
Figura 32. Manifold Bz – 27.	95
Figura 33. Diagrama montaje mecánico del pozo PIPESIM	98
Figura 34. Modulo yacimiento-completamiento PIPESIM.	99
Figura 35. Módulo de pozo. Modelo simple y detallado PIPESIM.....	100

Figura 36. Módulo de línea de flujo. Modelo simple y detallado PIPESIM.	101
Figura 37. Modulo fluido PIPESIM.	102
Figura 38. Modulo correlaciones de flujo PIPESIM.	103
Figura 39. Calibración a través de múltiples puntos PIPESIM.	104
Figura 40. Calculo de la productividad del yacimiento PIPESIM.....	105
Figura 41. Comparación de las correlaciones de flujo PIPESIM.	106
Figura 42. Interfaz del sistema PCP PIPESIM.	107
Figura 43. Interfaz del análisis nodal PIPESIM.	108
Figura 44. Reporte de resultados. Gráfica y tabla PIPESIM.	109
Figura 45. Metodología para la actualización del sistema de producción del Campo Bonanza	110
Figura 46. Levantamiento Topográfico locación Bonanza 2015.....	116
Figura 47. Plano de segmentación Campo Bonanza	117
Figura 48. Mapa Campo Bonanza Obtenido con GPS GARMIN	118
Figura 49. Calibración Avanzada BON-57	120
Figura 50. Modelo de Pozo BON-57	120
Figura 51. Datos del yacimiento.....	121
Figura 52. IPR Modelo de Sukamo	122
Figura 53. Método de Fetkovich´s. Determinación de los valores C y n.	123
Figura 54. Modelo IPR ajustado.....	124
Figura 55. Ajuste del Modelo IPR pozo Bonanza 57.....	125
Figura 56. Datos de la tubería de Producción BON-57	126
Figura 57. Datos de Survey BON-57.....	126
Figura 58. Datos del Registro Geotérmico BON-57	127
Figura 59. Dato de la Bomba BON-57	127
Figura 60. Dato de la Bomba BON-57	128
Figura 61. Curvas de comportamiento de la Bomba del Pozo BON-57	128
Figura 62. Perfil de sensibilidad de Correlaciones de Flujo	129
Figura 63. Reporte de Datos sensibilizados de Correlaciones de Flujo	130
Figura 64. Reproducción de las condiciones operacionales actuales BON-57	131
Figura 65. Ajuste del Caudal de líquido Real y Simulado	132
Figura 66. Ajuste de la Presión en cabeza Real y Simulada.....	132
Figura 67 Datos de las Líneas de Flujo y Perfil de Elevación	133
Figura 68. Sistema de Recolección Campo Bonanza	134
Figura 69. Modelo de Superficie Campo Bonanza (Sin Pozos Nuevos)	135
Figura 70. Perfil de Producción del campo sin los Nuevos Pozos	136
Figura 71. Modelo de superficie Campo Bonanza (Con Pozos Nuevos)	138
Figura 72. Perfil de Producción del campo con los Nuevos Pozos (Incremental de Producción).....	138
Figura 73. Comparación del caudal de aceite Producido (Qo) Campo Bonanza	140
Figura 74. Distribución de presiones Tramo 2	141

Figura 75. Distribución de presiones Tramo 3	142
Figura 76. Distribución de Presiones en la línea de flujo BON-55	144
Figura 77. Comparación de la Producción con cambio de Diámetro. TRAMO No 2	145
Figura 78. Comparación de presiones con el cambio de Diámetro. TRAMO No 2	145
Figura 79. Distribución de Presiones en la línea de flujo BON-54	147
Figura 80. Comparación de la Producción con cambio de Diámetro. TRAMO No 3	147
Figura 81. Comparación de presiones con el cambio de Diámetro. TRAMO No 3	148
Figura 82. Grafico Inflow y Outflow BON-19	149
Figura 83. Grafico Inflow y Outflow BON-39	150
Figura 84. Grafico Inflow y Outflow BON-55	151
Figura 85. Grafico Inflow y Outflow BON-57	152
Figura 86. Ingresos Vs Egresos del Escenario No 1	160
Figura 87. Flujo de caja Acumulado Escenario No 2	163
Figura 88. Flujo de caja Escenario No 3	167

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Régimen de Flujo Orkiszewski	75
Tabla 2. Modelos y Correlaciones para Flujo Multifásico	77
Tabla 3. Etapas de perforación de pozos campaña de desarrollo 2015.....	83
Tabla 4. Formación Mugrosa PVT.....	92
Tabla 5. Formación Esmeralda PVT.....	92
Tabla 6. Pozos conectados al Manifold Bz – 18 y 48	94
Tabla 7. Pozos conectados al Manifold Bz – 9R y Pozos con líneas de recolección independiente.	95
Tabla 8. Pozos conectados al Manifold Bz – 27	96
Tabla 9. Data requerida en el módulo yacimiento-completamiento PIPESIM.	98
Tabla 10. Información requerida en el módulo de pozo PIPESIM.	100
Tabla 11. Información requerida en el módulo de línea de flujo PIPESIM.....	101
Tabla 12. Información requerida en el módulo del fluido PIPESIM.....	102
Tabla 13. Data requerida para el modulo correlaciones de flujo PIPESIM.	103
Tabla 14. Información de los estados mecánicos.....	112
Tabla 15. Información de las bombas del campo	113
Tabla 16. Propiedades PVT del fluido de la formación Mugrosa	114
Tabla 17. Propiedades PVT del fluido de la formación Esmeralda.....	114
Tabla 18. Datos de Producción del Campo	115
Tabla 19. Datos IPR Modelo de Sukamo	122
Tabla 20. Parámetros para Modelo de Fetkovich's	123
Tabla 21. Nueva data Para Modelo de Fetkovich's Modificado	124
Tabla 22. Resumen de la Simulación Tramos Principales “Sistema Actual”	136
Tabla 23. Resumen de simulación Campo Bonanza con Pozos Nuevos	139
Tabla 24. Comparación de Caudal de Producción de aceite en el campo	140
Tabla 25. Presión de la línea de pozos ya existentes (Tramo 2) con la incorporación de 5 pozos nuevos	141
Tabla 26. Presión de la línea de pozos ya existentes (Tramo 3) con la incorporación de 13 pozos nuevos	142
Tabla 27. Resultado de simulación TRAMO No 2, diferentes diámetros de tubería.	143
Tabla 28. Resultado de simulación TRAMO No 3, diferentes diámetros de tubería	146
Tabla 29. Datos obtenidos del Simulador del pozo BON-19	149
Tabla 30. Datos obtenidos del Simulador del pozo BON-39	150
Tabla 31. Datos obtenidos del Simulador del pozo BON-55	151

Tabla 32. Datos obtenidos del Simulador del pozo BON-57	152
Tabla 33. Resultados de simulación sensibilizando los TPP y RPM	153
Tabla 34. Datos preliminares para el análisis financiero	158
Tabla 35. Ingresos y Egresos Sin la Incorporación de los Pozos Nuevos	159
Tabla 36. Precios ofertados para la implementación de las estrategias de mejoramiento	161
Tabla 37. Costos totales de materiales para el tramo 2 y Tramo 3	161
Tabla 38. Costos Relacionados a la Perforación de los 21 Pozos Nuevos	162
Tabla 39. Inversión Inicial escenario No 2.....	162
Tabla 40. Indicadores Financieros.....	163
Tabla 41. Comportamiento de los ingresos y egresos de la producción incremental del escenario No 2	164
Tabla 42. Incremento de Producción por sensibilización de cañoneos	166
Tabla 43. Costos de Implementación. Escenario No 3.....	166
Tabla 44. Inversión inicial para Recañoneo.....	166
Tabla 45. Ingresos y Egresos Escenario No 3	167
Tabla 46. Indicadores Económicos Escenario No 3	168

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. CONSTANTES MODELO DE PUDJO SUKAMO	173
ANEXO B. ESTADOS MECANICOS DE LOS POZOS	174
ANEXO C. BOMBAS DE LOS POZOS.....	175
ANEXO D. Estado Mecánico Pozo BONANZA-44.....	176
ANEXO E. DATOS DE PRODUCCION DEL CAMPO	177
ANEXO F. MODELO DEL CAMPO CON 21 POZOS NUEVOS	178
ANEXO G. IDENTIFICACION DE LIMITACIONES HIDRAULICAS TRAMO 2 AL MOMENTO DE INCORPORAR LA NUEVA PRODUCCION	179
ANEXO H. IDENTIFICACION DE LIMITACIONES HIDRAULICAS TRAMO 3 AL MOMENTO DE INCORPORAR LA NUEVA PRODUCCION	180
ANEXO I. SENSIBILIZACIÓN DE TPP Y RPM PARA LOS POZOS DEL CAMPO BONANZA.....	181

RESUMEN

TITULO: ACTUALIZACIÓN DEL MODELO DE ANALISIS NODAL DEL CAMPO BONANZA Y EVALUACIÓN DEL SISTEMA ACTUAL DE PRODUCCIÓN PARA LA CAMPAÑA DE DESARROLLO 2015*

AUTORES: JULIE TATIANA JAIMES RUEDA
SERGIO ANDRES GUTIERREZ CASTELLANOS* *

PALABRAS CLAVES: Análisis nodal, Sistema de Producción, Campo Bonanza, PIPESIM

DESCRIPCIÓN: Para el presente año se inició una campaña de perforación de 21 pozos productores de crudo en el campo Bonanza operado por ECOPETROL S.A que se encuentra ubicado en el valle medio del magdalena haciendo parte del archivo provincia de la superintendencia de mares, en virtud de esto, nació la necesidad de evaluar el sistema de recolección de crudo existente en el Campo, a través del programa de simulación PIPESIM Versión 2011; para el desarrollo de este estudio, fue necesario recopilar la mayor cantidad de información y realizar un control de calidad de la misma, lo cual permitirá analizar las características del sistema de producción desde fondo de pozo hasta la estación de recolección, ayudando a predecir el comportamiento hidráulico del sistema de recolección, determinar limitaciones hidráulicas, seleccionar la infraestructura mínima requerida para el manejo seguro y eficiente de la producción asociada a los nuevos pozos, así como también, estimar los costos de adecuación, para el desarrollo de este estudio. Finalmente se concluye que se presentan limitaciones en el TRAMO 2 (Tubería de 6 pulg. Y 3363 pies) y el TRAMO 3 (Tubería de 6" y 3188 pies), en cuanto a los otros TRAMOS no presentaron limitaciones. Posteriormente estos tramos se seleccionaron para el reemplazo del TRAMO 2 y para el TRAMO 3, una tubería de 8 pulg Schedule 40. Adicionalmente se realiza un incremento en la productividad por medio de la sensibilización de los cañoneos a diferentes pozos seleccionados. Estos diámetros y Pozos fueron seleccionados debido a que mostraron la mejor relación costo beneficio una vez realizado el estudio.

* Proyecto de Grado

* * Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: MCs Nelson Enrique Quintero Valero.

ABSTRACT

**TITLE: UPDATING OF THE NODAL ANALYSIS MODEL IN BONANZA
FIELD AND ASSESSMENT OF THE CURRENT PRODUCTION
SYSTEM FOR THE 2015 CAMPAIGN DEVELOPMENT***

**AUTHORS: JULIE TATIANA JAIMES RUEDA
 SERGIO ANDRES GUTIERREZ CASTELLANOS* ***

KEYWORDS Nodal Analysis, Production System, Bonanza Field, PIPESIM

DESCRIPTION:

For the current year, a 21 crude-producing wells drilling campaign was started at Bonanza field operated by ECOPETROL. This field is located on the medium valley of Magdalena river and is part of the province file at Mares prefecture. Thereafter, the need arose for assessing the crude collecting system in the field by means of PIPESIM simulation software 2011. For the development of the study, it was necessary to collect and carry out quality control of large amounts of information. This will allow the analysis of the characteristics of the production system from the well ground to the collection station, helping to predict the collection's system hydraulic behavior; determine hydraulic limitations; and choose the minimum infrastructure required for the safe and efficient handling of the production associated to new wells. This will also make it possible to calculate adaptation expenses for the development of this study. As a result, some limitations are found in SECTION 2 (6-inch, 3363 feet pipe) and SECTION 3 (6-inch, 3188 feet pipe). Other SECTIONS did not show any limitations. Subsequently, an 8-inch schedule 40 pipe was chosen to replace SECTIONS 2 and 3. Additionally, an increase in productivity was observed by means of the sensitization of perforation in different chosen wells. These diameters and wells were chosen due to the fact that they showed the best cost-benefit ratio once the study was carried out.

* Draft Grade

** Physical Chemistry Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Advisor: M.Sc Nelson Enrique Quintero Valero.

INTRODUCCIÓN

El desarrollo del Campo Bonanza por parte de la empresa ECOPETROL S.A, está dirigido mediante la inversión de capital a lograr un aumento en la producción de crudo. La empresa para este año inicio una campaña de perforación de 21 pozos productores de crudo en este campo, en virtud de esto, nace la necesidad de analizar el sistema de recolección existente en el campo; todo ello con la finalidad de recolectar de manera eficiente la producción asociada a éstos nuevos pozos.

Para realizar esta actualización y su respectiva evaluación se aplicara una de las técnicas más utilizadas en la industria de los hidrocarburos, esta técnica se denomina Análisis Nodal, la cual permite determinar limitaciones desde fondo hasta la estación del campo en estudio, estas limitaciones consisten básicamente en detectar restricciones al flujo y cuantificar el impacto sobre la capacidad de producción del sistema.

Durante el desarrollo del proyecto se describe los modelos básicos para determinar la capacidad de producción del sistema, los patrones de flujo multifásico en tuberías verticales y horizontales, así como las correlaciones que modelan el flujo a través de tuberías.

Para la aplicación de dicha técnica se realizó un análisis cualitativo del software PIPESIM 2011 desarrollado por la compañía Schlumberger, este software cuenta con recursos suficientes para modelar el sistema de producción con sus respectivos componentes incluyendo el sistema de levantamiento artificial presente como en este caso bombeo por cavidades Progresivas.

La metodología a utilizar para el desarrollo del modelo de simulación se basó en el análisis del sistema de recolección de crudo, a través, del programa PIPESIM 2011, en el cual se sensibilizaron los diferentes modelos de IPR, el flujo multifásico en tuberías, y el funcionamiento del bombeo por cavidades progresivas como sistema de levantamiento artificial, que servirá para predecir el comportamiento hidráulico de dicho sistema al momento de incorporar la nueva producción, con el fin de especificar posibles limitaciones hidráulicas.

Adicionalmente se seleccionó la infraestructura mínima requerida para obtener un sistema de transporte de crudo eficiente, que contribuirá a prevenir problemas operacionales tales como, caídas de presión excesivas en la tubería, corrosión, entre otros.

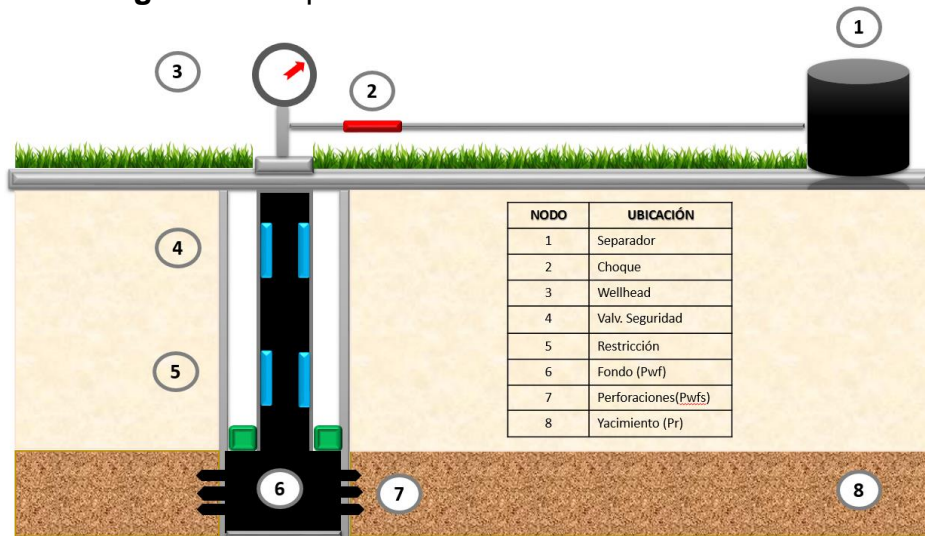
Por último se estimó los costos de ampliación o adecuación del sistema de recolección, analizando los indicadores económicos necesarios que permitieron determinar la viabilidad y rentabilidad de las mejores propuestas en el sistemas de recolección del campo.

1. TECNICA ANALISIS NODAL

En el campo Bonanza la técnica análisis nodal se ha aplicado para identificar posibles problemas hidráulicos y poder identificar oportunidades de optimización, durante el año 2013 se llevó a cabo un estudio donde se aplicó el análisis nodal por medio de software especializados que brindan la posibilidad de realizar sensibilizaciones en el cambio de diámetro de la tubería de producción, disminución de la presión en cabeza, aumento en las velocidades de operación de las bombas y daño a la formación.

La técnica de análisis nodal en un sistema de producción es implementada hoy en la industria petrolera, como el medio adecuado para el diseño y evaluación, tanto en pozos fluyentes como en pozos que cuenten con sistema de levantamiento, la metodología que implementa permite aplicar el análisis a todo el sistema desde el límite exterior del yacimiento hasta la cara de la formación, la sección del completamiento, las sartas de tubería ascendentes y las líneas de flujo; incluyendo cualquier tipo de restricciones presentes como válvulas de seguridad de subsuelo, estranguladores de superficie etc. Esto se realiza con el fin de poder determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos.¹ Esta aplicación al análisis de los sistemas de producción de pozos fue propuesta por Gilbert en 1954 y discutida por Nind en 1964 y Brown en 1978.²

Figura 1 Componentes Básicos del sistema de Producción



¹ ORTIZ, Tatiana y JIMENEZ, Edith. Optimización de la producción de un cluster de crudo extra pesado del campo chichimene utilizando la técnica de análisis nodal. Bucaramanga, Colombia. Tesis de ingeniería de petróleos. Universidad Industrial de Santander, 2011. 27 p. Modificado por los autores.

² HIRSCHFELDT, Marcelo. www.oilproduction.net. 2009. 29. P.

Esta técnica nos permite dividir el sistema en varias secciones para calcular las caídas de presión, Estas secciones son llamadas nodos, la selección del nodo depende del componente o variable que se quiera aislar para evaluar y mostrar su comportamiento. Los cuales pueden ser nodos solución y 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 son las herramientas utilizadas en fondo o superficie que ocasionen diferenciales de presión significativas para el sistema, como estranguladores de fondo, válvulas de seguridad, entre otros; Para predecir el comportamiento del sistema se emplea el método y correlación de flujo multifásico que se considere adecuado dependiendo de las características de los fluidos, lo que ayudaría a identificar las curvas de comportamiento de afluencia y el potencial de producción del yacimiento.³ (Figura. 1)

Gracias a al análisis realizado se obtienen generalmente incrementos en la producción y el mejoramiento de la eficiencia de flujo para los pozos productores existentes, para los pozos que estén planeados en campañas nuevas de perforación se permite definir el diámetro óptimo de las tuberías de producción, del estrangulador, y línea de descarga por el cual debe fluir ese pozo, así como predecir su comportamiento de flujo y presión para diferentes condiciones de operación.

En el análisis nodal se evalúa un sistema de producción dividiéndolo en tres componentes básicos:

- ✓ Flujo a través del medio poroso (Yacimiento), considerando el daño ocasionado por lodos de perforación, cemento, etc.
- ✓ Flujo a través de la tubería vertical o de producción, considerando cualquier posible restricción como empacamientos, válvulas de seguridad, estranguladores de fondo, etc.
- ✓ Flujo a través de la tubería horizontal o línea de descarga, considerando el manejo de estranguladores en superficie.⁴

Para utilizar el concepto de análisis nodal al menos se deberá conocer la presión en el punto partida. En un sistema de producción se conocen siempre dos presiones, los cuales se consideran constantes para fines de cálculo, siendo estas la presión estática del yacimiento (P_r) y la presión de separación en la superficie (P_{sep}). Por lo tanto, los cálculos pueden iniciar con cualquiera de ellas, para después

³ PORRAS, Mario y ZAPA, Marvin. Evaluación de los métodos empleados en software comerciales para optimizar la producción de crudo por análisis nodal. Bucaramanga, Colombia. Tesis ingeniería de petróleos. Universidad Industrial de Santander, 2014. 27 p. Modificado por los autores.

⁴ ORTIZ, Tatiana y JIMENEZ, Edith. Optimización de la producción de un cluster de crudo extra pesado del campo chichimene utilizando la técnica de análisis nodal. Bucaramanga, Colombia. Tesis de ingeniería de petróleos. Universidad Industrial de Santander, 2011. P.27.

determinar la presión en los nodos de solución intermedios entre estas posiciones de partida. Los resultados del análisis del sistema no solamente permitirán la definición de la capacidad de producción de un pozo para una determinada serie de condiciones, sino que también muestran los cambios en cualquiera de los parámetros que afectan su comportamiento. Por lo tanto, el resultado neto es la identificación de los parámetros que controlan el flujo en el sistema de producción.

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

- ✓ Características del yacimiento.
- ✓ Características de la tubería de producción y línea de descarga.
- ✓ Presión en el nodo inicial y final del sistema.
- ✓ Porcentaje de agua producido.
- ✓ Relación gas-líquido.
- ✓ Longitud de las tuberías.
- ✓ Temperatura.
- ✓ Características de los fluidos a manejar.
- ✓ Topografía del terreno en el caso de la línea de descarga.
- ✓ Grado de desviación del pozo.⁵

Un punto importante es que, además de las razones técnicas, se tendrá que aportar también una justificación económica, validando con ello de manera completa la solución encontrada.

El transporte de estos fluidos (petróleo-gas-agua) requiere un suministro de energía, para poder vencer las pérdidas que se generan durante el traslado desde el yacimiento hasta el separador.

Estas pérdidas de energía están asociadas a la fricción, al peso de la columna y a ciertos efectos de aceleración. Debe recordarse además, que en el yacimiento el flujo ocurre a través de un medio poroso. El yacimiento posee una enorme cantidad de energía que se manifiesta en forma de presión, la cual generalmente es suficiente para mantener al pozo fluyendo de manera natural por mucho tiempo. A medida que esta energía declina, se hace necesario utilizar métodos de levantamiento artificial y/o recuperación secundaria.

En un sistema de producción la presión va disminuyendo desde el yacimiento hacia el separador. Para rangos de tiempo razonablemente cortos, la caída de presión total en el sistema de producción es constante. Esto se debe a que tanto la presión estática del yacimiento como la presión de separación son esencialmente constantes en un momento dado de la vida del pozo.

⁵ Ibíd., p. 28.

$$\Delta P_{\text{Total}} = P_R - P_{\text{sep}} = \Delta P_1 + \Delta P_2 + \dots + \Delta P_n \quad \text{Ec. 1}$$

Donde:

P_R = Presión del Yacimiento

P_{sep} = Presión del separador

+ $\Delta P_2 + \dots + \Delta P_n$ = Variaciones de presión en el sistema.⁶

Generalmente las pérdidas de presión encontradas están asociadas a:

- ✓ Flujo en el yacimiento.
- ✓ Flujo a través de las perforaciones.
- ✓ Flujo a lo largo del *tubing*.
- ✓ Flujo a través del estrangulador (si existe).
- ✓ Flujo a lo largo de la línea de flujo.

Evidentemente, si existen otros accesorios en el sistema, su efecto también debe ser considerado.

El hecho de que el ΔP total sea esencialmente constante, a pesar de que cada componente tenga un ΔP variable determina que si existe un componente con un ΔP muy alto, el resto de los componentes tendrán un “ ΔP disponible” bajo, por lo que el caudal a través del sistema de producción será bajo. Este fenómeno origina lo que comúnmente se denomina “cuello de botella”, con un efecto negativo sobre el comportamiento del sistema.⁷

1.1 COMPONENTES QUE INTERVIENEN EN EL ANÁLISIS NODAL

En función de la necesidad que se tiene de cada uno de los elementos que intervienen como componentes de un sistema de producción definiremos la funcionalidad de los más importantes:

1.1.1 Separador.

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

⁶ *Ibíd.*, p. 29.

⁷ *Ibíd.*, p. 30.

- ✓ Alta eficiencia en el proceso de separación de gas-petróleo.
- ✓ Mayor incremento en los volúmenes de producción.
- ✓ Incremento en la recuperación de petróleo.
- ✓ Disminución de costos por compresión.
- ✓ Estabilización del RGP relación gas-petróleo.

1.1.2 Línea de flujo horizontal.

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

1.1.3 Choque superficial.

Es el que controla la producción del pozo con el cual se puede aumentar o disminuir el caudal de producción, en este componente se produce una presión diferencial que puede ser calculada con una de las muchas ecuaciones para choques o estranguladores.⁸

1.1.4 Cabeza de pozo.

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

1.1.5 Válvula de seguridad.

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

1.1.6 Choque de fondo.

Se procede a la bajada de este tipo de restricción de acuerdo a la necesidad que existe de elevar la presión y controlar la energía en el flujo de la línea vertical, como así también tener una presión de aporte y elevación controlada, por lo que se va a

⁸ RIVERO, José. Análisis nodal y explotación de petróleo. 2007. P. 11.

producir una presión diferencial en la que también se tendrá una caída de presión que a su vez puede ser calculada.

1.1.7 Presión fluyente.

Esta es muy importante para el sistema ya que de ella depende toda la capacidad de la instalación que se desea conectar al reservorio a través del pozo y así producir todo el campo. Esta presión es medida en el fondo del pozo, tomada en su punto medio del nivel productor; su determinación se la hace en forma directa usando herramientas de toma de presión, también se puede calcular utilizando ecuaciones o correlaciones.

1.1.8 Presión promedio del reservorio.

Esta presión es evaluada respecto a un nivel de referencia, y es la presión a la cual se encuentran sometidos los cálculos de los fluidos del reservorio, siendo esta presión de gran interés para conocer el índice de productividad del pozo y así mismo nos permitirá conocer la capacidad de fluencia del reservorio hacia el pozo.⁹

1.2 PROCESO DE APLICACIÓN DE ANALISIS NODAL

La metodología básica para efectuar un análisis nodal incluye los siguientes pasos:

A. En el sistema se debe seleccionar la ubicación de un nodo o punto de análisis. Este nodo separa al sistema en dos zonas.

- ✓ La zona aguas arriba del nodo se denomina Oferta.
- ✓ La zona aguas abajo del nodo se denomina Demanda.¹⁰

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 PR y la presión de salida del sistema que generalmente es la del separador Psep. A partir de aquí se establecen las relaciones en el nodo:

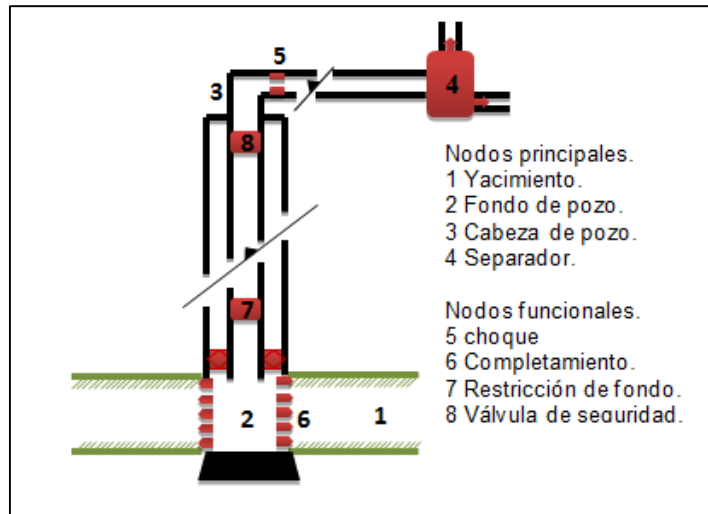
⁹ RIVERO, José. Análisis nodal y explotación de petróleo. 2007. P. 12.

¹⁰ Ibid., p. 30.

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

La capacidad de producción del sistema depende de dónde ocurra la caída de presión aunque la caída total en un tiempo cualquiera será $P_R - P_{\text{sep.}}$ ¹¹

Figura 2 Nodos Principales y Funcionales



Fuente: MAGGIOLO R, Optimización de la producción mediante análisis nodal

B. En el nodo seleccionado se realiza un balance de presiones, teniendo en cuenta que:

- ✓ Caudal que entra = Caudal que sale.
- ✓ La presión en el nodo es única.

Esta metodología permite describir las siguientes expresiones:

$$P_R - \Delta P_{\text{aguas arriba}} = P_{\text{nodo}} \quad \text{Ec. 2}$$

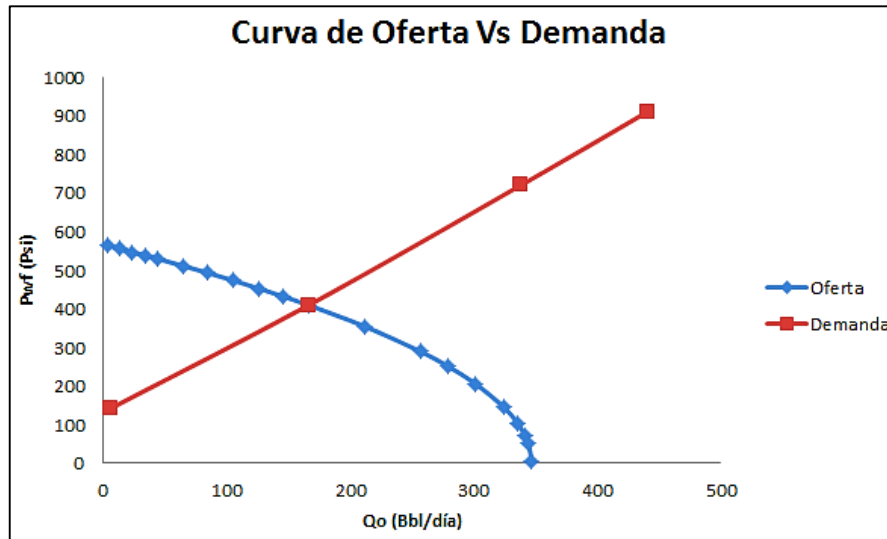
$$P_{\text{sep}} - \Delta P_{\text{aguas abajo}} = P_{\text{nodo}} \quad \text{Ec. 3}$$

La segunda ecuación aplica al sector del sistema de producción que se ha denominado Oferta, comenzando en el yacimiento y terminando en el nodo. Por otra parte, la tercera ecuación describe el balance de presión en la Demanda, es decir

¹¹ PORRAS, Mario y ZAPA, Marvin. Evaluación de los métodos empleados en software comerciales para optimizar la producción de crudo por análisis nodal. Bucaramanga, Colombia. Tesis ingeniería de petróleos. Universidad Industrial de Santander, 2014. P. 28. .

entre el separador y el nodo. La aplicación de las ecuaciones anteriores requiere que se tenga una expresión matemática que describa la relación entre el flujo y el comportamiento de la presión dentro de cada componente del sistema

Figura 3 Curva de oferta y demanda



Para diversos valores de caudal se calcula la presión en el nodo utilizando tanto la ecuación de oferta como la de demanda, y se gráfica. Existirá un caudal único para el cual las presiones de ambas curvas (en el nodo) coincidan. Es importante mencionar que las curvas de oferta y demanda no necesariamente se cortan, lo cual no debe interpretarse como un error del análisis nodal, sino que no hay un caudal que satisfaga las condiciones de presión de ambos sectores del sistema, es decir. El pozo no fluiría de manera natural.¹²

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.

¹² ORTIZ, Tatiana y JIMENEZ, Edith. Optimización de la producción de un cluster de crudo extra pesado del campo chichimene utilizando la técnica de análisis nodal. Bucaramanga, Colombia. Tesis de ingeniería de petróleos. Universidad Industrial de Santander, 2011. P.31.

- ✓ 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.¹³

1.3 ANALISIS 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.

1.3.1 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.

1.3.2 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.

1.3.3 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.

¹³ PORRAS, Mario y ZAPA, Marvin. Evaluación de los métodos empleados en software comerciales para optimizar la producción de crudo por análisis nodal. Bucaramanga, Colombia. Tesis ingeniería de petróleos. Universidad Industrial de Santander, 2014. P. 29.

1.3.4 Nodo solución en el medio poroso.

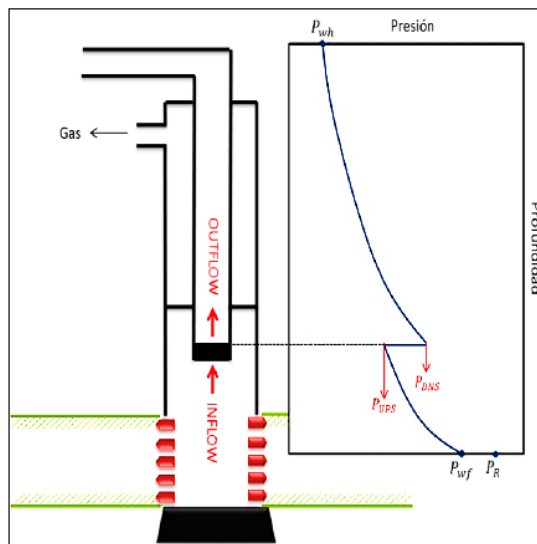
Esta es la posición menos práctica para realizar el análisis ya que permite analizar solamente los cambios en la energía del yacimiento.¹⁴

1.4 ANALISIS 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. 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} .

- ✓ $\Delta P = P_{dn} - P_{up}$
- ✓ $Inflow = P_{up} = P_{yac} - \Delta P \text{ completamiento} - \Delta P \text{ casing.}$
- ✓ $Outflow = P_{dn} = P_{sep} + \Delta P \text{ tubing} + \Delta P \text{ línea superficie.}^{15}$

Figura 4 Nodo solución sistema con ESP Y PCP



Fuente: PORRAS, Mario y ZAPA, Marvin. Evaluación de los métodos empleados en software comerciales para optimizar la producción de crudo por análisis nodal. Bucaramanga, Colombia. Tesis ingeniería de petróleos. Universidad Industrial de Santander, 2014. P. 32.

¹⁴ Ibid., p. 30.

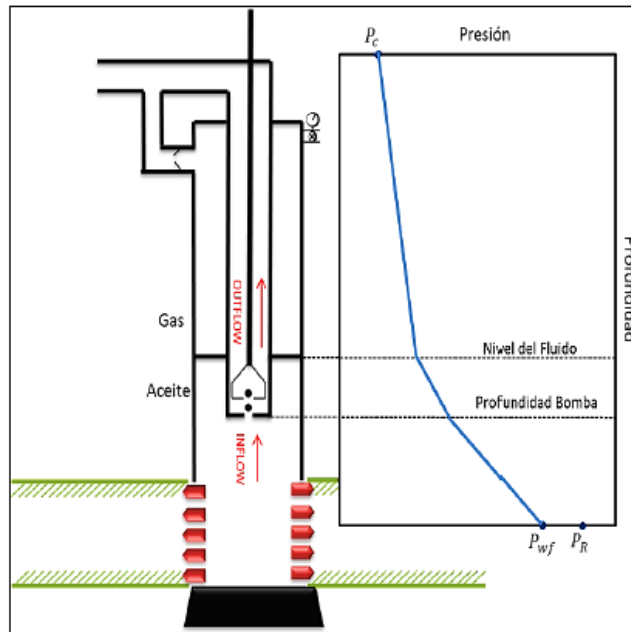
¹⁵ Ibid., p. 31.

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.

- ✓ $Inflow = P_{wf} = P_{yac} - \Delta P_{formación}$
- ✓ $Outflow = P_{wf} = P_{wh} + \Delta P_{tubing} - \left(\frac{F_o}{A_p}\right);$
- ✓ $\frac{F_o}{A_p}$ Factores asociados a la bomba del subsuelo.¹⁶

Figura 5 Nodo solución en bomba de sistema de bombeo mecánico



Fuente: PORRAS, Mario y ZAPA, Marvin. Evaluación de los métodos empleados en software comerciales para optimizar la producción de crudo por análisis nodal. Bucaramanga, Colombia. Tesis ingeniería de petróleos. Universidad Industrial de Santander, 2014. P. 33.

¹⁶ Ibid., p. 32.

1.6 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.
- ✓ El declina miento 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.

1.6.1 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 ($p_r - P_{wf}$) se denomina presión diferencial o caída de presión.¹⁷

La ecuación que la define es:

$$IP = \frac{Q_o}{(P_r - P_{wf})} \quad EC.4$$

Donde:

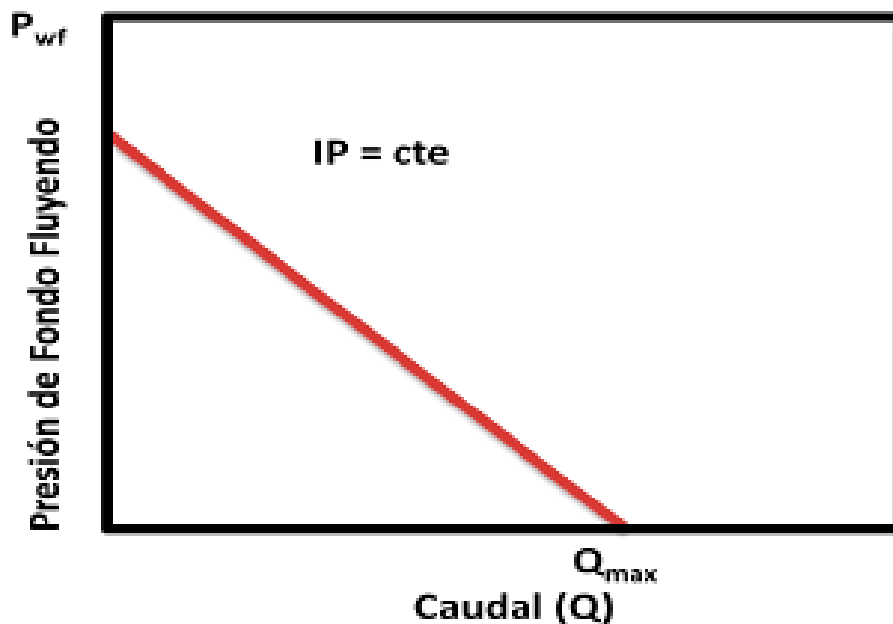
- Q_o : Gasto de aceite (BPD)
- P_{ws} : Presión promedio en el yacimiento
- : Presión de fondo estática en el pozo (P_{sia})
- P_{wf} : presión de fondo fluyente en el pozo (P_{sia})

¹⁷ *Ibíd.*, p. 35.

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

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

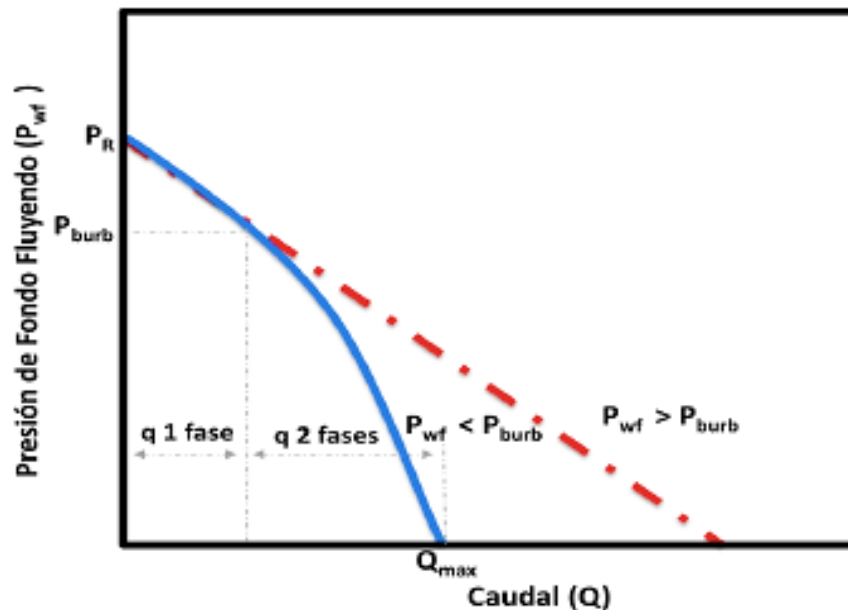
Figura 6. Curva de comportamiento de afluencia (IPR)



Fuente: Production Optimization Using Nodal Analysis.B.D 2003

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

Figura 7. Curva de IPR, Para una caída de Presión



Fuente: Production Optimization Using Nodal Analysis.B.D 2003

Para un yacimiento con empuje asociado a un acuífero activo, el IP permanecerá casi constante cuando produzca por encima del punto de burbuja, debido a que no existe gas liberado en el yacimiento que pueda afectar las permeabilidades relativas del aceite y del agua.¹⁸

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.

1.6.2 Modelos de IPR

1.6.2.1 Método de Vogel:

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

¹⁸ ORTIZ, Tatiana y JIMENEZ, Edith. Optimización de la producción de un cluster de crudo extra pesado del campo chichimene utilizando la técnica de análisis nodal. Bucaramanga, Colombia. Tesis de ingeniería de petróleos. Universidad Industrial de Santander, 2011. P.41.

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.¹⁹

Todo lo anterior ilustra la necesidad de contar con correlaciones útiles para construir curvas de IPR. M. V. Vogel (1968) desarrollo un estudio sobre IPR para yacimientos con empuje por gas en solución derivando ecuaciones que describían los perfiles de presión y saturación de gas desde el pozo hasta las fronteras del yacimiento. Con estas ecuaciones consideró variaciones en las caídas de presión y en las propiedades roca-fluido, hasta obtener una relación adimensional para el índice de productividad.²⁰

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

$$\frac{Q_o}{Q_{omax}} = (1 - 0.2(P_{wf} - P_{ws}) - 0.8(P_{wf} - P_{ws})^2) \quad EC.5$$

Donde:

Q_o : Gasto de aceite correspondiente a la P_{wf}
 Q_{omax} : Gasto máximo de producción cuando $P_{wf}=0$
 P_{wf} : presión de fondo estática.

1.6.2.2 Método de Fetkovitch:

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

$$Q_o = C(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n \quad EC.6$$

Donde:

¹⁹ PORRAS, Mario y ZAPA, Marvin. Evaluación de los métodos empleados en software comerciales para optimizar la producción de crudo por análisis nodal. Bucaramanga, Colombia. Tesis ingeniería de petróleos. Universidad Industrial de Santander, 2014. P. 36.

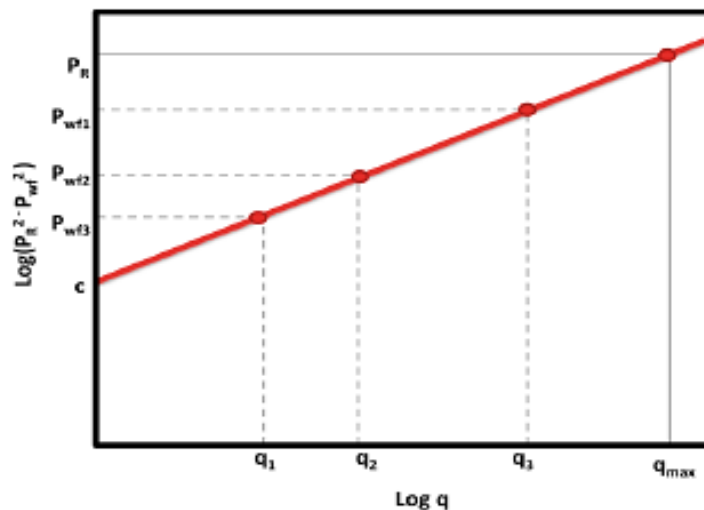
²⁰ ORTIZ, Tatiana y JIMENEZ, Edith. Optimización de la producción de un cluster de crudo extra pesado del campo chichimene utilizando la técnica de análisis nodal. Bucaramanga, Colombia. Tesis de ingeniería de petróleos. Universidad Industrial de Santander, 2011. P.42.

- Qo : gasto de aceite correspondiente a la Pwf.
- Qomax : Gasto máximo de producción cuando la Pwf es igual a cero.
- Pwf : Presión de fondo estática.
- C : Coeficiente de la curva.
- n : Exponente (un valor entre 0.5 y 1.0).

Para aplicar el método de Fetkovitch, es necesario determinar los valores de C y de n. estos coeficientes se obtienen a través de una prueba de presión-producción de un pozo, donde se miden los gastos aportados por tres diferentes diámetros de estrangulador con sus correspondientes presiones de fondo fluyentes, así como la presión de fondo estática con el pozo cerrado. En escala log-log se grafican los valores de presión contra gasto, obteniendo una línea recta.²¹

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

Figura 8. Método de Fetkovitch. Determinación de los Valores C Y n



Fuente: Production Optimization Using Nodal Analysis.B.D 2003

²¹ Ibid., p. 43.

El comportamiento del IPR ha sido objeto de estudio de muchos más autores además de Vogel y Fetkovitch; donde se han sido desarrolladas una gran cantidad de correlaciones. Estas correlaciones generalmente fueron desarrolladas para aceites livianos sin embargo no tomaron consideraciones importantes tales como las curvas de permeabilidad relativa, presión de yacimiento, grado de depleción, y propiedades PVT de los fluidos.²²

A continuación se presentan otros métodos que se emplean.

1.6.2.3 Método de Pudjo Sukamo:

En los pozos con producción bifásica se recomienda el uso del método de Vogel, sin embargo este asume que el pozo se encuentra produciendo por todo el espesor de la zona productora, por otra parte el método de Pudjo Sukamo también tiene en cuenta las fases del fluido pero considera que el pozo produce por los orificios realizados en la operación de cañoneo; la ecuación para desarrollar las curvas IPR por el método de Sukamo se muestra a continuación:

$$\frac{q_o}{Q_{max}} = a_0 + a_1 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) + a_2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad EC.7$$

Donde:

- q_o : Caudal de aceite.
- Q_{max} : Potencial de producción.
- a_0, a_1, a_2 : Constantes que dependen de la técnica de perforación, radio de perforación (R_p) y tiros por pie con los que se realizó el cañoneo (SPF). Ver ANEXO A.
- P : Presión de fondo fluyendo.
- P_r : Presión Promedio del yacimiento.

Las curvas IPR se emplean para determinar la tasa de producción del pozo a diferentes presiones de fondo fluyendo basándose en la presión promedio del yacimiento, adicionalmente el método de Sukamo tiene en cuenta las condiciones de perforación y completamiento de cada pozo, estas curvas también pueden emplearse para determinar las caídas de presión que se generan por el flujo del fluido en el medio poroso, por estas razones al momento de hacer la elección del método de curvas IPR debe tenerse en cuenta todos los factores que puedan influir en el comportamiento de la producción en fondo, para de esta forma hacer la mejor elección.

La generación de las curvas IPR debe realizarse para cada pozo, estas curvas se realizan conociendo los valores de las constantes a_0, a_1, a_2 , las cuales se seleccionan según la forma como se realizó la perforación y los tiros por pie con los cuales se

²² *Ibíd.*, p. 44.

terminó el completamiento, (Ver ANEXO A) además debe conocerse la presión promedio del yacimiento y por lo menos una pareja de caudal de fondo con la presión de fondo fluyendo a la que este caudal fue obtenido; con estos valores se despeja la ecuación de Sukamo con el fin de hallar el potencial de producción.

1.6.2.4 Método de Rawlins and Schellhardt:

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.

1.6.2.5 Método de Jones:

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.²³

1.6.2.6 Método de Joshi:

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.

1.6.2.7 Método de Cheng:

Modelo desarrollado para predecir el comportamiento del influjo en pozos horizontales y desviados. A partir de la expresión de Vogel CHENG (1990) simuló datos de producción de diferentes pozos desviados y horizontales; asumiendo yacimientos homogéneos e isotrópicos planteó una relación entre el Angulo de

²³ PORRAS, Mario y ZAPA, Marvin. Evaluación de los métodos empleados en software comerciales para optimizar la producción de crudo por análisis nodal. Bucaramanga, Colombia. Tesis ingeniería de petróleos. Universidad Industrial de Santander, 2014. P. 37.

desviación del pozo y los coeficientes que acompañan los términos de presión en la expresión de Vogel.

1.6.2.8 Método de Bendakhlia & Aziz:

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.

1.6.2.9 Método de Fawzi:

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 se basaron en la aproximación de Weller, la cual asume una saturación de aceite constante para cualquier punto del sistema en cualquier tiempo dado.²⁴

1.6.2.10 Método de Kabir:

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's, es empleado para yacimientos que presentan mecanismo de empuje por gas en solución.

1.6.2.11 Método de 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. WIGGINS¹⁷ 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

²⁴ *Ibíd.*, p. 38.

horizontales disponibles para obtener estimaciones razonables del comportamiento de pozos durante un amplio rango de condiciones operacionales.

1.6.2.12 Método de Martinez – Pinto – Garcia:

Modelo describe un tipo de correlación general de Vogel valida no solamente para yacimientos de aceites livianos si no 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.²⁵

1.6.2.13 Método de Camacho:

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).

1.6.2.14 Método de Retnanto y Economides:

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.²⁶

1.6.2.15 Método de Klins:

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.

²⁵ *Ibíd.*, p. 39.

²⁶ *Ibíd.*, p. 40.

1.6.2.16 Método de del Castillo:

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.

1.6.2.17 Método de Elias:

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.²⁷

²⁷ *Ibíd.*, p. 41.

2. PROCESO DE PRODUCCION

El proceso de producción en un pozo de petróleo o gas comienza desde el radio externo de drenaje en el yacimiento hasta los tanques donde es almacenado. El sistema consta de 4 componentes identificados con claridad: Yacimiento, Completamiento, Pozo y Línea de Flujo en Superficie. Existe una presión de yacimiento de los fluidos en el proceso de producción, que es la presión estática del yacimiento, P_{ws} , y una presión final, que es la presión del separador en la estación de flujo, P_{sep} .

El movimiento de los fluidos comienza en el yacimiento a una distancia “ r ” del pozo donde la presión es P_{ws} , asciende a través de los poros hasta llegar a la cara de arena o radio del pozo “ r_w ”, donde la presión es P_{wf} . En ese momento, las pérdidas de energía del fluido en la medida que el camino es de baja capacidad de flujo (K_o), presenta restricciones en el ambiente del pozo (daño) y el fluido ofrece resistencia al flujo. Cuanto más grande es el poro mayor será el área de comunicación entre el yacimiento y el pozo, incrementándose el índice de productividad del pozo. Una vez cruzado el completamiento los fluidos entran al fondo del pozo con una presión P_{wf} .

Dentro del pozo los fluidos ascienden a través de la tubería de producción venciendo la fuerza de gravedad y la fricción en las paredes internas de la tubería. En la cabeza del pozo la presión resultante se conoce como P_{wh} .

La pérdida de energía en forma de presión a través de cada componente, depende de la características de los fluidos producidos y especialmente del flujo transportado de tal manera que la capacidad de producción del sistema resulta del balance entre la capacidad de energía de entrada del yacimiento y la demanda de energía de la instalación de transportar los fluidos hasta la superficie.

2.1 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 de energía del yacimiento y la demanda 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 perdidas de energía.²⁸

$$P_{ws} - P_{sep} = \Delta P_y + \Delta P_c + \Delta P_p + \Delta P_l$$

EC. 8

²⁸ Ibid., p. 25.

Donde:

$\Delta P_y = P_{ws} - P_{wfs}$: Caída de presión en el yacimiento, (IPR).

$\Delta P_c = P_{wfs} - P_{wf}$: Caída de presión en el completamiento, (Jones, Blount & Glaze).

$\Delta P_p = P_{wf} - P_{wh}$: Caída de presión en el pozo. (FMT vertical).

$\Delta P_l = P_{wh} - P_{sep}$: Caída de presión en la línea de flujo. (FMT horizontal)

Tradicionalmente el balance de energía se realiza en el fondo del pozo, pero la disponibilidad actual de simuladores del proceso de producción permite establecer dicho balance en otros puntos (nodos) de la trayectoria del proceso de producción: cabezal del pozo, separador, etc.

Para realizar el balance de energía en el nodo se asumen convenientemente varias tasas de flujo y para cada una de ellas, se determina la presión con la cual el yacimiento entrega dicho caudal de flujo al nodo, y la presión requerida en la salida del nodo para transportar y entregar dicho caudal en el separador con una presión remanente igual a **Psep**.²⁹

2.1.1 Balance de energía

El balance de energía entre la oferta y la demanda puede obtenerse numérica o gráficamente.

Para realizarlo numéricamente consiste en asumir varias tasas de producción y calcular la presión de oferta y demanda en el respectivo nodo hasta que ambas presiones se igualen, el ensayo y error es necesario ya que no se puede resolver analíticamente por la complejidad de las formulas involucradas en el cálculo de las ΔP 's en función del caudal de producción.³⁰

Para obtener gráficamente la solución, se dibujan ambas curvas en un papel cartesiano y se obtiene el caudal donde se interceptan.

²⁹ Msc. MAGGIOLO, Ricardo. OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE ANALISIS NODAL. Lima, Perú. Curso de análisis nodal. 2008. P.9.

³⁰ Msc. MAGGIOLO, Ricardo. OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE ANALISIS NODAL. Lima, Perú. Curso de análisis nodal. 2008. P.12.

$$\begin{aligned}
P_{ws} &= \underbrace{\frac{q_o \cdot \mu_o \cdot B_o [Ln(re/rw) - 0,75 + S]}{0,00708 K_o \cdot h}}_{\Delta P_{yacimiento}} - \underbrace{\left[\frac{2,30 \cdot 10^{-14} \cdot \beta \cdot B_o^2 \cdot \rho_o \cdot \left(\frac{1}{r_p} - \frac{1}{r_c} \right)}{L_p^2 \cdot TPP^2 \cdot h_p^2} \right] \cdot q_o^2 - \left[\frac{\mu_o \cdot B_o \cdot \left(Ln \frac{r_c}{r_p} \right)}{0,00708 \cdot 10^{-3} L_p \cdot K_p} \right] \cdot \frac{q_o}{TPP \cdot h_p}}_{\Delta P_{completación}} \\
&= \underbrace{\sum_1^m \frac{\Delta Z}{144} \left(\frac{g \cdot \rho_m \cdot \sin \theta}{g_c} + \frac{f_m \cdot \rho_m \cdot V_m^2}{2 g_c \cdot d} + \frac{\rho_m \cdot \Delta V_m^2}{2 g_c \cdot \Delta Z} \right)}_{\Delta P_{pozo}} + \underbrace{\sum_1^n \frac{\Delta Z}{144} \left(\frac{g \cdot \rho_m \cdot \sin \theta}{g_c} + \frac{f_m \cdot \rho_m \cdot V_m^2}{2 g_c \cdot d} + \frac{\rho_m \cdot \Delta V_m^2}{2 g_c \cdot \Delta Z} \right)}_{\Delta P_{línea}} + P_{sep}
\end{aligned}$$

$$\text{Velocidad: } V_m = \frac{5,615 \cdot q_o \cdot B_o}{86400 \cdot A_t} + \frac{q_o \cdot (RGP - R_s) \cdot B_g}{86400 \cdot A_t}$$

$$\text{Densidad: } \rho_m = \rho_L \cdot H_L + \rho_g \cdot (1 - H_L)$$

Donde:

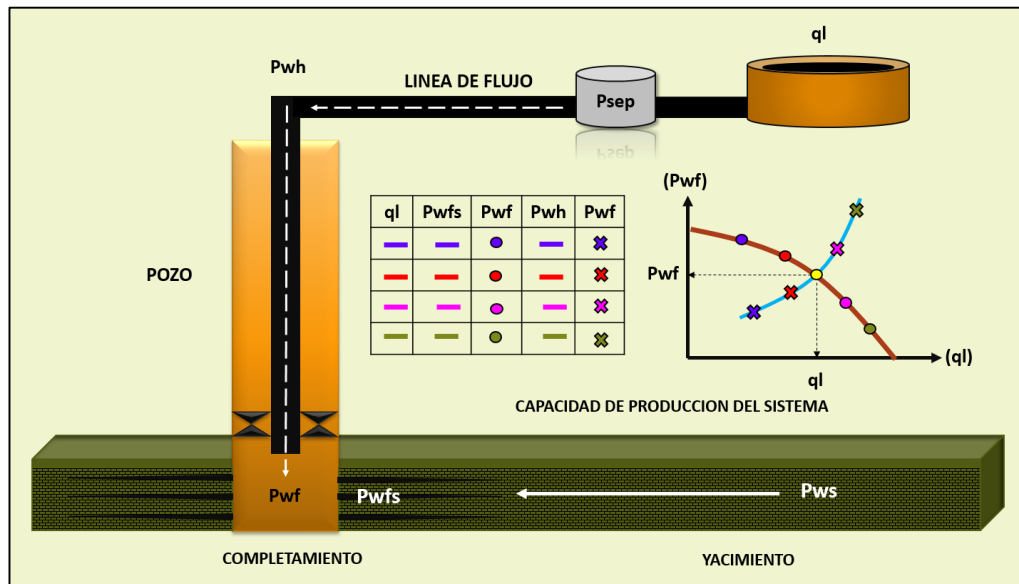
- q_o : Tasa de producción, bbpd.
- μ_o : Viscosidad, cps
- B_o : Factor volumétrico del petróleo, by/bn.
- re : Radio de drenaje, pies.
- Rw : Radio del pozo, pies.
- S : Factor de daño, adim.
- K_o : Permeabilidad efectiva al petróleo, md.
- H : Espesor de arena neta petrolífera, pies.
- B : Coeficiente de velocidad para flujo turbulento, 1/pie.
- P_o : Densidad del petróleo, lbm/pie³
- R_p : Radio de la perforación, pulg.
- R_c : Radio de la zona triturada alrededor del túnel perforado, pulg.
- L_p : Longitud del túnel perforado, pies.
- K_p : Permeabilidad de la zona triturada, md.
- TPP : Densidad de tiro, tiros/pie.
- H_p : Longitud del intervalo cañoneado, pies.
- G : Aceleración de la gravedad, 32,2 pie/seg²
- G_c : Constante gravitacional, 32,2 pie/seg². lbm/lbf.
- g/g_c : Conversión de masas en fuerza, 1 lbf/lbm.
- A_t : Area seccional de la tubería, pie².
- ΔZ : Longitud del intervalo de tubería, pies. □
- P_m : Densidad de la mezcla multifásica gas-petróleo, lbm/pie³
- Θ : Angulo que forma la dirección de flujo con la horizontal.
- F_m : Factor de fricción de Moody de la mezcla multifásica gas-petróleo, adim.
- V_m : Velocidad de la mezcla multifásica gas-petróleo, pie/seg.³¹

³¹ Ibíd., p. 12.

2.1.2 Metodología para estimar la capacidad de producción del sistema:

- ✓ Dado un valor de **ql** en superficie se determina **Pwfs** y **Pwf** a partir de la **Pws**, luego se tabula y grafica **Pwf** vs **ql**.
- ✓ Se repite el paso anterior para otros valores asumidos de **ql**, y se construye la curva de **Oferta** de energía del Sistema.
- ✓ Similarmente para cada valor de **ql** en superficie se determina **pwh** y **pwf** a partir de la **Psep** y se construye la curva de demanda

Figura 9. Capacidad de producción del sistema



Fuente: MAGGIOLO R, Optimización de la producción mediante análisis nodal, Curso, 2008 (Modificada por los Autores)

Para obtener la curva de oferta en el fondo del pozo es necesario disponer de un modelo matemático que describa el comportamiento de afluencia de la arena productora, ello permitirá computar ΔP_y y adicionalmente se requiere un modelo matemático para estimar la caída de presión a través del cañoneo o perforaciones (ΔP_c) y para obtener la curva de demanda en el fondo del pozo es necesario disponer de correlaciones de flujo multifásico en tuberías que permitan predecir aceptablemente ΔP_I y ΔP_p .³²

³² Ibid., p. 13.

Los siguientes son los procedimientos correspondientes para cada posición tomada como nodo solución.

2.1.2.1 Solución en fondo de pozo.

Es el nodo solución más utilizado y está localizado en el centro del hueco, en el punto medio de las perforaciones. Divide el sistema en dos componentes: el yacimiento y el sistema de tuberías total.

Presión de llegada al nodo (Oferta):

$$P_{wf} = P_{ws} - \Delta P_y - \Delta P_c \quad \text{Ec 9}$$

Presión de salida del nodo (Demanda):

$$P_{wf} = P_{sep} + \Delta P_I + \Delta P_p \quad \text{Ec. 10}$$

Para trabajar este nodo se debe suponer diferentes tasas de flujo y también es necesario obtener la presión de cabeza para llevar los fluidos a través de la línea horizontal hasta el separador. Tomando las tasas de flujo supuestas y las correspondientes presiones de cabeza, se determina las presiones de entrada al tubing requeridas.

Luego se procede a graficar las tasas supuestas y las presiones de entradas al tubing en la misma grafica de la curva IPR, la intersección determina la tasa a la cual el pozo producirá para el actual sistema de tuberías. Esta tasa puede variar siempre y cuando se presente alguna modificación en el sistema.³³

2.1.2.2 Solución en cabeza de pozo.

Este nodo divide el sistema en dos componentes: Aguas Abajo que está conformado por el separador y la línea de flujo; y el Aguas Arriba que se conforma por el yacimiento y por la sarta de producción.

Presión de llegada al nodo (*Inflow*):

$$P_{wh} (\text{oferta}) = P_{ws} - \Delta p_y - \Delta p_c - \Delta P_p \quad \text{Ec. 11}$$

³³ ORTIZ, Tatiana y JIMENEZ, Edith. Optimización de la producción de un cluster de crudo extra pesado del campo chichimene utilizando la técnica de análisis nodal. Bucaramanga, Colombia. Tesis de ingeniería de petróleos. Universidad Industrial de Santander, 2011. P.34.

Presión de salida del nodo (*Outflow*):

$$P_{wh}(\text{demanda}) = P_{sep} + \Delta P_I \quad \text{Ec. 12}$$

El siguiente paso es suponer varias tasas de flujo, y con la presión del separador hallar la presión de cabeza que es necesaria para llevar los fluidos hasta el separador. Usando las tasas de flujo supuestas se determinan las presiones de flujo correspondientes para producir las tasas.

Luego con las presiones de flujo obtenidas, se halla la presión de cabeza permisible para dichas tasas. Por último se grafica las presiones de cabeza encontradas de las dos formas con las tasas supuestas, y la intersección de las dos curvas determina la tasa de flujo del sistema.³⁴

2.1.2.3 Solución en el separador.

Es una de las posiciones finales del sistema nodal. La presión en este punto generalmente permanece constante ya que por sí misma no varía con la tasa. Inicialmente se asumen diferentes tasas, y se determina la presión de fondo fluyendo necesaria para que el pozo produzca a las tasas de flujo supuestas. Con el valor obtenido de P_{wf} , se determinan las correspondientes presiones de cabeza; estas se emplean para calcular la presión de separador permisible para cada una de las tasas de flujo supuestas.

2.1.2.4 Solución en medios porosos.

Este nodo solo nos da la oportunidad de analizar el efecto del cambio de P_R . Para dar solución a este nodo es necesario iniciar en la posición final que en este caso es la presión del separador, sumando todas las pérdidas de presión hasta llegar a la posición del medio poroso. Es necesario asumir algunas tasas de flujo, y determinar el valor de presión de cabeza requerida para llevar los fluidos hasta el separador, usando las correlaciones de flujo multifásico e iniciando por la presión del separador. Después se determinan los valores de presiones de entrada al *tubing* para las tasas supuestas, utilizando las presiones de cabeza calculadas anteriormente.

Hallar los valores de P_R requeridos para cada tasa supuesta a partir de las presiones de entrada al tubing, utilizando la ecuación apropiada para el comportamiento del índice de productividad del pozo. Se grafica los valores de presión promedio hallados anteriormente con las tasas de flujo supuestas, y trazar la línea de presión promedio del yacimiento constante. La intersección de las dos curvas es la tasa de flujo del sistema.³⁵

³⁴ *Ibíd.*, p. 35.

³⁵ *Ibíd.*, p. 36.

2.1.2.5 Solución en nodos funcionales.

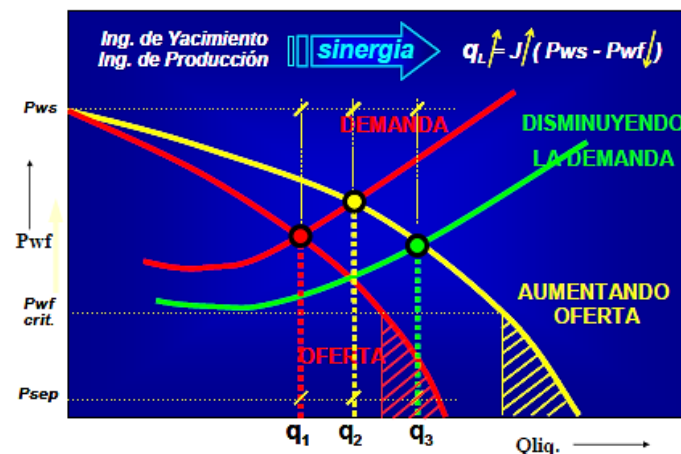
Un sistema de producción tiene herramientas de fondo y de superficie, tales como estranguladores de superficie que producen caídas de presión con la tasa de flujo. Por lo tanto se debe calcular ese diferencial de presión a través de estos nodos funcionales. Inicialmente se asumen diferentes tasas de flujo y determinar las presiones de cabeza necesarias para llevar los fluidos hasta el separador, por medio de correlaciones de flujo multifásico horizontal. Después hallar las presiones de cabeza permisibles a partir de la presión promedio del yacimiento con las correlaciones de flujo multifásico vertical y con IPR.

Luego graficar las presiones de cabeza halladas anteriormente contra las tasas de flujo supuestas y calcular los diferenciales de presiones ΔP . Por último, calcular los diferenciales de presiones ΔP para cada estrangulador, teniendo así, el comportamiento del sistema total para varios diámetros de estrangulador en la cabeza del pozo.³⁶

2.2 OPTIMIZACION GLOBAL DEL SISTEMA

Una de las principales aplicaciones de los simuladores del proceso de producción es optimizar globalmente el sistema lo cual consiste en eliminar o minimizar las restricciones al flujo tanto en superficie como en el subsuelo, para ello es necesario la realización de múltiples balances con diferentes valores de las variables más importantes que intervienen en el proceso, para luego, cuantificar el impacto que dicha variable tiene sobre la capacidad de producción del sistema.

Figura 10. Optimización Global de Sistema



Fuente: MAGGIOLO R, Optimización de la producción mediante análisis nodal, Curso, 2008

³⁶ Ibid., p. 37.

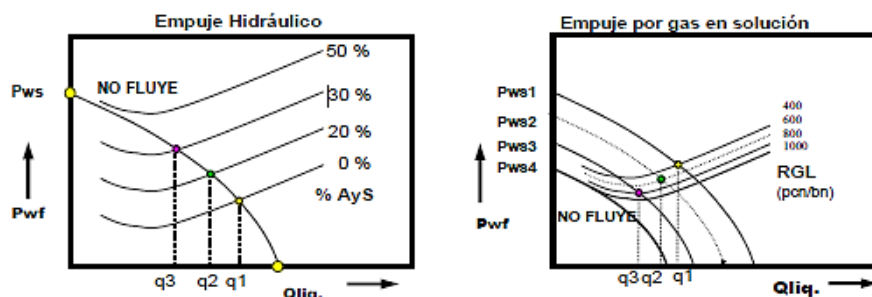
2.3 METODO DE PRODUCCION

La técnica puede usarse para optimizar el completamiento del pozo que aún no ha sido perforado, o en pozos que actualmente producen quizás en forma ineficiente. Para este análisis de sensibilidad la selección de la posición del nodo es importante ya que a pesar de que la misma no modifica la capacidad de producción del sistema, si interviene en el tiempo de ejecución del simulador. El nodo debe colocarse justamente antes (extremo aguas arriba) o después (extremo aguas abajo) del componente donde se modifica la variable. Por ejemplo, si se desea estudiar el efecto que tiene el diámetro de la línea de flujo sobre la producción del pozo, es más conveniente colocar el nodo en el cabezal o en el separador que en el fondo del pozo. La técnica comercialmente recibe el nombre de Análisis Nodal ("*Nodal Systems Analysis*"TM) y puede aplicarse para optimar pozos que producen por flujo natural o por levantamiento artificial.³⁷

2.3.1 Métodos de producción: Flujo Natural y Levantamiento Artificial

Cuando existe una tasa de producción donde la energía con la cual el yacimiento oferta los fluidos, en el nodo, es igual a la energía demandada por la instalación (separador y conjunto de tuberías: línea y tubería de producción) sin necesidad de utilizar fuentes externas de energía en el pozo, se dice entonces que el pozo es capaz de producir por FLUJO NATURAL. A través del tiempo, en yacimientos con empuje hidráulico, los pozos comienzan a producir con altos cortes de agua la columna de fluido se hará más pesada y el pozo podría dejar de producir. Similarmente, en yacimientos volumétricos con empuje por gas en solución, la energía del yacimiento declinará en la medida en que no se reemplacen los fluidos extraídos trayendo como consecuencia el cese de la producción por flujo natural.

Figura 11. Comportamiento Flujo Natural

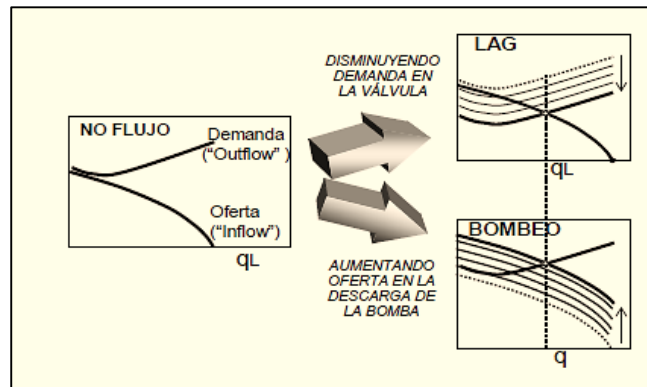


Fuente: MAGGIOLO R, Optimización de la producción mediante análisis nodal, Curso, 2008

³⁷ Msc. MAGGIOLO, Ricardo. OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE ANALISIS NODAL. Lima, Perú. Curso de análisis nodal. 2008. P.14.

Cuando cesa la producción del pozo por flujo natural, se requiere el uso de una fuente externa de energía para lograr conciliar la oferta con la demanda; la utilización de esta fuente externa de energía en el pozo con fines de levantar los fluidos desde el fondo del pozo hasta el separador es lo que se denomina método de LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.³⁸

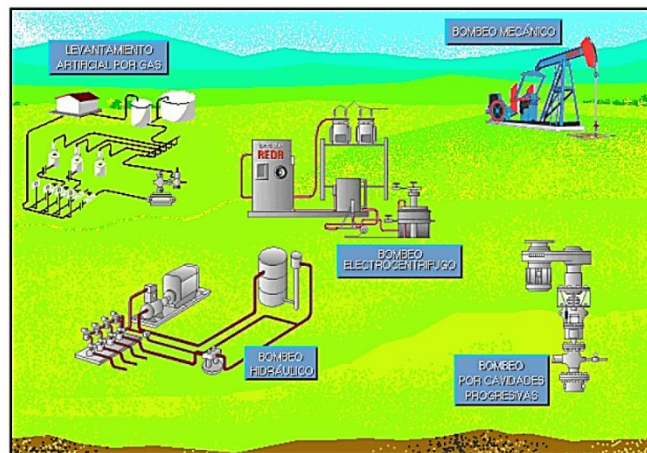
Figura 12. Comportamiento del flujo con SLA



Fuente: MAGGIOLO R, Optimización de la producción mediante análisis nodal, Curso, 2008

Entre los métodos de Levantamiento Artificial de mayor aplicación en la Industria Petrolera se encuentran: el Levantamiento Artificial por Gas (L.A.G), Bombeo Mecánico (B.M.C), Bombeo Electro-Centrífugo Sumergible (B.E.S), Bombeo de Cavity Progresiva (B.C.P) y Bombeo Hidráulico tipo Jet (B.H.J), entre otros.

Figura 13. Sistemas de Levantamiento Artificial (SLA)



Fuente: MAGGIOLO R, Optimización de la producción mediante análisis nodal, Curso, 2008.

³⁸ Ibid., p. 15.

El objetivo de los métodos de Levantamiento Artificial es minimizar los requerimientos de energía en la cara de la arena productora con el objeto de maximizar el diferencial de presión a través del yacimiento y provocar, de esta manera, la mayor afluencia de fluidos sin que generen problemas de producción: migración de finos, arenamiento, conificación de agua o gas, etc.³⁹

2.4 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

La fuerza de empuje que desplaza al petróleo de un yacimiento viene de la energía natural de los fluidos comprimidos almacenados en el yacimiento. La energía que realmente hace que el pozo produzca es el resultado de una reducción en la presión entre el yacimiento y la cavidad del pozo. Si la diferencia es lo suficientemente grande, el pozo fluirá naturalmente a la superficie utilizando solamente la energía natural suministrada por el yacimiento.

Cuando la energía natural asociada con el petróleo no produce una presión diferencial suficientemente grande entre el yacimiento y la cavidad del pozo como para levantar los fluidos del yacimiento hasta la superficie y las instalaciones, o si no lo levantara a la superficie en cantidad suficiente, la energía del yacimiento debe ser suplementada con alguna forma de levantamiento artificial.

Existen varios métodos de levantamiento artificial entre los cuales se encuentra el Bombeo de cavidades progresivas (PCP) Y Bombeo Mecánico (BM), implementadas en el campo Bonanza.

2.4.1 Sistema de Levantamiento por Cavidades Progresivas (PCP)

Las bombas PCP representan un método de levantamiento artificial de crudos pesados, medianos y livianos que ofrece una amplia versatilidad, alta eficiencia y bajo costo.

Las bombas de desplazamiento positivo se caracterizan por ofrecer un caudal constante (teóricamente) aunque se varíe la presión de descarga de la misma. Son ampliamente utilizadas en fluidos con alto contenido de arena y parafinas. Este tipo de bombas están constituidas principalmente por un rotor metálico y un estator elastomérico, son dos piezas longitudinales en forma de hélice, una que gira en contacto permanente dentro de la otra que esta fija, formando un engranaje helicoidal.⁴⁰

³⁹ Ibid., p. 16.

⁴⁰ GARCIA, Nelly. Aplicación de la técnica de análisis nodal en el sistema de producción del campo bonanza para determinar oportunidades de optimización. Bucaramanga, Colombia. Tesis de Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. 2013. P. 45.

- ✓ El rotor metálico, es la pieza interna conformada por una sola hélice
- ✓ El estator, la parte externa está constituida por una camisa de acero revestida internamente por un elastómero (goma), moldeado en forma de hélice enfrentadas entre sí, cuyos pasos son el doble del paso de la hélice del rotor.

El estator y el rotor no son concéntricos y el movimiento del rotor es combinado, uno rotacional sobre su propio eje y otro rotacional (en dirección opuesta a su propio eje) alrededor el eje del estator.

La geometría del conjunto es tal, que forma una serie de cavidades idénticas y separadas entre sí. Cuando el rotor gira en el interior del estator estas cavidades se desplazan axialmente desde el fondo del estator (succión) hasta la descarga, generando de esta manera el bombeo por cavidades progresivas. Debido a que las cavidades están hidráulicamente selladas entre sí, el tipo de bombeo, es de desplazamiento positivo.

Dentro de las aplicaciones más comunes para sistemas con PCP se encuentran:

- ✓ Producción de petróleos pesados y bitúmenes (< 18ºAPI) con cortes de arena hasta un 50 %.
- ✓ Producción de crudos medios(18 a 30 API) con limitaciones en el % de H₂S
- ✓ Petróleos livianos(> 30 API) con limitaciones en aromáticos
- ✓ Producción de pozos con altos % de agua y altas producciones brutas,
- ✓ asociadas a proyectos avanzados de recuperación secundaria (por inyección de agua).

En un arreglo convencional de PCP, el estator está dentro del pozo en el fondo de la tubería de producción mientras que el rotor está conectado en el fondo de la sarta de varillas *Rod String*.

El sistema de impulsión está ubicado en la superficie accionando al rotor por medio de la sarta de varillas, estas constituyen la conexión flexible necesaria entre el eje de impulsión y el rotor.

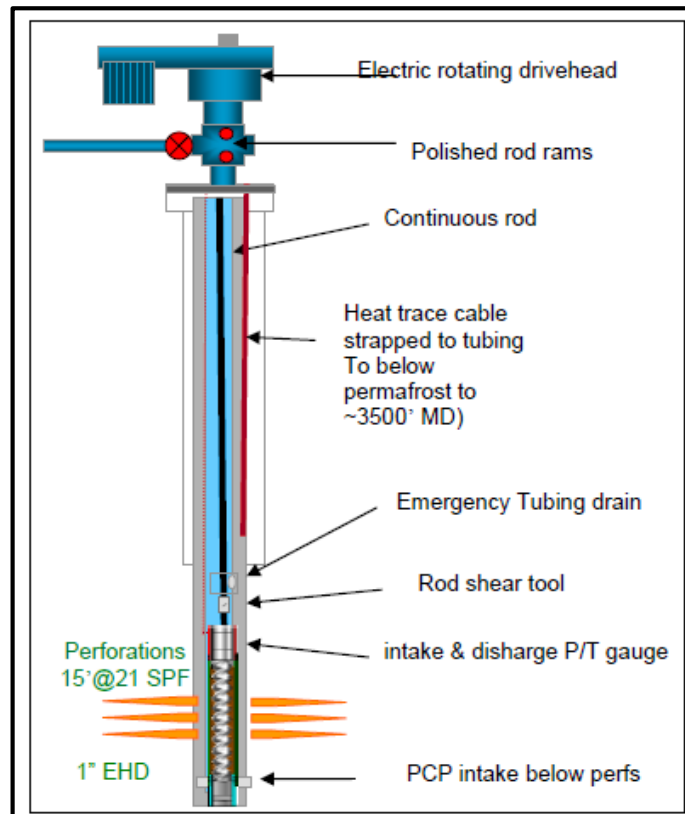
Para la utilización de bombas PCP en pozos de petróleo se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:⁴¹

- ✓ La gran altura que debe vencer la bomba para levantar el fluido hasta la superficie, requiere que la bomba conste de un gran número de etapas, es

⁴¹ Ibid., p. 46.

decir que sea de gran longitud; al contrario de las bombas industriales en superficie, cuya longitud es muchas veces limitada por motivo de espacio, mientras que la longitud de las bombas de petróleo se ven limitadas solamente por el diámetro debido a que se debe bajar dentro de la tubería de producción con diámetros relativamente reducidos.

Figura 14. Configuración típica de una PCP



Fuente: Paper SPE-137232

Las PCP funcionan en todas las posiciones, tanto en pozos desviados, horizontales o verticales, el problema en pozos desviados es el rozamiento de varillas con la tubería de producción lo que da como resultado el aumento del torque en las varillas, desgaste de la tubería y de los acoples de las varillas, lo cual se soluciona mediante la utilización de centralizadores.

Tipos de Bombas: Actualmente en el mercado están disponibles dos tipos de bomba de cavidades progresivas: bombas tubulares y bombas insertables.

- ✓ **Bombas Tubulares:** Son aquellas que se bajan con la tubería de producción. Su manipulación si bien es sencilla se requiere de cierta habilidad para

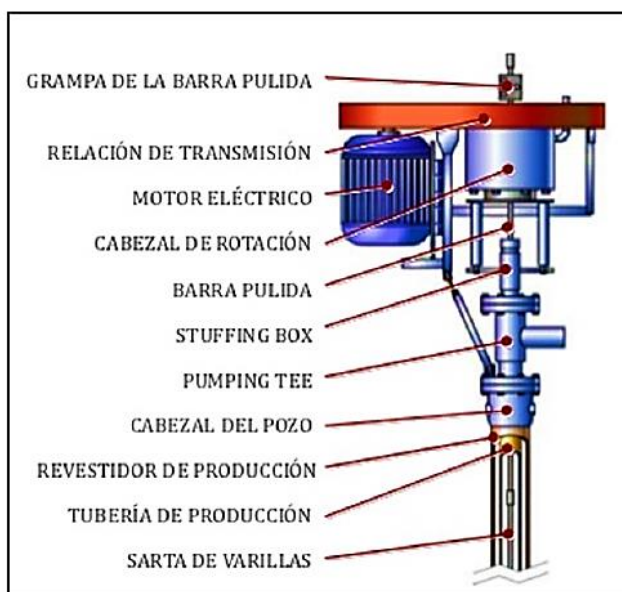
asentar y desasentar el rotor en el pin de paro y dejar el espaciado calculado entre el rotor y el pin de paro.⁴²

- ✓ **Bombas Insertables:** Como su nombre lo indica estas bombas se insertan dentro de la tubería de producción y conservan todas las ventajas de la bombas tubulares además de otros beneficios tales como:
 - La bomba se baja con la sarta de varillas y se asienta en un pleno (PSN) que aprisiona la parte inferior del estator, por lo cual no es necesario retirar la tubería de producción para retirar la bomba de fondo.
 - La sustitución de la bomba de fondo puede ser realizada con la ayuda de una torre pequeña o un guinche. El tiempo de la utilización de la torre reduce los costos y la pérdida de producción.⁴³

2.4.1.1 Equipo de Superficie.

El equipo de superficie de las bombas convencionales está conformado especialmente de una de una unidad de impulsión, la misma que consta de un cabezal y un sistema motriz.

Figura 15. Equipo de Superficie

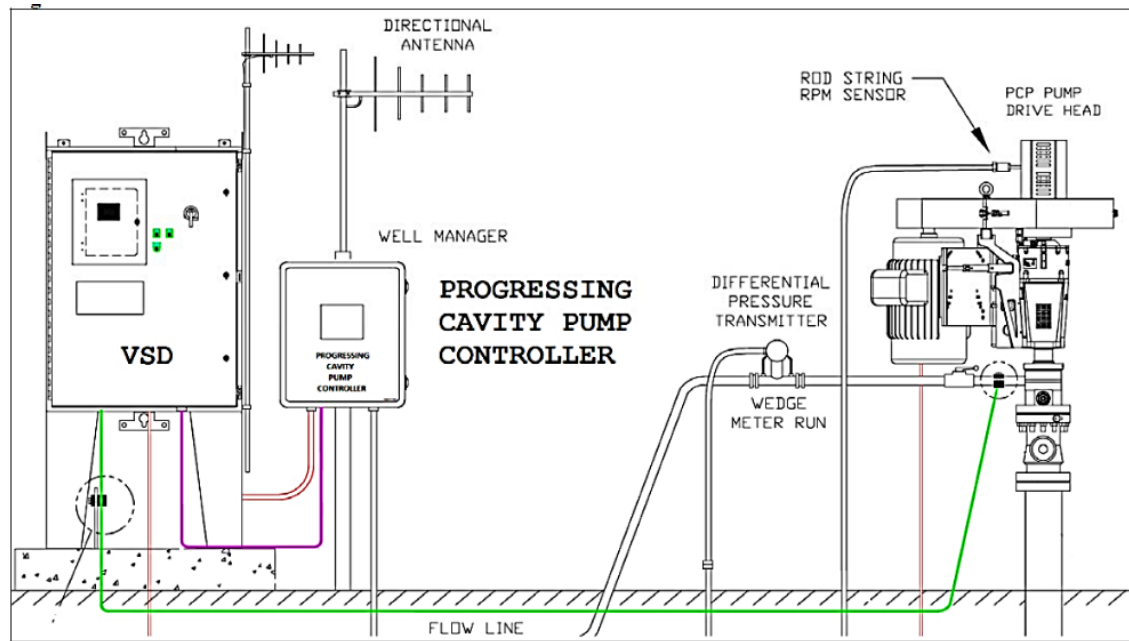


Fuente: NETZSCH, Manual de sistemas PCP, Pomerode Brasil, 2005

⁴² *Ibíd.*, p. 47.

⁴³ *Ibíd.*, p. 48.

Figura 16. Componentes Equipo de Superficie PCP



Fuente: SPE-165057

- ✓ **Cabezal de Rotación:** Este es un equipo de accionamiento mecánico que transmite el movimiento rotativo a la sarta de varillas y por ende el torque entregado por el sistema motriz, instalado en la superficie directamente sobre la cabeza del pozo. Consiste en un sistema de rodamientos o cojinetes que soporta la carga axial del sistema, un sistema de freno hidráulico o mecánico que puede estar integrado a la estructura del cabezal o ser un dispositivo externo y un ensamble de instalación que incluye el sistema de empaque *stuffing box* para evitar la filtración de fluidos a través de los empaques de superficie. Además algunos cabezales incluyen un sistema de caja reductora accionado por engranajes mecánicos o poleas y correas.
- ✓ **Prensa Estopas o Cabeza de Empaque:** Es un sello mecánico interno cuya función es aislar el cabezal, del fluido del pozo se encuentra atravesada por la barra pulida, contiene un juego de empaques perforados con una combinación de aramida, teflón y grafito. Requiere inspección regular y mantenimiento, son más usados en pozos con presencia baja a media de arena y en pozos con velocidad de rotación moderada.
- ✓ **Anillos:** Están colocados por encima de los empaques y sirve para estabilizar la barra pulida y por lo tanto reducir la pérdida de fluidos de la prensa estopas.⁴⁴

⁴⁴ *Ibíd.*, p. 49.

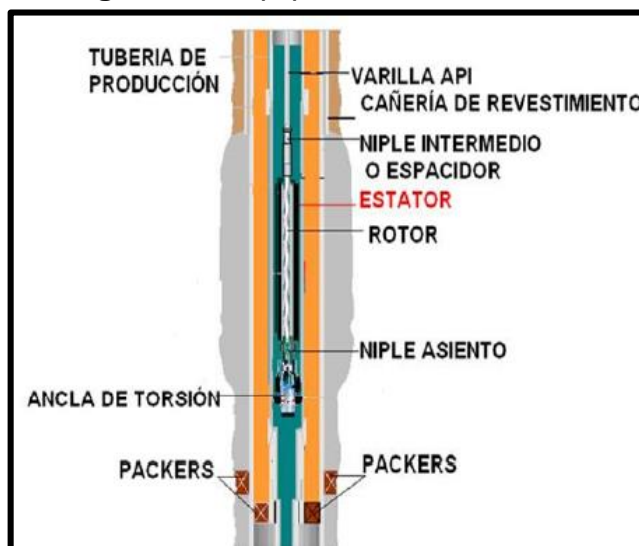
- ✓ **Eje Impulsor Hueco y Eje Hexagonal Corredizo:** El eje impulsor hueco transmite la energía al eje hexagonal el cual es conectado al extremo superior de la barra pulida, el eje impulsor hueco permite el paso de la barra pulida y por lo tanto hace posible el levantamiento de la misma a fin de sacar el rotor del estator y lavar la bomba por circulación en reversa, el corrimiento del eje hexagonal a través del eje hueco permite el ajuste vertical preciso del rotor dentro del estator , la sarta de varillas por medio de la barra pulida se halla suspendida por una grapa bloqueada en el eje hexagonal que soporta solamente peso y no transmite el torque.
- ✓ **Unidades de Impulsión:** Las unidades de impulsión constan de un cabezal y de un sistema motriz, los cuales se describen a continuación.
- ✓ **Cabezal:** Es el encargado de transmitir el movimiento rotatorio a las varillas y en consecuencia el torque entregado por el sistema motriz. Además soporta la carga axial por el peso propio de la sarta de varillas y la columna del fluido. El cabezal se conecta a la T de flujo por medio de una unión de golpe. Todos los modelos de cabezales incluyen una prensa estopas, un eje impulsor hueco, un eje impulsor hexagonal corredizo y un freno de retroceso.
- ✓ **Sistema Motriz:** Lo conforma básicamente un motor que transmite el par motriz al eje de impulsión y de un sistema reductor de velocidad que permite el ajuste de la misma.
- ✓ **Motor:** Es el encargado de generar el movimiento rotatorio en superficie, el mismo que es transmitido al eje impulsor a través de un sistema de poleas y bandas y posteriormente a la sarta de varillas. Generalmente es eléctrico, aunque también son utilizados motores hidráulicos, de combustión interna, de gas u otros de acuerdo a la disponibilidad de energía del campo.
- ✓ **Sistema Reductor de velocidad:** Si el sistema reductor es fijo se realiza con un conjunto de correas y poleas y/o una caja reductora y si el sistema es variable las opciones son el motor hidráulico o el motor eléctrico con convertidor de frecuencias.
- ✓ **Variador de Frecuencia:** Estos equipos son utilizados en conjunto con los motor reductores y con los equipos de polea-correa en los cuales la velocidad es constante (a menos que se cambie la caja reductora o la relación de poleas) para brindar la flexibilidad del cambio de velocidad en muy breve tiempo y sin recurrir a modificaciones mecánicas en los equipos. El Variador de frecuencia rectifica la corriente alterna requerida por el motor y la modula electrónicamente produciendo una señal de salida con frecuencia y voltaje diferente. Al variar la frecuencia, varía la velocidad de rotación ya que ambas

son proporcionales, finalmente al variar la velocidad de operación, varía la producción.⁴⁵

2.4.1.2 Equipo de Fondo.

En un sistema convencional las principales partes del equipo de fondo son: el rotor, el estator, el cuerpo de la bomba, y las varillas de transmisión de energía.⁴⁶

Figura 17. Equipo de Fondo.



Fuente: NETZSCH, Manual de sistemas PCP, Pomerode Brasil, 2005

- ✓ **Rotor:** Es hecho de una sola pieza, en cualquier modelo de bomba la longitud del rotor es mayor que la del estator. Los rotores son de aceros especiales endurecidos, aceros al Cr- Ni al Cr-Ni-Mo, aleaciones especiales de cromado duro y cubrimiento de materiales sintéticos o esmaltados, cubrimientos de diversos plásticos como poliuretano, poliamida o teflonados, son de alta resistencia a fluidos con alto contenido de agua, arena, corrosión , abrasión, parafina etc.
- ✓ **Estator:** Es la parte externa, está constituida por una camisa de acero revestida internamente por un elastómero (goma), moldeado en forma de hélice enfrentadas entre sí, cuyos pasos son el doble del paso de la hélice del rotor.

⁴⁵ Ibid., p. 51.

⁴⁶ Ibid., p. 51.

- ✓ **Elastómero:** Un elastómero es un elemento que puede ser estirado un mínimo de 2(dos) veces su longitud y recuperar inmediatamente su dimensión original. Es la base del sistema PCP en el que esta moldeado el perfil de doble hélice del estator.

De su correcta determinación y su interferencia con el rotor depende en gran medida la vida útil de la PCP.⁴⁷

- ✓ **Varillas de Bombeo:** Son varillas de acero, enroscadas unas con otras por medio de cuplas, formando la sarta, que va desde la bomba hasta la superficie. Los diámetros máximos utilizados están limitados por el diámetro interior de los tubings, utilizándose por ejemplo diámetros de 7/8", 1", en tubings 2 7/8". Su longitud puede ser de 25 o 30 ft.
- ✓ **Niple de Paro:** Va enroscado al extremo inferior de la bomba sus funciones son las siguientes:
 - Servir de tope al rotor cuando se realiza el espaciado del mismo.
 - Servir de pulmón al alargamiento de la sarta de varillas al funcionar la bomba.
 - Servir de succión de la bomba.
- ✓ **Ancla de Torque:** Al girar la sarta de varillas hacia la derecha, vista desde arriba, la fricción entre el rotor y el estator hace que la tubería también tienda a girar hacia la derecha en el sentido de su desenrosque. A esto se suman las vibraciones tanto más fuertes como cuanto más aumentan el diámetro y la velocidad de la bomba. La combinación de ambos efectos, fricción y vibraciones puede producir el desprendimiento de la tubería, la utilización de un ancla de torque evita este riesgo. El ancla se instala debajo del pin de paro. Se fija en la tubería de revestimiento por medio de cuñas verticales, con la aplicación manual a la tubería de producción de un par de torsión derecho. Al arrancar la bomba el par de torsión generado hace agarrar las cuñas en la tubería de revestimiento, lo cual impide el giro del estator, al dejar de funcionar la bomba se desengancha el ancla liberando el par de torsión aplicado inicialmente.
- ✓ **Separador de Gas:** Todos los separadores de gas se basan en el mismo principio, que es el flujo inverso, el efecto de separación se produce debido a la diferencia de velocidad que existe entre las burbujas de gas que ascienden y el líquido que desciende. Los componentes principales de un separador de gas son: las secciones perforadas que sirven de entrada al separador, el tubo de succión que permite el paso del fluido de producción hacia la bomba, se fija a la succión de la bomba y penetra en el separador de gas.

⁴⁷ Ibid., p. 52.

- ✓ **Eficiencia de las Bombas:** Se define como la relación entre el caudal real bombeado y el volumen desplazado por unidad de tiempo. La eficiencia volumétrica es un indicador del comportamiento de la bomba, si esta es igual a 100% significa que la capacidad de la bomba es igual al desplazamiento por unidad de tiempo mientras que si es igual a cero significa que la capacidad es cero y el escurrimiento es igual al desplazamiento de la bomba. A continuación se muestran algunos factores que afectan la eficiencia volumétrica de bombeo.⁴⁸
- ✓ **Capacidad:** El caudal es el volumen de fluido desplazado por unidad de tiempo a las condiciones de operación, este fluido debe incluir tanto el líquido manejado como cualquier cantidad adicional de gas disuelto o entrampado a condiciones de operación.
- ✓ **Escurrecimiento:** Se le denomina a la cantidad de fluido que se escapa a través de las holguras internas de la bomba por unidad de tiempo. Este es función de la geometría de las holguras internas de la bomba, la diferencia de presión, las características del fluido manejado y en algunos casos de la velocidad de operación. El escurrimiento se calcula de la diferencia algebraica del caudal teórico de la bomba y su capacidad. Cuando la bomba se coloca en el pozo el efecto de temperatura y el contacto con los fluidos producidos hace que el elastómero se expanda lo cual aumenta la interferencia, reduciéndose el efecto de escurrimiento e incrementando la eficiencia volumétrica de bombeo. El escurrimiento se relaciona con la capacidad volumétrica de la bomba de modo que si la diferencia de presión aumenta, la capacidad disminuye. Teóricamente el escurrimiento es función de la geometría de los componentes de la bomba, del tipo de fluido manejado y la diferencia de presión por etapa pero independiente de la velocidad de operación.
- ✓ **Presencia de Gas Libre a la Entrada de la Bomba:** Las PCP pueden manejar flujo multifásico (petróleo, agua, gas) sin ninguna dificultad. Pero como son bombas de desplazamiento positivo, el volumen de gas bombeado significa menor producción de petróleo y por lo tanto baja eficiencia de bombeo, este es un factor de mucha importancia ya que no solo reduce la eficiencia volumétrica de la bomba sino que adicionalmente puede reducir la vida útil del elastómero.
- ✓ **Baja Productividad de los Pozos:** Los pozos con bajo potencial, normalmente presentan bajos niveles de fluido. Cuando se instalan bombas de gran capacidad en cuanto a caudal, operando a alta velocidad se observara baja eficiencia volumétrica y se corre el riesgo de que la bomba trabaje en seco se dañe el elastómero. Por ello es importante seleccionar la bomba de acuerdo al potencial de los pozos.⁴⁹

⁴⁸ Ibid., p. 54.

⁴⁹ Ibid., p. 55.

3. FLUJO MULTIFASICO EN TUBERIAS

El flujo multifásico es entendido como cualquier fluido que está compuesto de más de una fase o componente y su objetivo principal es básicamente estimar la presión requerida en el fondo de pozo para transportar un determinado caudal hasta llevarlo a la estación en la superficie. Es necesario su estudio para obtener diseños viables operacionales y económicamente que permitan un óptimo funcionamiento de los pozos y así mismo del campo.⁵⁰

3.1 PATRONES DE FLUJO

En el flujo bifásico las fases gaseosa y líquida pueden estar distribuidas en la tubería de diferentes formas, las cuales difieren en la distribución espacial de la interfase resultando en características diferentes de flujo tales como perfiles de velocidad y de hold up. La existencia de patrones de flujo en un sistema bifásico dado depende de las siguientes variables:

- ✓ Parámetros operacionales, es decir, tasas de flujo de gas y líquido.
- ✓ Variables geométricas incluyendo diámetro de la tubería y ángulo de inclinación.
- ✓ Las propiedades físicas de las dos fases, tales como; densidades, viscosidades y tensiones superficiales del gas y del líquido.

La determinación de un patrón específico de suma importancia porque generalmente las variables de diseño tales como la caída de presión y el *hold up* de líquido son dependientes del patrón existente.

3.2 PATRONES DE FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS VERTICALES E INCLINADAS.

Los Patrones de flujo existentes son:

- ✓ Flujo Burbuja
- ✓ Flujo Tapón
- ✓ Flujo Transición
- ✓ Flujo Anular

⁵⁰ ORTIZ, Tatiana y JIMENEZ, Edith. Optimización de la producción de un cluster de crudo extra pesado del campo chichimene utilizando la técnica de análisis nodal. Bucaramanga, Colombia. Tesis de ingeniería de petróleos. Universidad Industrial de Santander, 2011. P.47.

3.2.1 Flujo Burbuja

Como en el caso horizontal, la fase gaseosa es dispersa en pequeñas burbujas discretas en una fase líquida continua, siendo la distribución aproximadamente homogénea a través de la sección transversal de la tubería. Este patrón es dividido en Flujo *Bubbly* ocurre a tasas relativamente bajas de líquido, y es caracterizado por deslizamiento entre fases de gas y líquido.

El Flujo de Burbuja Dispersa en cambio, ocurre a tasas relativamente altas de líquido, logrando esta fase arrastrar las burbujas de gas de tal forma que no exista deslizamiento entre las fases.⁵¹

3.2.2 Flujo Tapón

Este patrón de flujo en tuberías verticales es simétrico alrededor del eje de la tubería. La mayoría de la fase gaseosa está localizada en bolsillos de gas en forma de una gran bala denominada “Burbuja de Taylor” con un diámetro casi igual al diámetro de la tubería.

El flujo consiste de sucesivas burbujas separadas por tapones de líquido. Una delgada película líquida fluye corriente abajo entre la burbuja y la pared de la tubería. La película penetra en el siguiente tapón líquido y crea una zona de mezcla aireada por pequeñas burbujas de gas.

3.2.3 Flujo Transición

Este patrón de flujo es caracterizado por un movimiento oscilatorio, este tipo de flujo es similar al flujo tapón, los límites no están bien claros entre las fases. Ocurre a mayores tasas de flujo de gas, donde el tapón de líquido en la tubería llega a ser corto y espumoso.

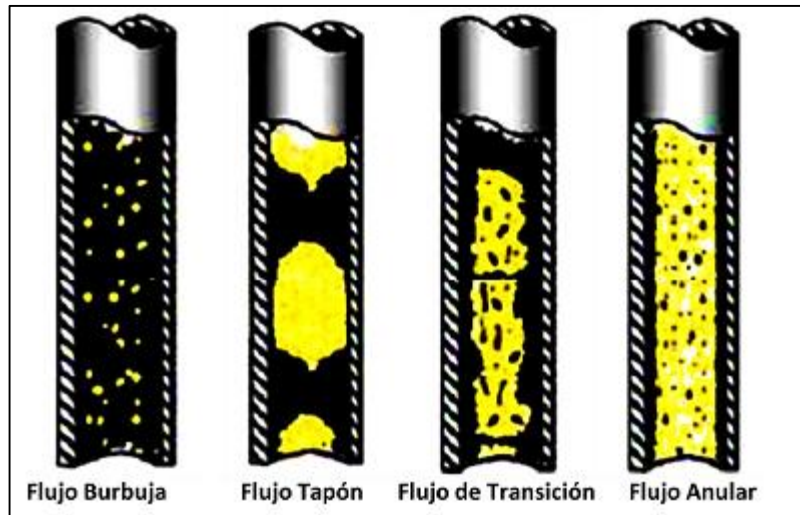
3.2.4 Flujo Anular (Neblina)

En flujo vertical, debido a la simetría de flujo el espesor de la película líquida alrededor de la pared de la tubería es aproximadamente uniforme. El flujo es caracterizado por un rápido movimiento de gas en el centro. La fase líquida se mueve más lenta como una película alrededor de la pared de la tubería y como gotas arrastradas por el gas.⁵²

⁵¹ *Ibíd.*, p. 48.

⁵² *Ibíd.*, p. 49.

Figura 18. Patrones de Flujo Multifásico en Tuberías Horizontales



Fuente: MAGGIOLO R, Optimización de la producción mediante Análisis nodal, 2008

3.3 PATRONES DE FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS HORIZONTALES.

Los patrones de flujo pueden ser clasificados de la siguiente manera:

3.3.1 Flujo Estratificado

Ocurre a tasas relativamente bajas de gas y de líquido separadas por gravedad donde la fase líquida fluye al fondo de la tubería y la gaseosa al tope. Se puede dividir en:

- **Estratificado Suave o Liso:**

Ocurre cuando la fase gaseosa se desarrolla totalmente en la parte superior y es separada del líquido por una interfase lisa y definida.

- **Estratificado Ondulante:**

Ocurre cuando la velocidad del gas es relativamente alta y hace que se rompa la continuidad de la interfase permitiendo que se generen ondulaciones en la superficie del líquido.⁵³

⁵³ Ibid., p. 50.

Figura 19. Flujo Estratificado Liso y Ondulante



Fuente: MAGGIOLO R, Optimización de la producción mediante Análisis nodal, 2008

3.3.2 Flujo Intermitente

Es caracterizado por flujo alternado de líquido y gas formando tapones o baches de líquido, los cuales llenan el área transversal de la tubería, son separados por bolsillos de gas, los cuales tienen una capa líquida estratificada fluyendo en el fondo de la tubería. Puede presentarse de dos maneras formando bien sea un tapón de líquido donde las ondulaciones generadas por la alta velocidad del gas alcanzan la parte superior de la tubería o por el contrario un tapón de gas.⁵⁴

Figura 20. Flujo Intermitente



Fuente: MAGGIOLO R, Optimización de la producción mediante Análisis nodal, 2008

3.3.3 Flujo Anular

El flujo anular ocurre a muy altas tasas de flujo de gas. La fase gaseosa fluye en un centro de alta velocidad, la cual podría contener gotas de líquido arrastradas. El líquido fluye como una delgada película alrededor de la pared de la tubería. La película al fondo es generalmente más gruesa que al tope, dependiendo de las magnitudes relativas de las tasas de flujo de gas y líquido. A las tasas de flujo más bajas, la mayoría de líquido fluye al fondo de la tubería, mientras las ondas inestables aireadas son barridas alrededor de la periferia de la tubería y moja ocasionalmente la pared superior de la tubería.

⁵⁴ *Ibíd.*, p. 51.

Este flujo ocurre en los límites de transición entre los flujos estratificados ondulantes, tapón y Anular.

Figura 21. Flujo Anular con Burbujas Dispersas



Fuente: MAGGIOLO R, Optimización de la producción mediante Análisis nodal, 2008

A muy altas tasas de flujo de líquido, la fase líquida es la fase continua, y la gaseosa es la dispersa como burbujas discretas. La transición a este patrón de flujo es definida por la condición donde burbujas son primero suspendidas en el líquido, o cuando burbujas alargadas, las cuales tocan el tope de la tubería, son destruidas. Cuando esto sucede, la mayoría de las burbujas son localizadas cerca de la pared superior de la tubería. A tasas de líquido mayores, las burbujas de gas son más uniformemente dispersas en el área transversal de la tubería. Bajo condiciones de flujo de burbuja disperso, debido a las altas tasas de flujo de líquido, las dos fases están moviéndose a la misma velocidad y el flujo es considerablemente homogéneo.⁵⁵

Figura 22. Burbujas Dispersas



Fuente: MAGGIOLO R, Optimización de la producción mediante Análisis nodal, 2008

⁵⁵ Ibid., p. 52.

3.4 VARIABLES USADAS EN EL FLUJO MULTIFÁSICO:

En el flujo multifásico el gradiente de pérdidas de presión por fricción incrementa ya que el flujo desarrolla una naturaleza vibrante, los fluidos se pueden separar por la diferencia en densidades y el flujo de cada fase viaja a diferentes velocidades en la tubería.

Dado que existe una interfase muy marcada entre las fases, calcular y conocer las propiedades del fluido así como el tipo de flujo presente se hace por lo cual se recurre a una serie de variables que permiten de manera aproximada conocer la manera en que se está desarrollando la operación.

3.4.1 *Hold up* líquido

Se define como la fracción de un segmento de tubería que es ocupado por líquido en un instante de tiempo.

$$H_L = \frac{\text{Volumen de liquido contenido en un segmento de tubería}}{\text{Volumen del segmento de tubería}} \quad \text{EC. 13}$$

Es necesario poder calcular el hold up para de este modo calcular importantes variables como la densidad de la mezcla, velocidades de gas y líquido, viscosidad efectiva y transferencia de calor. Un valor para el hold up de líquido no puede ser calculado analíticamente, este debe ser determinado de correlaciones empíricas y está en función de variables tales como las propiedades del gas y del líquidos, patrones de flujo, diámetro e inclinación de tubería.

El segmento que queda es ocupado por gas, el cual es llamado *hold up* gas (H_g) el cual se puede expresar como:⁵⁶

$$H_g = 1 - H_L \quad \text{EC. 14}$$

3.4.2 *Hold up* de líquido sin deslizamiento

Es definido como la relación entre el volumen de líquidos en un segmento de tubería el cual podría existir si el gas y el líquidos viajaran a la misma velocidad (sin deslizamiento) dividido por el volumen del segmento de tubería, puede ser calculado directamente de las tasas de flujo de gas y líquidos in situ.⁵⁷

⁵⁶ *Ibíd.*, p. 53.

⁵⁷ *Ibíd.*, p. 54.

$$\lambda_L = \frac{q_L}{q_L + q_g} \quad \text{EC. 15}$$

El *hold up* gas sin deslizamiento es definido como:

$$\lambda_g = 1 - \lambda_L = \frac{q_g}{q_g + q_L} \quad \text{EC. 16}$$

3.4.3 Densidad

Para cualquier ecuación de flujo es necesario conocer la densidad del fluido disponible de ahí la importancia de su cálculo. La densidad de una mezcla multifase fluyendo es muy difícil de evaluar, debido a la separación gravitacional de las fases y el deslizamiento entre las fases. Esta puede ser calculada de las densidades del agua y el aceite y de las tasas de flujo si se asume que no hay deslizamiento entre las fases; de la siguiente manera:⁵⁸

$$\rho_L = \rho_o f_o + \rho_w f_w \quad \text{EC.17}$$

Donde:

$$f_o = \frac{q_o}{q_o + q_w} \quad \text{Y} \quad f_w = 1 - f_o$$

La densidad del aceite puede ser calculada así:

$$\rho_o = \frac{350.4 \gamma_o + 0.0764 \gamma_g R_s}{5.615 B_o} \quad \text{EC. 18}$$

Donde:

ρ_o : Densidad del aceite, lbm/ft³.

γ_o : Gravedad específica del aceite.

γ_g : Gravedad específica del gas.

R_s : Gas disuelto, scf/STB.

B_o : Factor volumétrico de formación.

La densidad del gas para condiciones específicas de presión y temperatura se calcula de la siguiente manera:

⁵⁸ *Ibíd.*, p. 54.

EC.19

$$\rho_g = \frac{2.70P_{yg}}{zT}$$

Donde:

ρ_g : Densidad del aceite, lbm/ft³.

z : factor de compresibilidad del gas.

T : temperatura, °R.

P : presión, psi.

La densidad del agua in situ depende de los sólidos disueltos en el agua, la temperatura y cualquier gas que pueda ser disuelto en el agua. La densidad multifase es calculada como:⁵⁹

$$\rho_s = \rho_L H_L + \rho_g H_g \quad \text{EC. 20}$$

3.4.4 Velocidad superficial

Muchas de las correlaciones de flujo multifásico están basadas en una variable llamada velocidad superficial. La velocidad superficial de una fase del fluido es definida como la velocidad que la fase exhibiría si fluyera sola a través del total de la sección transversal de la tubería.

La velocidad superficial del gas es calculada así:

$$v_{sg} = \frac{q_g}{A} \quad \text{EC. 21}$$

La velocidad del gas es calculada así:

$$v_g = \frac{q_g}{AH_g} \quad \text{EC. 22}$$

Donde

A : área transversal de la tubería.

La velocidad superficial del líquido y la velocidad real del gas son calculadas de forma similar:

$$v_{sL} = \frac{q_L}{A} \quad \text{Y} \quad v_L = \frac{q_L}{AH_L}$$

⁵⁹ Ibíd., p. 55.

La velocidad de la mezcla se calcula así:⁶⁰

$$V_m = V_{sL} + V_{sg} \quad EC.23$$

Por último la velocidad de deslizamiento es definida como la diferencia entre la velocidad de gas y líquido:

$$V_s = V_L + V_g \quad EC.24$$

3.4.5 Velocidad de Erosión (Velocidad Límite)

Líneas de flujo, múltiples de producción, procesos de cabezales de pozos y otras líneas que transportan gas y líquido en flujo bifásico deben diseñarse primeramente con base en la velocidad de erosión del fluido. La experiencia ha demostrado que la pérdida de espesor de la pared ocurre por un proceso de erosión/corrosión.

Este proceso es acelerado por las altas velocidades del fluido, presencia de arena, contaminantes corrosivos tales como CO₂, H₂S y de accesorios que perturban la trayectoria de la corriente como los codos. La velocidad erosional o límite puede ser estimada por la siguiente ecuación empírica:

$$v_e = \frac{C}{\sqrt{\rho m}} \quad EC.25$$

Donde:

v_e : Velocidad erosional del fluido (ft)

C : Constante empírica

m : Densidad de la mezcla bifásica (lb/ft³)⁶¹

3.4.6 Viscosidad

La viscosidad del fluido, es usada para calcular el número de *Reynolds* y otros números adimensionales usados como parámetros de correlación. El concepto de una viscosidad bifásica es además incierto y es definida de forma diferente por varios autores.

⁶⁰ Ibíd., p. 56.

⁶¹ GARCIA, Nelly. Aplicación de la técnica de análisis nodal en el sistema de producción del campo bonanza para determinar oportunidades de optimización. Bucaramanga, Colombia. Tesis de Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. 2013. P. 78.

La viscosidad de una mezcla de agua-petróleo es generalmente calculada usando la fracción de agua y del petróleo como un factor de peso:

$$\mu_L = F_o\mu_o + F_w\mu_w \quad EC.26$$

3.4.7 Tensión superficial

Esta expresión se utiliza cuando la fase líquida contiene agua y petróleo

$$\mu_L = F_o\sigma_o + F_w\sigma_w \quad EC.27$$

Donde:

σ_o : Tensión Superficial del Petróleo.

σ_w : Tensión Superficial del Agua.⁶²

3.5 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:⁶³

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

⁶² ORTIZ, Tatiana y JIMENEZ, Edith. Optimización de la producción de un cluster de crudo extra pesado del campo chichimene utilizando la técnica de análisis nodal. Bucaramanga, Colombia. Tesis de ingeniería de petróleos. Universidad Industrial de Santander, 2011. P.57.

⁶³ PORRAS, Mario y ZAPA, Marvin. Evaluación de los métodos empleados en software comerciales para optimizar la producción de crudo por análisis nodal. Bucaramanga, Colombia. Tesis ingeniería de petróleos. Universidad Industrial de Santander, 2014. P. 41.

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.⁶⁴

3.5.1 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:

$$\frac{dP}{dZ} = \left(\frac{dP}{dZ}\right)_h + \left(\frac{dP}{dZ}\right)_f + \left(\frac{dP}{dZ}\right)_{acc} \quad EC. 28$$

Para las tuberías verticales e inclinadas el componente que mayor aporta a las perdidas es el de los cambios de elevación o perdidas 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 compontes 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.⁶⁵

⁶⁴ *Ibíd.*, p. 42.

⁶⁵ *Ibíd.*, p. 43.

3.5.2 Modelos y correlaciones para flujo vertical

3.5.2.1 Ansari

El modelo de Ansari fue desarrollado como parte de los proyectos de investigación de flujo de fluidos de la universidad de Tulsa. Un exhaustivo modelo fue formulado para predecir patrones de flujo y sus características para modelar el flujo ascendente de las fases presentes. El modelo mecanístico está compuesto por un modelo para la predicción del patrón de flujo y un grupo de modelos independientes para predecir el hold up y la caída de presión en presencia de flujo burbuja, tapón y anular. Fue evaluado usando una base de datos de la universidad de Tulsa compuesto por 1775 pozos, con 371 de ellos de datos PrudhoeBay.

3.5.2.2 Beggs & brill original

Esta correlación es usada para predecir las pérdidas de presión y el *hold up*. La correlación fue desarrollada siguiendo un estudio de flujo de dos fases en tuberías horizontales e inclinadas. La correlación se basa bajo un mapa de régimen de flujo donde primero se modela de manera que el flujo sea horizontal. El *hold up* es calculado mediante correlaciones y después es corregido dependiendo del ángulo de inclinación. Esta correlación fue desarrollada teniendo en cuenta consideraciones como tubería de diámetros entre 1 y 1.5 pulg., no presenta problemas con la gravedad API, relaciones gas -líquido hasta 5000 y cortes de agua por encima de 10%.

3.5.2.3 Beggs & brill revised

La diferencia con la versión original es que ésta correlación usa factores de fricción en tuberías, limitantes para el *hold up* y constantes de corrección como las propuestas por Palmer & Payne. Las mejoras hechas a la correlación comprenden; un régimen de flujo extra (Flujo Espuma) el cual asume que el *hold up* no presenta deslizamiento, el factor de fricción es cambiado del estándar para tubería lisa, para utilizar un factor de fricción basado en el promedio de la velocidad del fluido.⁶⁶

3.5.2.4 Duns & ros

Fue desarrollada para flujo vertical de gas y mezclas de líquido en los pozos considerando deslizamiento entre fases y estableciendo patrones de flujo. Fueron desarrolladas ecuaciones para cada uno de las tres regiones de flujo, la primera

⁶⁶ ORTIZ, Tatiana y JIMENEZ, Edith. Optimización de la producción de un cluster de crudo extra pesado del campo chichimene utilizando la técnica de análisis nodal. Bucaramanga, Colombia. Tesis de ingeniería de petróleos. Universidad Industrial de Santander, 2011. P.59.

corresponde a flujos burbuja, tapón y parte de espuma; en la segunda se encuentran lo que sobra del flujo espuma y *slug* y en la tercera se encuentra el flujo niebla. Estas tres regiones tienen bajo, intermedio y alto respectivamente.

Cada región tiene una distinta correlación para el cálculo del *hold up*. Estas ecuaciones fueron basadas en extensos trabajos experimentales usando mezclas de aceite y aire. Esta correlación fue desarrollada para tuberías entre 1 y 3 pulg, gravedades API entre 13 y 56° API, Relaciones Gas Líquido(GOR) de hasta 5000 scf/STB y presencia de gas, crudo y agua pero teniendo en cuenta un factor de corrección. Según los autores se emplea un seguimiento representado a Continuación:

- ✓ Determinación del patrón de flujo. Cálculo de coeficientes necesarios. Aplicación de condiciones frontera para realizar la determinación del patrón.
- ✓ Determinación de los gradientes de presión según los patrones de flujo. Cálculo de los gradientes utilizando correlaciones correspondientes a cada tipo.

Los datos fueron tomados para un amplio rango de variables de flujo, esperando que la correlación funcionara satisfactoriamente para la mayoría de condiciones de pozo.⁶⁷

3.5.2.5 Govier & aziz

Es usada para calcular pérdidas de presión, *hold up* y régimen de flujo. Fue desarrollada siguiendo un estudio de la caída de presión en pozos produciendo gas y condensados. Las condiciones en el *wellbore* fueron determinadas por cálculos flash estándar. Los datos del gradiente de presión para flujo bajo una sola fase fueron comparados con las predicciones convencionales, confirmándolas de esta manera. Para la prueba en la cual las condiciones para dos fases fueron realizadas completamente en el *wellbore*, los datos de campo fueron comparados con una cantidad importantes de métodos empíricos, además de probar con un nuevo modelo basado en la mecánica del flujo.

La nueva correlación involucra una estimación empírica de la distribución de la fase líquida entre el flujo como una película sobre la pared y la que entra en el corazón del gas. Esto emplea ecuaciones separadas de momentum para las mezclas de gas – líquido en el corazón y para el contenido total de la tubería.

⁶⁷ *Ibíd.*, p. 60.

3.5.2.6 Hagerdon & brown

Fue desarrollada siguiendo un estudio experimental de gradientes de presión durante flujo continuo de dos fases en tuberías verticales de pequeño diámetro, las pruebas fueron conducidas para una amplia variación de tasas de flujo, relaciones gas – líquido y viscosidades de líquido. Los datos usados para el desarrollo de esta correlación fueron obtenidos de pozos verticales de aproximadamente 1500 ft, diámetros de tubería entre 1 y 2 pulg. y 5 diferentes tipos de fluido como: agua y cuatro tipos de crudo distintos con viscosidades entre 10 y 110 cp. Los aspectos principales de esta correlación son:⁶⁸

- ✓ La ecuación de gradiente de presión incluyen el término de energía cinética y considera que existe deslizamiento entre las fases.
- No considera los patrones de flujo.
- El factor de fricción para flujo bifásico se calcula utilizando el diagrama de *Moody*.
- La viscosidad líquida tiene un efecto importante en las pérdidas de presión que ocurre en el flujo bifásico.
- El factor de entrampamiento líquido o fracción del volumen de la tubería ocupado por líquido es función de cuatro (4) números adimensionales: número de velocidad líquida, número de velocidad del gas, número del diámetro de la tubería y el número de la viscosidad líquida (introducidos por Duns & Ros).

Aunque esta correlación fue desarrollada sin incluir los regímenes de flujo en el simulador usa los mapas desarrollados por Beggs & Brill, Duns & Ros y Taitel Dukler para determinar el régimen de flujo. Las pérdidas de presión calculadas fueron comparadas con un estudio dando una desviación promedio de 1.5 %, con una desviación estándar de 5.5 %.

3.5.2.6 Mukherjee & brill

Es usada para predecir pérdidas de presión, hold up y mapa de flujo. Nota la selección de mapas de flujo y/o hold ups alternativos puede causar imprecisiones en los resultados. Esta correlación fue desarrollada siguiendo un estudio del comportamiento de la pérdida de presión en un flujo inclinado de dos fases. Para flujo burbuja y tapón un factor de fricción sin deslizamiento, fue calculado del diagrama de *Moody* y se encontró adecuado para los cálculos de las pérdidas de presión en cabeza. Para flujo estratificado, el gradiente de presión por fricción es calculado basado en la ecuación de balance de momentum para las fases asumiendo una interfase espumosa gas líquido. Para flujo anular y niebla, la

⁶⁸ *Ibíd.*, p. 61.

correlación para el cálculo del factor de fricción fue presentada en función de la relación de hold up y el factor de fricción de moody sin deslizamiento. Los resultados ajustaron bien con datos experimentales.⁶⁹

3.5.2.7 Orkiszewski

Fue desarrollada para la predicción de pérdidas de presión en tuberías verticales para más de una fase presente; es una extensión del trabajo realizado por Griffith & Wallis. Son considerados cuatro regímenes de flujo burbuja, tapón, transición de anular-tapón y anular niebla. Este modelo está compuesto de diferentes métodos cada uno de ellos realizado para un patrón de flujo distinto.

La precisión de este método fue verificada cuando los valores predichos fueron comparados con 148 medidas de pérdidas de presión y reporto medidas de pérdidas de presión con un error promedio de 0.8 % y una desviación estándar de 10.8 %. Este modelo fue desarrollado para diámetros de tubería entre 1 y 2 pulg, gravedades API entre 13 y 30, Relación Gas-Líquido hasta 5000 y sin importar el corte de agua.⁷⁰

Tabla 1. Régimen de Flujo Orkiszewski

Método	Régimen de Flujo
Griffith	Burbuja
Griffith & Wallis	Tapón (Term. Densidad)
Orkiszewski	Tapón (Term. Fricción)
Duns & Ros	Transición
Duns & Ros	Anular y Niebla

Fuente: PIPESIM, Schlumberger User's Guide

3.5.3 Modelos y correlaciones para flujo horizontal

3.5.3.1 Beggs & brill original

Esta correlación es usada para predecir las pérdidas de presión y el *hold up*. La correlación fue desarrollada siguiendo un estudio de flujo de dos fases en tuberías horizontales e inclinadas. La correlación se basa bajo un mapa de régimen de flujo donde primero se modela de manera que el flujo sea horizontal. El *hold up* es calculado mediante correlaciones y después es corregido dependiendo del ángulo de inclinación. Esta correlación fue desarrollada teniendo en cuenta los siguientes:

⁶⁹ Ibid., p. 62.

⁷⁰ Ibid., p. 63.

3.5.3.2 Beggs & Brill revised

La diferencia con la versión original es que ésta correlación usa factores de fricción en tuberías, limitantes para el *hold up* y constantes de corrección como las propuestas por Palmer & Payne. Las mejoras hechas a la correlación comprenden; un régimen de flujo extra (Flujo Espuma) el cual asume que el *hold up* no presenta deslizamiento, el factor de fricción es cambiado del estándar para tubería lisa, para utilizar un factor de fricción basado en el promedio de la velocidad del fluido.

3.5.3.3 Dukler (aga) and Flanigan

Fue desarrollada para flujo en tuberías inclinadas; considera cinco regímenes de flujo, estratificado con interfase lisa y ondulante, intermitente, anular y disperso (niebla y burbuja). La ecuación de Dukler es usada para calcular las pérdidas por fricción y el *hold up*. y la ecuación de Flanigan es usada para calcular el diferencial de presión en la tubería.⁷¹

3.5.3.4 Mukherjee & Brill

La correlación de Mukherjee & Brill es usada para el cálculo de las pérdidas de presión, el *hold up* y la determinación del régimen de flujo. Fue desarrollada mediante n estudio de las caídas de presión en tuberías inclinadas. Para flujo burbuja y tapón, se encontró que el factor de fricción puede ser calculado teniendo en cuenta el diagrama de *Moody*. En flujo estratificado el gradiente de presión generado por la fricción es calculado basado en la ecuación de balance de momentum para las dos fases asumiendo una interfase gas. Líquido leve. Los resultados obtenidos con esta correlación fueron ampliamente verificados.

3.5.3.5 Oliemans

La correlación de Oliemans fue desarrollada para el flujo en tuberías que transportan condensado usando un amplio rango de diámetros de tubería. El régimen de flujo se halla usando el mapa de régimen de flujo de Taitel Dukler, y un modelo simple, el cual delimita el flujo de una sola fase para predecir correctamente las caídas de presión. El modelo tuvo en cuenta datos como de 30 a 100 km de tubería operados a presiones de 1450 psi o mayores.

3.5.3.6 Xiao

La correlación de Xiao considera flujo de dos fases en tubería horizontal. El modelo primero determina el patrón de flujo existente y después calcula las características del flujo, el *hold up* de líquido y la caída de presión para flujos estratificado, intermitente, anular o disperso. El modelo fue ampliamente probado con una gran cantidad de data tanto de campo como de laboratorio incluyendo aceites negros y sistemas composicionales. A continuación se presenta un cuadro resumen correspondiente a las correlaciones y modelos mecánicos más importantes que

⁷¹ *Ibíd.*, p. 64.

emplea el software especializado PIPESIM para la simulación de crudo, las cuales hacen parte importante de este estudio.⁷²

Tabla 2. Modelos y Correlaciones para Flujo Multifásico

Modelo	Flujo Vertical		Flujo Horizontal
	Pozos Verticales	Pozos Desviados	
Duns & Ros	Si	Si	Si
Orkiszewski	Si	No	No
Hagerdon & Brown	Si	No	No
Beggs & Brill Revised	Si	Si	Si
Beggs & Brill Original	Si	Si	Si
Mukherjee & Brill	Si	Si	Si
Govier, Aziz & Fogarasi	Si	Si	Si
Ansari	Si	No	No
Oliemans	No	No	Si
Xiao	No	No	Si

Fuente: PIPESIM, Schlumberger User's Guide

3.6 TRANSFERENCIA DE CALOR

La transferencia de calor es la ciencia que trata de predecir el intercambio de energía que puede tener lugar entre cuerpo materiales, como resultado de una diferencia de temperatura. La termodinámica enseña que esta transferencia de energía se define como calor. La ciencia de la transferencia de calor pretende no solo explicar cómo la energía térmica puede ser transferida, sino también predecir la rapidez con la que, bajo ciertas condiciones específicas, tendrá lugar la transferencia.

3.6.1 Conducción

Cuando en un cuerpo existe un gradiente de temperatura, la experiencia muestra que hay una transferencia de energía desde la región de alta temperatura hacia la región de baja temperatura. Se dice que la energía se ha transferido por conducción y que el flujo de calor por unidad de área es proporcional al gradiente normal de temperatura:

⁷² Ibid., p. 65.

$$q = -kA \frac{\delta T}{\delta x} \quad EC. 29$$

Donde q es el flujo de calor y $\frac{\delta T}{\delta x}$ es el gradiente de temperatura en la dirección del flujo de calor. La constante positiva k se llama conductividad térmica del material, y se ha puesto el signo menos para satisfacer el segundo principio de la termodinámica.⁷³

3.6.2 Convección.

Se caracteriza porque se produce por intercambio de un fluido (aire, agua) que transporta el calor entre zonas con diferentes temperaturas. La convección se produce únicamente por medio de materiales fluidos. Estos, al calentarse, aumentan de volumen y, por lo tanto, su densidad disminuye y ascienden desplazando el fluido que se encuentra en la parte superior y que está a menor temperatura. Lo que se llama convección en sí, es el transporte de calor por medio de las corrientes ascendente y descendente del fluido.

Para expresar el efecto global de la convección, se utiliza la ley de Newton del enfriamiento:

$$q = h A (T_p - T_{\infty}) \quad EC. 30$$

El flujo de calor transferido se relaciona con la diferencia global de temperaturas entre la pared y el fluido, y el área A de la superficie. La magnitud h se denomina coeficiente de transferencia de calor por convección.⁷⁴

3.6.3 Radiación

En contraposición a los mecanismos de la conducción y la convección, donde la transferencia de energía involucra un medio, el calor puede también transferirse a través de zonas en las que exista un vacío perfecto. En este caso el mecanismo es la radiación electromagnética. Se limitará el análisis la radiación de temperaturas; este fenómeno se llama radiación térmica.

Consideraciones termodinámicas muestran que un radiador térmico ideal, o cuerpo negro, emitirá energía de forma proporcional a la cuarta potencia de la temperatura absoluta del cuerpo y directamente proporcional al área de su superficie. Así:

⁷³ Ibid., p. 66.

⁷⁴ Ibid., p. 67.

$$q_{emitido} = \sigma A T^4 \qquad EC.31$$

Donde σ es la constante de proporcionalidad y se denomina constante de Stefan-Boltzman, que tiene un valor de 28.⁷⁵

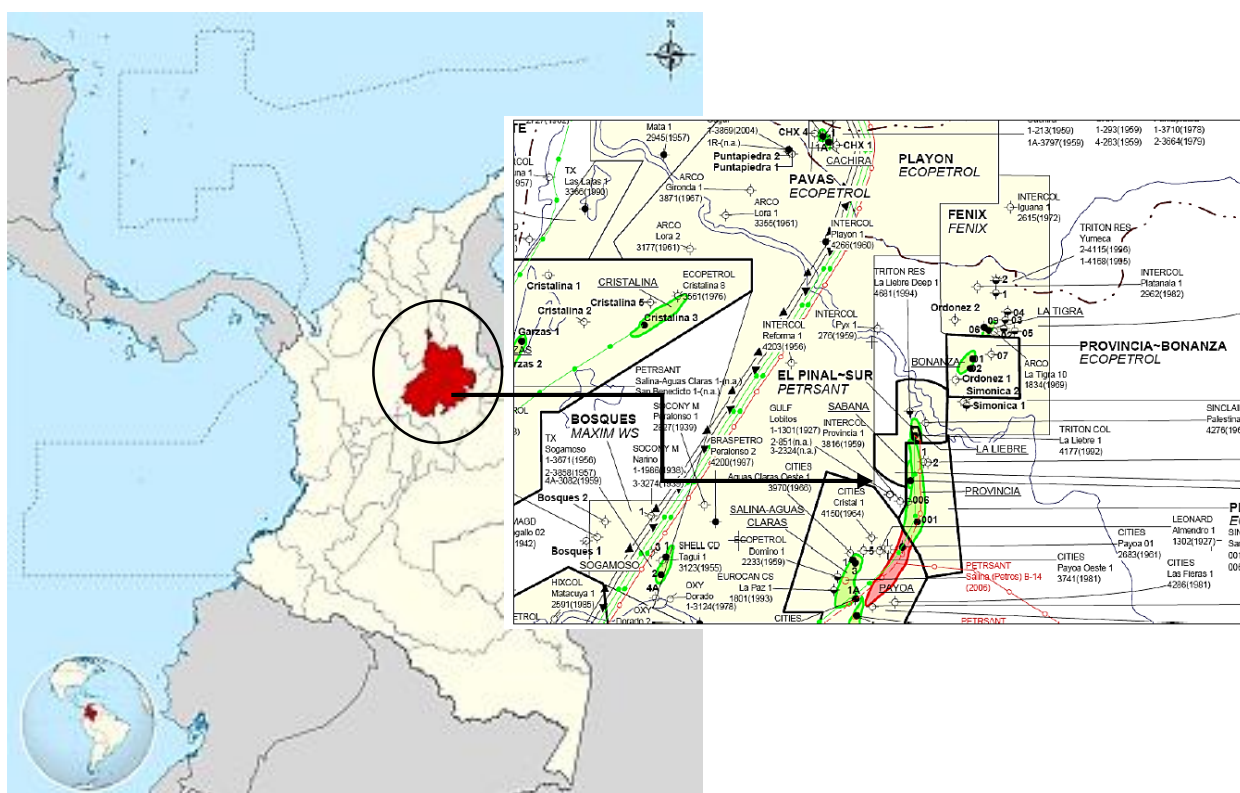
⁷⁵ *Ibíd.*, p. 68.

4. GENERALIDADES DEL CAMPO BONANZA

4.1 UBICACIÓN

El Campo Bonanza está localizado en la cuenca del valle medio del Magdalena, en el Departamento de Santander, municipio de Rionegro, Aproximadamente a 320 Km. Al NW de la Capital Bogotá y 40 KM. De la población de Barrancabermeja.

Figura 23. Localización Geográfica del campo Bonanza



Fuente: Ecopetrol S.A

4.2 RESEÑA HISTORICA

La explotación del campo Bonanza se inició en el año de 1955 cuando la compañía Internacional *Petroleum Ltda.* (Intercol) firmó el contrato de Concesión 605, localizado dentro del anticlinal asimétrico de Bonanza.

El 9 de Septiembre de 1963, se perforó el pozo Bonanza 1 alcanzando una profundidad de 7.550 pies MD en las areniscas basales del Eoceno. El pozo se probó en Enero 6 de 1964 en las areniscas de la formación Mugrosa, aportando 550 BOPD de 22°API con una relación Gas-Aceite de 175 PCN/BN.

Posteriormente el pozo Bonanza 2 fue perforado hasta una profundidad de 9.073 pies MD alcanzando el Cretáceo y pasando nuevamente a las formaciones Terciarias antes de su profundidad final en el flanco Sur-este de la estructura; encontrando areniscas de las formaciones Lizama y Esmeraldas en agua y resultando productor de la Formación Mugrosa.

El periodo de explotación para la Concesión 605 se inició el 2 de Noviembre de 1962. El campo inició explotación comercial en Enero de 1964. Posteriormente, Intercol compró la totalidad de las acciones a *Sinclair Colombia Oil* y a la *British Petroleum Co.* y se hizo cargo de toda la operación a partir del primero de Enero de 1971, continuando con la explotación del campo hasta su reversión.

Finalmente, el área de Concesión 605 revirtió a la Nación el 10 de Noviembre de 1992; tomando la administración de los mismos la Empresa Colombiana de Petróleos, hoy Ecopetrol S.A.

En el campo se han perforado hasta la fecha 53 pozos, incluyendo los de la campaña de desarrollo 2015, todos pozos todos productores, de los cuales 7 se han abandonado por problemas mecánicos y/o bajo potencial de producción (Bonanza 4, 6, 7, 9, 13, 14 y 29). Los 40 restantes permanecen activos, adicionalmente el campo Bonanza cuenta con 4 pozos abastecedores, ABA1 Y ABA 2 fueron perforados durante el año 2010 y los pozos ABA3 y ABA 4 fueron perforados en el año 2014, de igual manera se convirtieron 5 pozos productores de crudo a pozos inyectores de agua, Bonanza 1, 5, 12, 22 y 23, los cuales no se encuentran en funcionamiento por la baja calidad del agua de los pozos abastecedores.

El Campo Bonanza alcanzó su máxima producción en Mayo de 1971, con 3413 BOPD. A octubre de 2012, la producción promedio del campo es de 1447 BOPD, con 49 BWPD que corresponden a un corte de agua de 3.3%, y 1.46 MPCD de gas, para un GOR de 901 PCN/BN.⁷⁶

⁷⁶ Plan de desarrollo campo Bonanza 2015, Ecopetrol S.A. Pág. 9 y 10.

4.3 PLAN DE DESARROLLO CAMPO BONANZA 2015

Desde el momento en el que se presentó la reversión del campo, a ECOPETROL S.A. en 1992, se adelantan campañas de reacondicionamiento y perforación de pozos, con el fin de mantener el campo en buenas condiciones operacionales y además aumentar la producción de este, ya que a septiembre de 2014 el campo Bonanza acumula una producción de 19.98 MBIs de aceite, 19.2 GPC de gas y 1.34 MBIs de agua, y un factor de recobro actual de petróleo del 13%.

El bajo factor de recobro justifica la ejecución de un plan de desarrollo 2015, con el objetivo de adicionar volúmenes y reservas desde varios frentes como lo son la perforación y el *workover*, y así contribuir significativamente con el aumento del recobro de líquidos contenidos en los yacimientos del campo Bonanza.

Considerando el antecedente de los 8 pozos 2006-07 y los recientes 8 pozos 2010-11, se recomendó pasar a firme los siete pozos que se habían definido como contingentes desde el Plan de Desarrollo anterior (Bonanza-34, 40, 41, 42, 43, 44 y 45), más 14 pozos adicionales como efecto de la reinterpretación de la sísmica 3D, Bonanza-46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58 y 59; todos pozos verticales, en donde su producción entrara al sistema actual de producción del campo.

Por lo cual se definió dejar en firme 21 pozos. Debido a contingencias de orden ambiental, maduración y permisos, este módulo de perforación fue dividido en dos etapas.⁷⁷ Observar en la tabla 3 las etapas de perforación de la campaña 2015.

- ✓ **ETAPA 1:** Para los pozos de la Etapa 1 se contempla la perforación de 9 pozos y se estimó un perfil tipo de producción que contempla un caudal inicial de 100 BPPD por pozo y una declinación exponencial de 15% a.n., para un acumulado de petróleo por pozo de aprox. 0.23 MBIs.
- ✓ **ETAPA 2:** La etapa 2 se contempla la perforación de 12 pozos clasificados como Reservas Probadas No Desarrolladas, en la Vigencia 2015, los cuales tendrían caudales inicial de 100 BPPD, para un acumulado de petróleo por pozo de aprox. 0.23 MBIs.⁷⁸

⁷⁷ Plan de desarrollo campo Bonanza 2015, Ecopetrol S.A. Pág. 33.

⁷⁸ Plan de desarrollo campo Bonanza 2015. Ecopetrol S.A, Pág. 41 y 53.

Tabla 3. Etapas de perforación de pozos campaña de desarrollo 2015

ETAPAS DE PERFORACION				
POZO	Qo BPPD	Qg KPCD	Vol. Petróleo MBLS	ETAPA
BON-48	100	69	0.22	1
BON-44	100	69	0.22	1
BON-59	100	69	0.22	1
BON-49	100	69	0.22	1
BON-50	100	69	0.22	1
BON-34	100	69	0.22	1
BON-45	100	69	0.22	1
BON-55	100	69	0.22	1
BON-53	100	69	0.22	1
BON-54	100	69	0.22	2
BON-40	100	69	0.22	2
BON-43	100	69	0.22	2
BON-52	100	69	0.22	2
BON-57	100	69	0.22	2
BON-41	100	69	0.22	2
BON-42	100	69	0.22	2
BON-47	100	69	0.22	2
BON-56	100	69	0.22	2
BON-58	100	69	0.22	2
BON-46	100	69	0.22	2
BON-51	100	69	0.22	2

Fuente: Tomado y modificado. Plan de desarrollo campo Bonanza 2015, Ecopetrol S.A.

4.4 GEOLOGIA

El Campo Bonanza está localizado en la margen oriental de la cuenca del valle medio del Magdalena y hace parte del tren de producción dirección SW-NE de la cuenca, consiste de una estructura anticlinal, con orientación N-S, asociado a una falla de carácter inverso con convergencia al oeste. Las dimensiones de la estructura son: 5 Km de longitud y 3 Km de ancho aproximadamente. Estratigráficamente la producción proviene de yacimientos clásticos de edad terciaria depositados en un ambiente predominantemente fluvial meándrico.⁷⁹

4.5 ESTRATIGRAFIA

La secuencia sedimentaria atravesada por los pozos perforados en el área del Campo Bonanza, corresponde a sedimentos del Terciario. Incluyen las formaciones Lisama (Paleoceno), Esmeraldas – La Paz (Eoceno), Mugrosa (Oligoceno) y Real (Mioceno). A continuación se hace una breve descripción de base a tope de las formaciones atravesadas por los pozos del área. En la Figura 24 se puede observar la columna estratigráfica del campo Bonanza.

⁷⁹ Plan de desarrollo campo Bonanza 2015. Ecopetrol S.A, Pág. 14.

4.5.1 Secuencia cretácica

✓ Formación Umir:

La parte inferior de esta formación está compuesta por arcillas oscuras, gris azulosas a negras con láminas delgadas carbonáceas. La unidad inferior se caracteriza por la presencia de delgadas láminas ferruginosas, lentes y pequeñas concreciones de hierro. La parte superior está constituida por delgadas capas de shales oscuros, intercalados con delgadas capas de carbón y arenas de grano muy fino a limo. Se le ha asignado a esta formación, una edad Campaniano-Maastrichtiano con base en datación de foraminíferos y amonites.

La porción inferior del Maastrichtiano es de origen sedimentario nerítico medio, mientras que la porción más superior va desde un ambiente nerítico superior a continental; llanuras de lodos con ricos contenidos de foraminíferos arenáceos, alternando con depósitos de medio transicional salino y aguas frescas.

La estratigrafía corresponde especialmente a secuencias sedimentarias que en algunos casos son rocas reservorios asociadas a edad Terciaria, además hay presencia de rocas de edad Cretácica. El Campo Bonanza presenta una inconformidad de edad Miocena que corta las unidades reservorio en la cresta de la estructura.⁸⁰

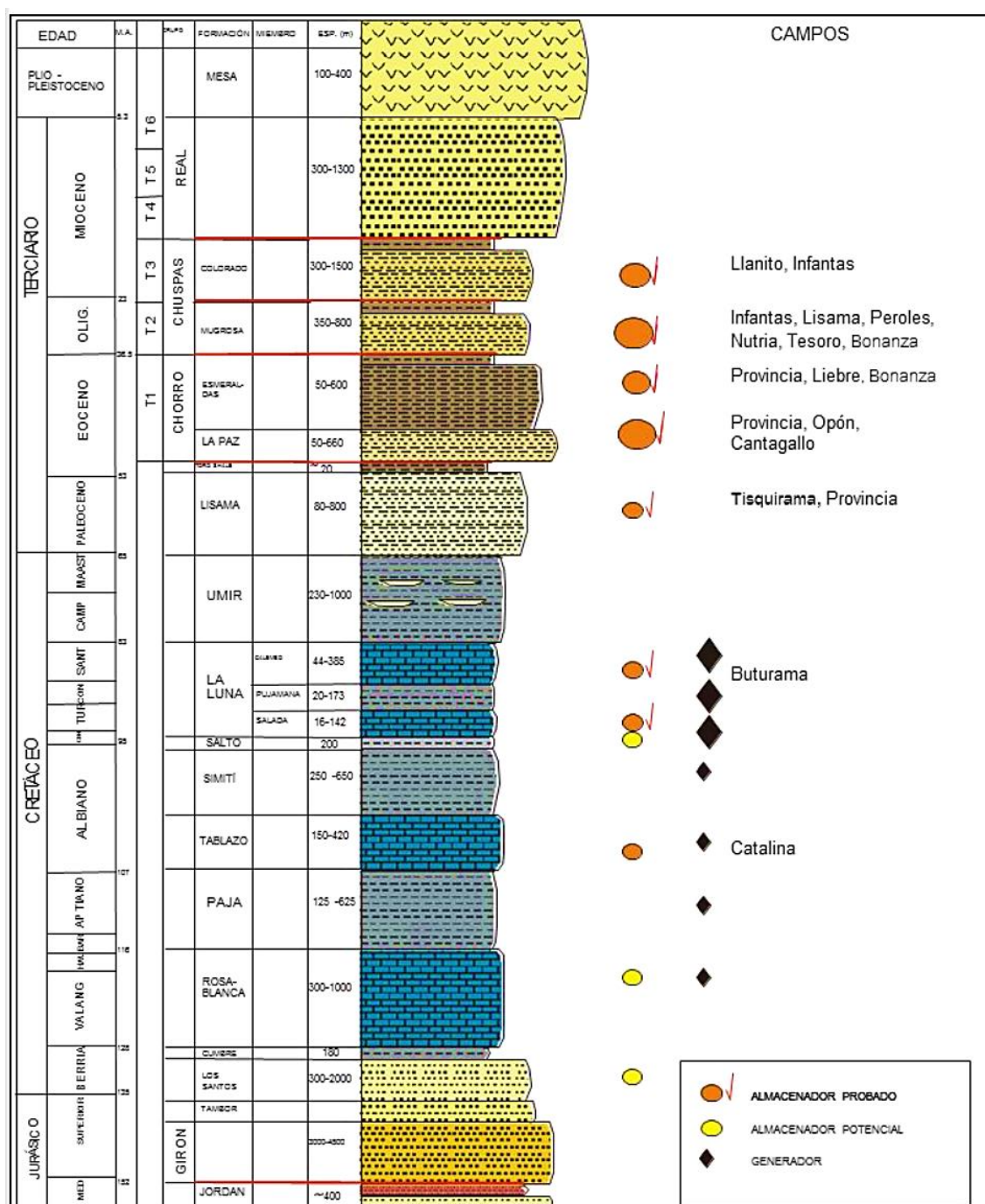
4.5.2 Secuencia terciaria

Gran parte de las unidades sedimentarias Terciarias fueron depositadas en un ambiente transicional y continental de aguas frescas. Estas unidades consisten principalmente de sedimentos clásticos de grano fino a grueso, alternando con arcillas, limos y delgados mantos de carbón. Los sedimentos fueron transportados dentro del valle, principalmente por corrientes fluviales de variado régimen energético. Los materiales gruesos fueron depositados como deltas o abanicos alrededor de la desembocadura de los ríos y los materiales medios a finos a lo largo de los espacios entre la desembocadura de los ríos. Asociados a estos deltas se forman una serie de lagos y pantanos donde se generaron depósitos clásticos de baja energía y de aguas frescas. Esto puede ayudar a explicar los cambios abruptos en el tamaño de grano y litología que caracterizan los depósitos terciarios en este sector. Comprende la Formación Lizama, los Grupos Chorro (Formaciones La Paz y Esmeraldas), Chuspas (Formaciones Mugrosa, Colorado) del Terciario inferior y el Grupo Real (Terciario superior).⁸¹

⁸⁰ Plan de desarrollo campo Bonanza 2015. Ecopetrol S.A, Pág. 16.

⁸¹ Plan de desarrollo campo Bonanza 2015. Ecopetrol S.A, Pág. 16.

Figura 24. Columna Estratigráfica



Fuente: Plan de desarrollo campo Bonanza 2015, Ecopetrol S.A.

4.5.3 Paleoceno

✓ Formación Lisama:

Esta formación representa un ambiente transicional, de un medio marino somero a uno continental. Constituida principalmente de *shales* y arcillas de varios colores (rojas, marrones, azules y moteadas), con intercalaciones de capas de arena de grano fino, de colores gris claro, gris verdoso y marrón, con estratificación cruzada y secuencias grano creciente. Esta formación presenta delgados mantos de carbón. Los estratos de arena son hacia la base de la unidad (pozos Bonanza 11, 14, 15 y 23). El contacto entre estos cuerpos de arenas y las arcillas es erosional. La edad asignada a esta unidad es paleoceno, con base en dataciones palinológicas.

Los cuerpos arenosos de esta unidad se encuentran asociados a ríos meandriformes de un ambiente de depósito dominado por canales distributarios en una superficie deltaica. También se pueden presentar depósitos de boca de canal, frente deltaico y *crevasse splay*; donde la continuidad de las arenas es interrumpida por intercalaciones de material fino.⁸²

4.5.4 Eoceno

✓ Formación la Paz:

Esta formación no está presente en el sector del campo de Bonanza, ya que se acuñó y desapareció al Sur - Oriente del área del Campo. El acuífamiento de estos sedimentos fue causado posiblemente por procesos erosivos y/o a procesos no depositacionales debidos a movimientos tectónicos que afectaron la paleo topografía.

✓ Formación Esmeraldas:

Comprende la parte superior del Grupo Chorro; su litología es principalmente arcillolitas de colores gris, gris oscuro, localmente rojas y marrón moteadas, con intercalaciones de capas de arenas de grano fino, de color gris claro a gris verdoso y micáceas; existen delgadas capas de carbón localmente presentes dentro de la columna estratigráfica (unidad 1 sector de Bonanza). Las arenas de la Formación Esmeraldas poseen un menor contenido de feldespatos que las de la Formación La Paz, pero un mayor contenido de mica moscovita es característico.

La edad asignada a esta formación es Eoceno tardío, de acuerdo a dataciones palinológicas.⁸³

⁸² Plan de desarrollo campo Bonanza 2015. Ecopetrol S.A, Pág. 17.

⁸³ Plan de desarrollo campo Bonanza 2015. Ecopetrol S.A, Pág. 17.

4.5.5 Oligoceno

✓ Formación Mugrosa:

Constituida por arcillolitas de colores grises y púrpura, intercaladas con delgadas capas de arena de grano fino a medio y con menores intercalaciones de *shales* rojizos moteados. Las capas de arena son más evidentes a la base de la unidad. El contacto superior con la Formación Real es discordante, evidenciado por la desaparición de la Formación Colorado en el campo Bonanza.

✓ Formación Colorado:

Esta unidad no está presente en el campo Bonanza, ya que fue erosionada por la inconformidad del Mioceno a la base de la Formación Real. El ambiente de sedimentación definido es de tipo fluvial – meandriforme, en el que las facies gruesas fueron depositadas en regímenes de flujo alto, como pueden ser canales o canales de crevasse, migrando transicionalmente a facies finas dependientes de un régimen de flujo bajo de depósitos de lagos y llanuras de inundación culminando con un evento de máxima acomodación conocido como Horizonte Fosilífero de La Cira *Shale*.

4.5.6 Mioceno

✓ Formación Real:

Consiste de conglomerados con *chert* interestratificados con capas de arenas conglomeráticas con estratificación cruzada y capas de *shales* grises, azules y moteados. La disminución de las intercalaciones de arenas y la presencia de gruesas capas de carbón inter-estratificados en sectores al norte de la cuenca indican una disminución de energía del medio de transporte.⁸⁴

4.6 MODELO ESTRUCTURAL

De acuerdo con la interpretación, la estructura del campo Bonanza tiene un estadio inicial de formación correspondiente a un pliegue por propagación de una falla de bajo ángulo (Figura 25). Esta falla tiene un despliegue al interior de la formación La Luna y una vergencia desde el Este. De acuerdo con la información sísmica regional 2D, esta falla es truncada por fallas igualmente inversas de vergencia contraria, las cuales se encargan de colocar actualmente las rocas más antiguas del área, en la

⁸⁴ Plan de desarrollo campo Bonanza 2015. Ecopetrol S.A, Pág. 18.

superficie, como lo muestran los mapas geológicos de superficie. La actividad asociada a esta falla, es registrada como efecto de la orogenia andina del Mioceno.

La discordancia del Eoceno se presenta concordantemente en este sector de la cuenca, la cual es registrada en los pozos perforados del campo, como el tope de la formación Paleocena Lisama. Durante el Mioceno, asociado con los eventos de la orogenia de la cordillera Oriental, se genera una secuencia de fallas inversas y cabalgamiento tipo “*Backthrust*”, como es identificada la falla de Bonanza.

La discordancia del Eoceno se presenta concordantemente en este sector de la cuenca, la cual es registrada en los pozos perforados del campo, como el tope de la formación Paleocena Lisama. Durante el Mioceno, asociado con los eventos de la orogenia de la cordillera Oriental, se genera una secuencia de fallas inversas y cabalgamiento tipo “*Backthrust*”, como es identificada la falla de Bonanza.⁸⁵

4.7 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO

4.7.1 Mecanismo de producción

Para los yacimientos del Campo Bonanza las Formaciones Mugrosa y Esmeraldas, no se ha evidenciado la presencia de un acuífero de alta actividad en los flancos de la estructura, ni un efecto significativo de segregación gravitacional a pesar de los altos buzamientos de los yacimientos hacia el flanco de la estructura.

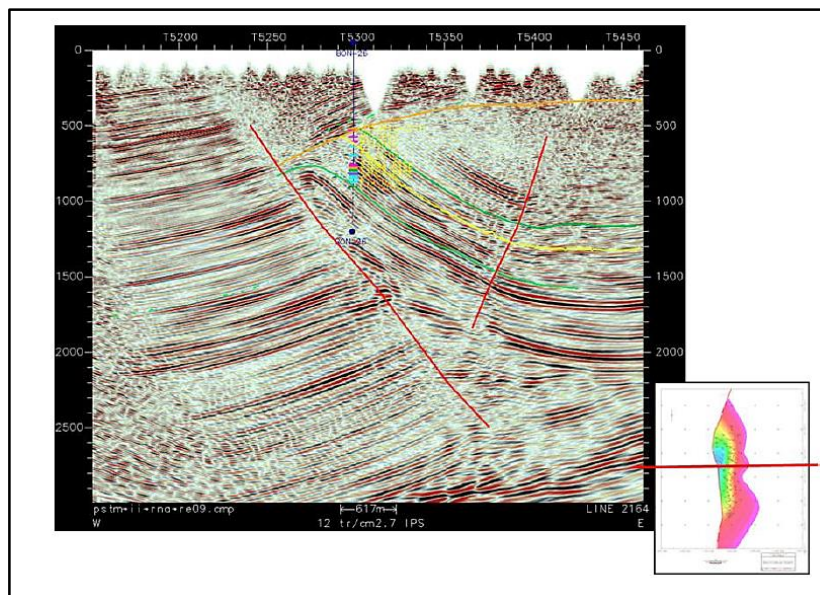
Tampoco se ha evidenciado la presencia de una capa de gas significativa a pesar de la alta declinación de la presión de ambos yacimientos, por lo cual se ha identificado un mecanismo de producción por Gas en Solución teniendo en cuenta los siguientes aspectos⁸⁶:

- ✓ Baja producción de agua.
- ✓ Comportamiento de la relación Gas/Petróleo –GOR- del Campo.
- ✓ Rápida declinación en presión: Presión inicial Fm. Esmeraldas: 1500 Psi y Fm. Mugrosa 1200 Psi, promedio de presión actual: 500 Psi y 300 Psi actuales, respectivamente. Es importante precisar que en las campañas de perforación años 2007 y 2008 se encontraron zonas con presión inicial de yacimiento, lo que sugiere la presencia de zonas no conectadas hidráulicamente. Esto se debe a la alta heterogeneidad estratigráfica de los yacimientos y debe contemplarse como un riesgo potencial para las campañas de perforación y planes de desarrollo propuestos para el Campo.

⁸⁵ Plan de desarrollo campo Bonanza 2015. Ecopetrol S.A, Pág. 19.

⁸⁶ Plan de desarrollo campo Bonanza 2015. Ecopetrol S.A, Pág. 22.

Figura 25. Configuración estructural.



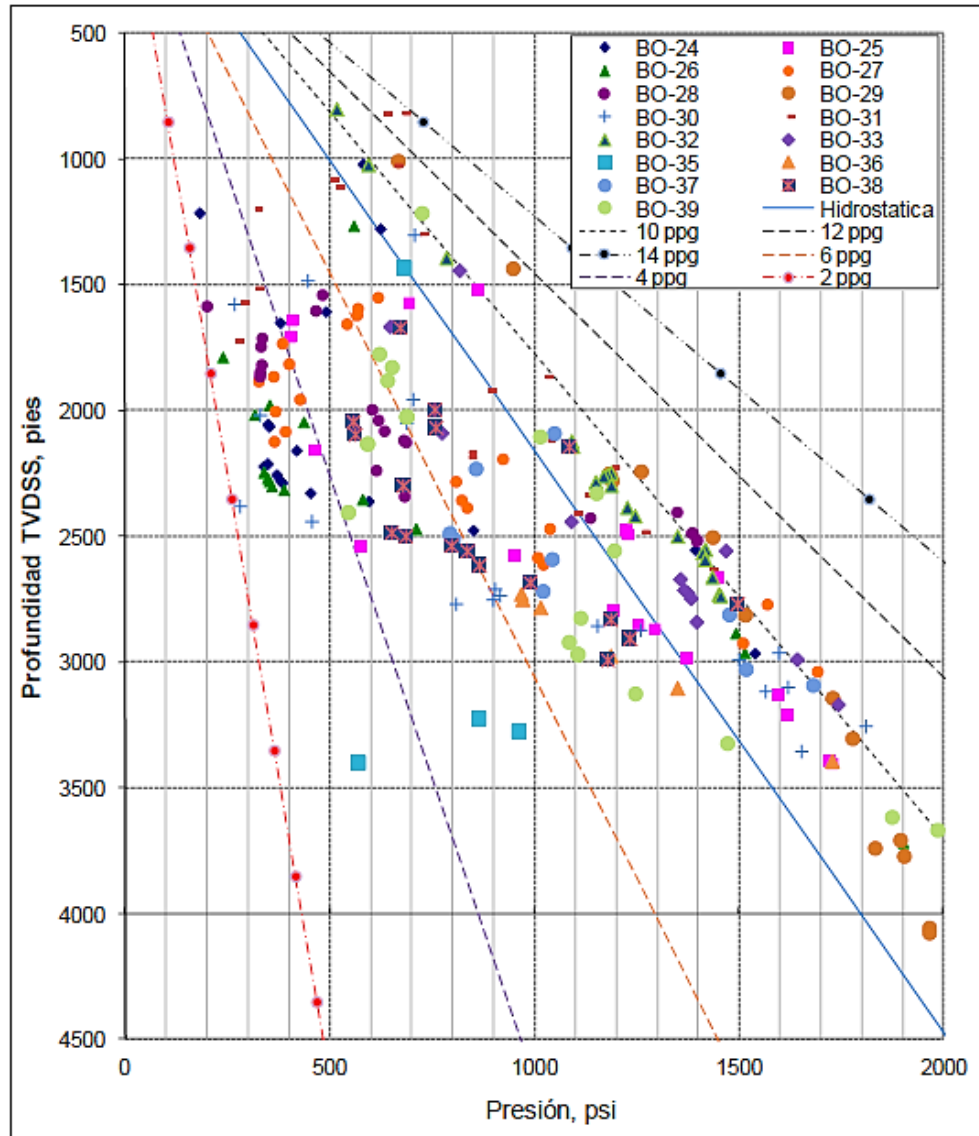
Fuente: Plan de desarrollo campo Bonanza 2015, Ecopetrol S.A.

4.7.2 Presión del yacimiento

La presión inicial que se tiene identificada es de 1200 Psi para la Formación Mugrosa y 1500 Psi para la Formación Esmeraldas. El seguimiento histórico de la presión de las Formaciones productoras (Mugrosa y Esmeraldas), muestra un depletamiento de las zonas en producción que ha señalado una presión actual del orden de 300 Psi para la Formación Mugrosa y 500 Psi para la Formación Esmeraldas, lo que muestra la necesidad de implementar sostenimiento de presión mediante inyección de agua, a fin de tener un recobro adicional de las zonas agotadas. (La *Figura 3* las presiones medidas en yacimiento con herramienta MDT durante la campaña de perforación 2006 – 2011, y su equivalente en peso de lodo.)

Sin embargo, durante la campaña de perforación de 8 pozos durante los años 2006 y 2007 se tomó información de presión con herramientas multiprobadoras de Formación tipo MDT y se pudo evidenciar que la presión en zonas depletadas mantenía la tendencia que mostraba la historia de presiones, sin embargo también se evidenció presencia de arenas con presiones más altas, inclusive originales para algunas arenas, estas corresponderían a lentes presurizados y/o zonas poco drenadas del Campo, la tendencia general muestra la fuerte declinación que en Presión ha tenido el Campo, influenciada fundamentalmente por el mecanismo de producción del yacimiento.

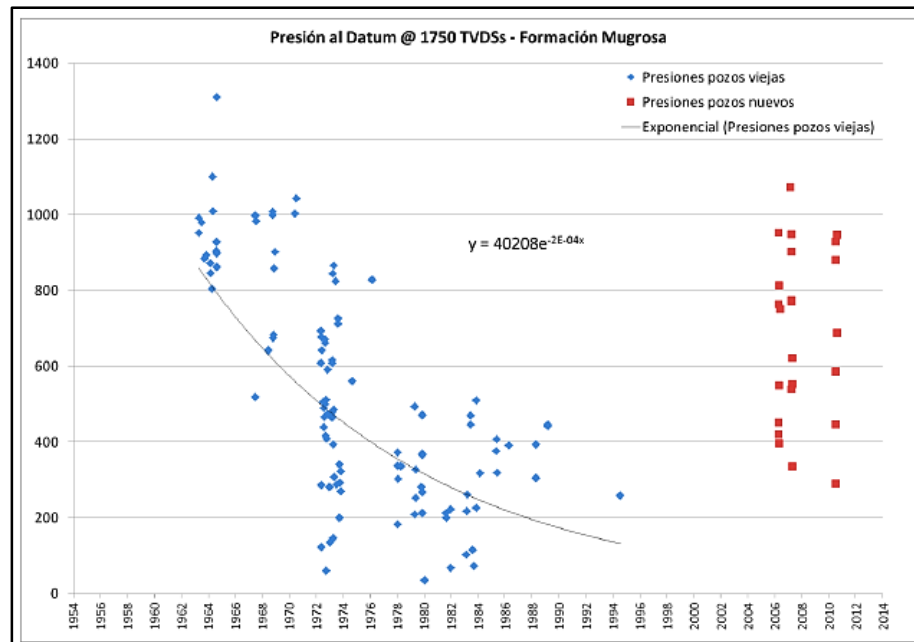
Figura 26. Medición de Presión MDT.



Fuente: Ecopetrol S.A.

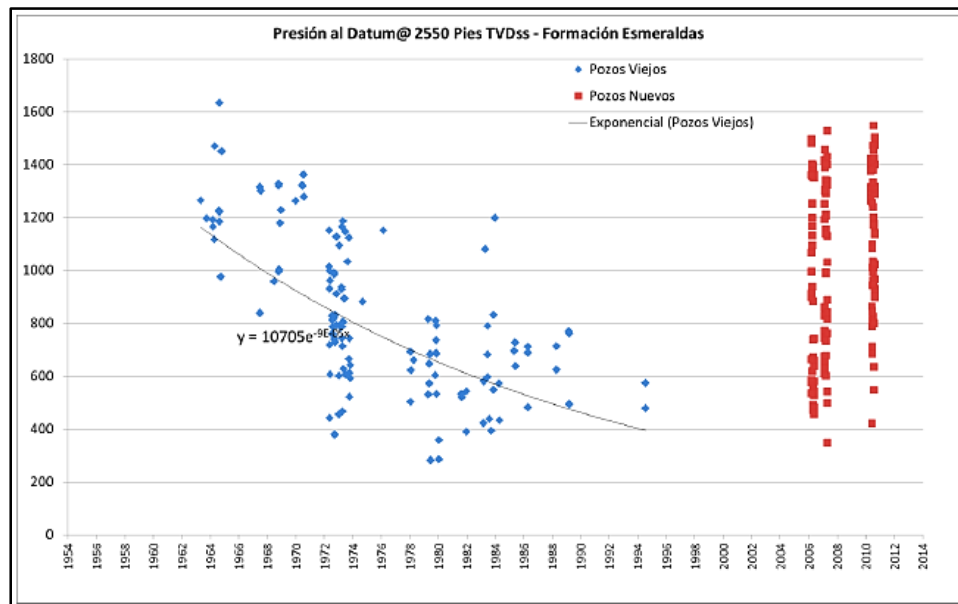
La Figura 27 y la Figura 28 muestran la evolución histórica de la presión para la Formación Mugrosa y Esmeraldas, respectivamente, mostrando en ambas formaciones la presencia de zonas con presión alta en la campaña de perforación 2006-2011 (Anterior campaña de perforación del Campo Bonanza).

Figura 27. Histórico de presión Formación Mugrosa.



Fuente: Ecopetrol S.A.

Figura 28. Histórico de presión Formación Esmeralda.



Fuente: Ecopetrol S.A.

4.8 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Para la caracterización del fluido del yacimiento se cuenta con la información de un PVT de cada formación Mugrosa y Esmeralda, que permite la buena caracterización del fluido en el modelo de simulación, se pueden observar en las tablas 4 y 5 respectivamente.

Tabla 4. Formación Mugrosa PVT.

Formación Mugrosa PVT					
Temperatura @1750' SS	101	°F	Presión Inicial @ 1750'	1161	Psi
Grav Gas	0.624		Presión de Burbuja	1499	Psi
Grav Oil	23	API	Salinidad del agua	2959.5	ppm NaCl
T sep	105	°F	Uw @ Pi	0.6853	cp
Pres sep	25	Psi	Bw @ Pi	1.0044	Bbl/Stb
GOR Ini	175	Scf/Stb	Cw @ Pi	3.03E-06	1/Psi
			Cf	3.27E-06	1/Psi

Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 5. Formación Esmeralda PVT.

Formación Esmeralda PVT					
Temperatura @2550' SS	109	°F	Presión Inicial @ 2550'	1450	Psi
Grav Gas	0.602		Presión de Burbuja	1585	Psi
Grav Oil	19	API	Salinidad del agua	3695	ppm NaCl
T sep	105	°F	Uw @ Pi	0.6253	cp
Pres sep	25	Psi	Bw @ Pi	1.0061	Bbl/Stb
GOR ini	150	Scf/Stb	Cw @ Pi	2.98E-06	1/Psi
			Cf	3.32E-06	1/Psi

Fuente: Ecopetrol S.A.

4.9 SISTEMA DE RECOLECCIÓN

El Campo Bonanza cuenta con un sistema de recolección dividido en tres sectores principales, sector norte, sector centro y sector sur; se encuentran 4 *Manifolds* distribuidos en el campo que reciben la producción de fluido de un grupo de pozos asociados; cada *manifold* llega de manera independiente al Colector de la estación

del campo; de igual manera se cuenta con 5 pozos que tienen línea independiente de llegada de la producción de fluido al colector de la estación del Campo Bonanza.

4.9.1 Sector Norte

En este sector del campo se encuentran 10 pozos productores de petróleo también, se encuentran ubicados dos *Manifolds* de los pozos bonanza 18 y bonanza 48, como son conocidos cada uno de 6 in de diámetro respectivamente , estos colectores reciben la producción asociada de los siguientes pozos. Observar la tabla 6 y las figuras 29 y 30.

Figura 29. Manifold Bz – 18.



Figura 30. Manifold Bz – 48.



Tabla 6. Pozos conectados al Manifold Bz – 18 y 48

Manifold Bz - 18		
Pozo	ALS	
Nº	Unidad	Tipo
<u>Bz- 28</u>	PCP	Eléctrico
<u>Bz- 18</u>	B.M	Convencional
<u>Bz- 31</u>	PCP	Hidráulico
<u>Bz - 8</u>	PCP	Eléctrico
<u>Bz- 35</u>	PCP	Eléctrico
<u>Bz- 32</u>	PCP	Eléctrico
<u>Bz- 33</u>	PCP	Eléctrico

Manifold Bz - 48		
Pozo	ALS	
Nº	Unidad	Tipo
<u>Bz- 48</u>	PCP	Eléctrico
<u>Bz- 34</u>	PCP	Eléctrico
<u>Bz- 45</u>	PCP	Eléctrico

4.9.2 Sector Centro

En este sector del campo se encuentran 13 pozos productores de petróleo, de los cuales 5 pozos llegan de manera independiente a el colector de la estación del campo, 3 pozos inyectoros de agua, también se encuentra ubicado el Manifold del pozo bonanza 9R como es conocido, de 6 in de diámetro este colector recibe la producción asociada de los siguientes pozos. Observar la tabla 7 y la figura 31.

Figura 31. Manifold Bz – 9R.



Tabla 7. Pozos conectados al Manifold Bz – 9R y Pozos con líneas de recolección independiente.

Manifold Bz - 9R		
Pozo	ALS	
Nº	Unidad	Tipo
<u>Bz- 9R</u>	B.M	Convencional
<u>Bz- 11</u>	PCP	Hidráulico
<u>Bz- 15</u>	B.M	Hidráulico
<u>Bz- 24</u>	PCP	Hidráulico
<u>Bz- 26</u>	PCP	Hidráulico
<u>Bz- 30</u>	PCP	Hidráulico
<u>Bz- 44</u>	PCP	Eléctrico
<u>Bz- 59</u>	PCP	Eléctrico

Pozos con líneas Independientes		
Pozo	ALS	
Nº	Unidad	Tipo
<u>Bz- 10</u>	PCP	Eléctrico
<u>Bz- 17</u>	PCP	Hidráulico
<u>Bz- 21</u>	B.M	Hidráulico
<u>Bz- 28</u>	PCP	Eléctrico
<u>Bz- 36</u>	PCP	Eléctrico

4.9.3 Sector Sur

En este sector del campo se encuentran 10 pozos productores de petróleo y 2 pozos inyectores de agua también, se encuentra ubicado el Manifold del pozo bonanza 27 como es conocido, de 6" de diámetro este colector recibe la producción asociada de los siguientes pozos. Observar la tabla 8 y la figura 32.

Figura 32. Manifold Bz – 27.



Tabla 8. Pozos conectados al Manifold Bz – 27

Manifold Bz - 27		
Pozo	ALS	
Nº	Unidad	Tipo
<u>Bz- 50</u>	Flujo Natural	
<u>Bz- 49</u>	Flujo Natural	
<u>Bz- 27</u>	PCP	Hidráulico
<u>Bz- 20</u>	PCP	Eléctrico
<u>Bz- 19</u>	PCP	Eléctrico
<u>Bz- 37</u>	PCP	Eléctrico
<u>Bz- 38</u>	PCP	Eléctrico
<u>Bz- 39</u>	PCP	Eléctrico
<u>Bz- 53</u>	PCP	Eléctrico
<u>Bz- 54</u>	PCP	Eléctrico

5. ANALISIS 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.

5.1 PIPESIM

Es un simulador amigable y poderoso desarrollado para diseñar y realizar diagnósticos 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 multifásico 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 simulas robustas y complejas situaciones que se pueden presentar en un pozo. Las aplicaciones para las cuales se puede usar son:

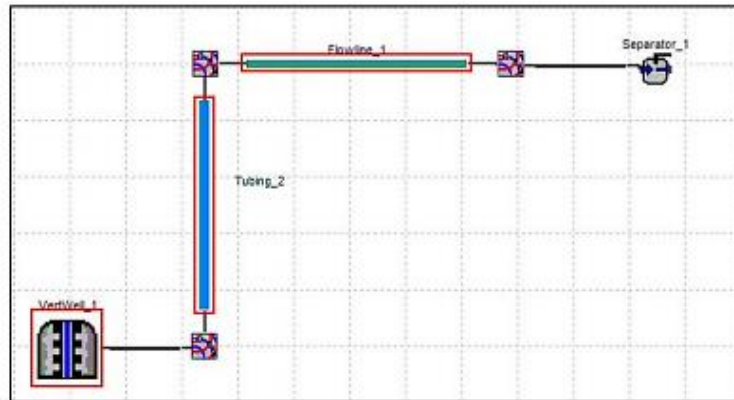
- ✓ Diseño y análisis del pozo
- ✓ Diseño y análisis de sistemas de levantamiento gas lift y BES
- ✓ Análisis de sistemas de levantamiento PCP
- ✓ Predicción en la precipitación de sólidos. (Hidratos, ceras, escamas).
- ✓ Diseño de líneas y selección de equipos de superficie.
- ✓ Análisis integrado de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

5.1.1 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.⁸⁷

Figura 33.Diagrama montaje mecánico del pozo PIPESIM



Fuente: Manual PIPESIM 2011

5.1.2 Carga de la data

5.1.2.1 Modulo Yacimiento-Compleatamiento.

Tabla 9. Data requerida en el módulo yacimiento-completamiento PIPESIM.

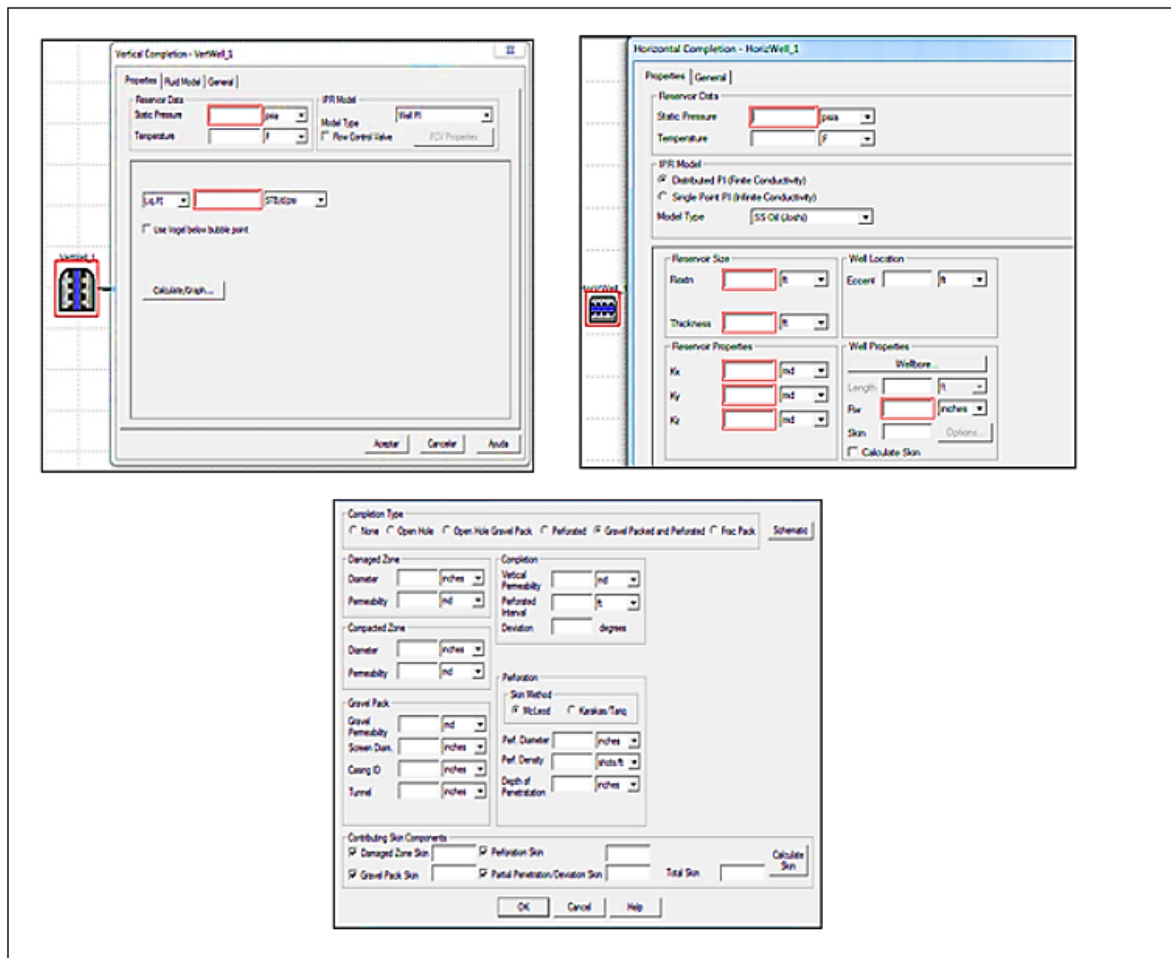
Modulo Yacimiento-completamiento	Condiciones del yacimiento	Cargar las condiciones de presión y temperatura en las que se encuentre el yacimiento.
	Modelos IPR	Seleccionar el aporte que mejor se ajuste a las características del reservorio.
	Tipos de completamiento	Escoger el tipo de completamiento con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

Fuente: Manual PIPESIM 2011

⁸⁷ PORRAS, Mario y ZAPA, Marvin. Evaluación de los métodos empleados en software comerciales para optimizar la producción de crudo por análisis nodal. Bucaramanga, Colombia. Tesis ingeniería de petróleos. Universidad Industrial de Santander, 2014. P. 51.

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 vistas que puede mostrar la aplicación al momento de cargar la información.⁸⁸

Figura 34. Módulo yacimiento-completamiento PIPESIM.



Fuente: Manual PIPESIM 2011

⁸⁸ Ibid., p. 53.

5.1.2.2 Módulo De Pozo.

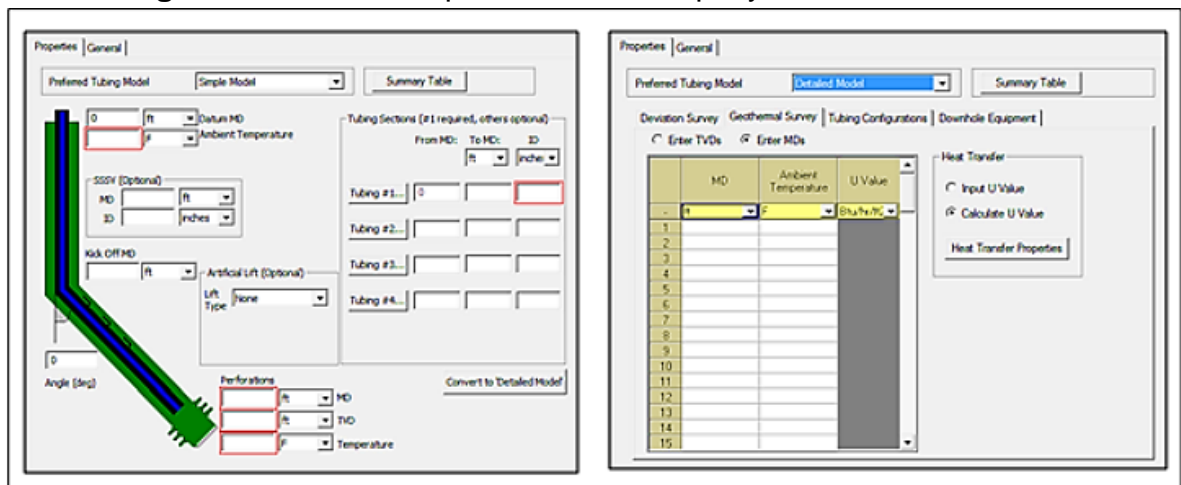
Tabla 10. Información requerida en el módulo de pozo PIPESIM.

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.

Fuente: Manual PIPESIM 2011

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 35.⁸⁹

Figura 35. Módulo de pozo. Modelo simple y detallado PIPESIM.



Fuente: Manual PIPESIM 2011

⁸⁹ *Ibíd.*, p. 54.

5.1.2.3 Modulo línea de flujo.

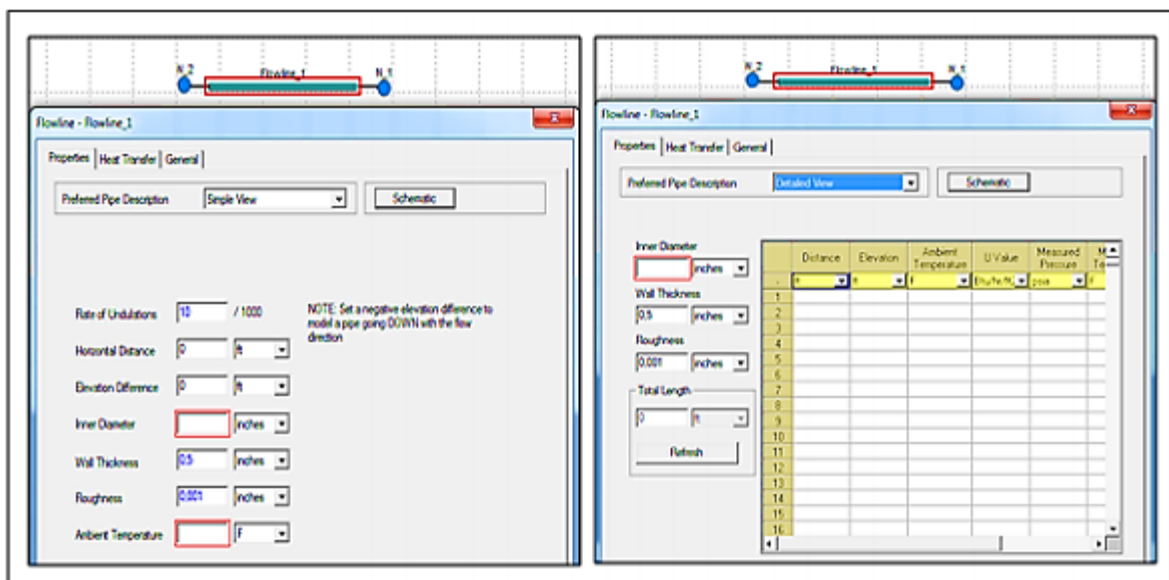
Tabla 11. Información requerida en el módulo de línea de flujo PIPESIM.

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

Fuente: Manual PIPESIM 2011

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 36.⁹⁰

Figura 36. Módulo de línea de flujo. Modelo simple y detallado PIPESIM.



Fuente: Manual PIPESIM 2011

⁹⁰ Ibid., p. 55.

5.1.2.4 Modulo fluido.

Tabla 12. Información requerida en el módulo del fluido PIPESIM.

Módulo 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.

Fuente: Manual PIPESIM 2011

Figura 37. Modulo fluido PIPESIM.

The screenshot displays the PIPESIM fluid module interface, which is organized into several tabs: Black Oil Properties, Viscosity Data, Advanced Calibration Data, Contaminants, and Thermal Data. The interface is divided into four main sections:

- Black Oil Properties:** Includes fields for Fluid Name, Optional Comment, Stock Tank Properties (WG, GOR, Gas S.G., Water S.G., API), and Calibration Data at Bubble Point (An advanced calibration option has been selected and the Bubble Point calibration data will be displayed in the Advanced Calibration screen).
- Viscosity Data:** Includes fields for Dead Oil Viscosity (Correlation: Beggs & Robinson, Temperature, Viscosity), Live Oil Viscosity (Chen & Connally), and Undersaturated Oil Viscosity (Vasquez & Beggs).
- Advanced Calibration Data:** Includes fields for Above Bubble Point (SGR, Sat. Gas, Location), At Bubble Point (SGR, Sat. Gas, Location), and Below Bubble Point (SGR, Sat. Gas, Location).
- Thermal Data:** Includes fields for Specific Heat Capacity (Gas, Oil, Water), Thermal Conductivity (Gas, Oil, Water), Enthalpy Calculation Method (2005 Method), and Specific Latent Heat of Vaporisation (140 Btu/lb).

Fuente: Manual PIPESIM 2011

5.1.2.5 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.⁹¹

Tabla 13. Data requerida para el modulo correlaciones de flujo PIPESIM.

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

Fuente: Manual PIPESIM 2011

Figura 38. Modulo correlaciones de flujo PIPESIM.

Fuente: Manual PIPESIM 2011

⁹¹ Ibid., p. 57.

5.1.3 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 pérdidas, la simulación de los sistemas de levantamiento y el ajuste de las diferentes propiedades del fluido.⁹²

5.1.3.1 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 se presentan 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 vaporizaciones flash.
- ✓ Todas las propiedades deben ser reportadas a una solo temperatura.
- ✓ Si no hay datos para calibrar el comportamiento será modelado a partir de la correlación que se escoja.⁹³

Figura 39. Calibración a través de múltiples puntos PIPESIM.

Fuente: Manual PIPESIM 2011

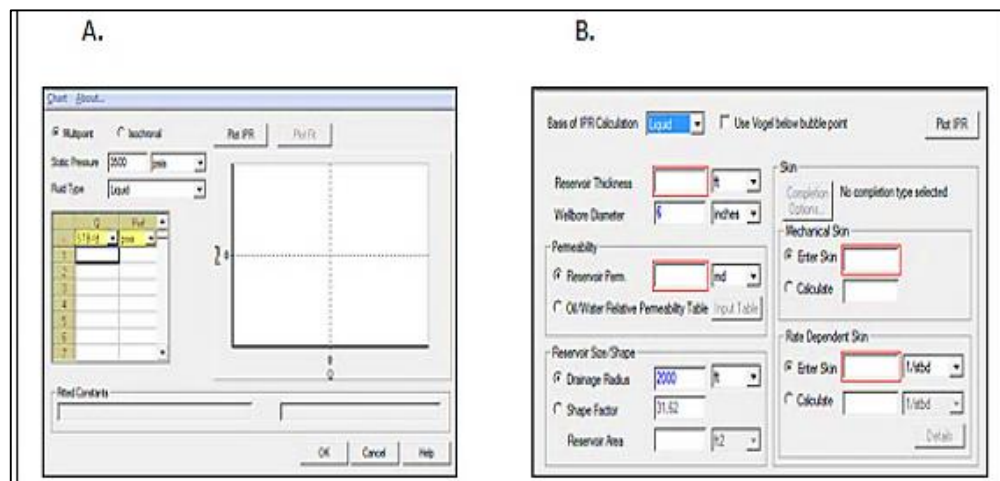
⁹² Ibid., p. 58.

⁹³ Ibid., p. 58.

5.1.3.2 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 40 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 40. Calculo de la productividad del yacimiento PIPESIM.



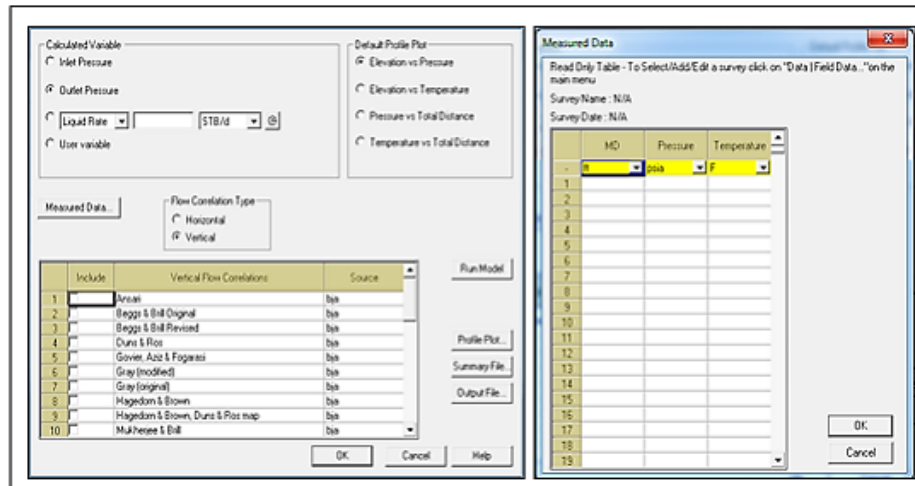
Fuente: Manual PIPESIM 2011

5.1.3.3 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 presenta 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.⁹⁴

Figura 41. Comparación de las correlaciones de flujo PIPESIM.



Fuente: Manual PIPESIM 2011

5.1.3.4 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 el análisis nodal, sino en una sección independiente. También presenta la opción de diseñar y analizar sistemas de levantamiento pero solo ESP y Gas Lift.

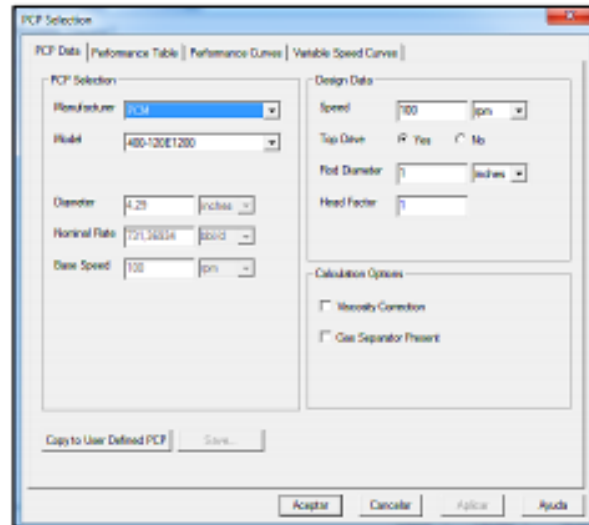
✓ BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS PCP.

Para este sistema el simulador cuenta con una base de datos de los equipos fabricados por PCM y Weatherford mas empleados en el campo. No dispone de una sección en la cual se pueda diseñar el sistema por el 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

⁹⁴ Ibid., p. 59.

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.⁹⁵

Figura 42. Interfaz del sistema PCP PIPESIM.



Fuente: Manual PIPESIM 2011

5.1.4 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.⁹⁶

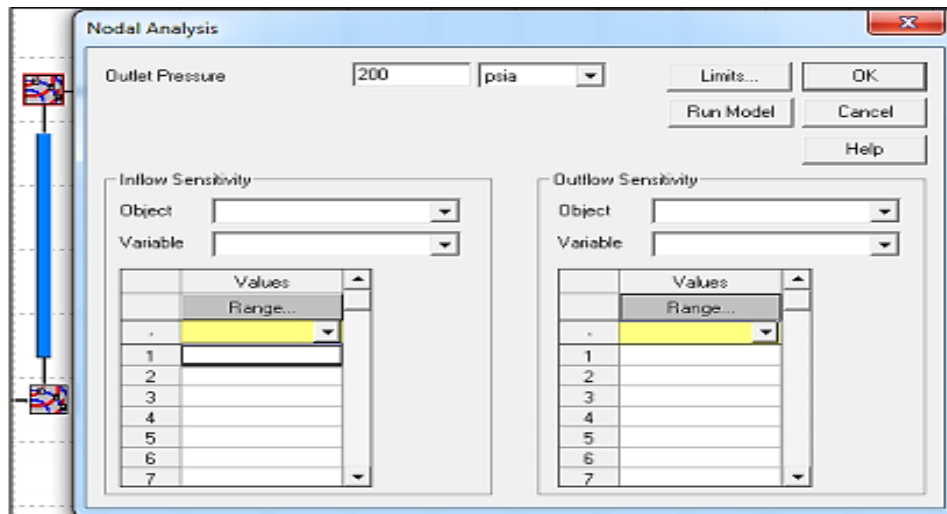
Los resultados que arroja el simulador son las presiones y caudales de las curvas de *inflow* y *outflow*, y el punto operativo del nodo seleccionado a las condiciones operacionales existentes. Los valores de los caudales pueden ser de líquidos totales o de la fase que se requiera, adicional a esto se obtienen los datos de las diferentes propiedades y de los diferentes parámetros que están presentes en el sistema,

⁹⁵ *Ibíd.*, p. 64.

⁹⁶ *Ibíd.*, p. 65.

como la presión burbuja, temperatura, velocidad de la mezcla, entalpia del fluido, etc.

Figura 43. Interfaz del análisis nodal PIPESIM.



Fuente: Manual PIPESIM 2011

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 la 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.

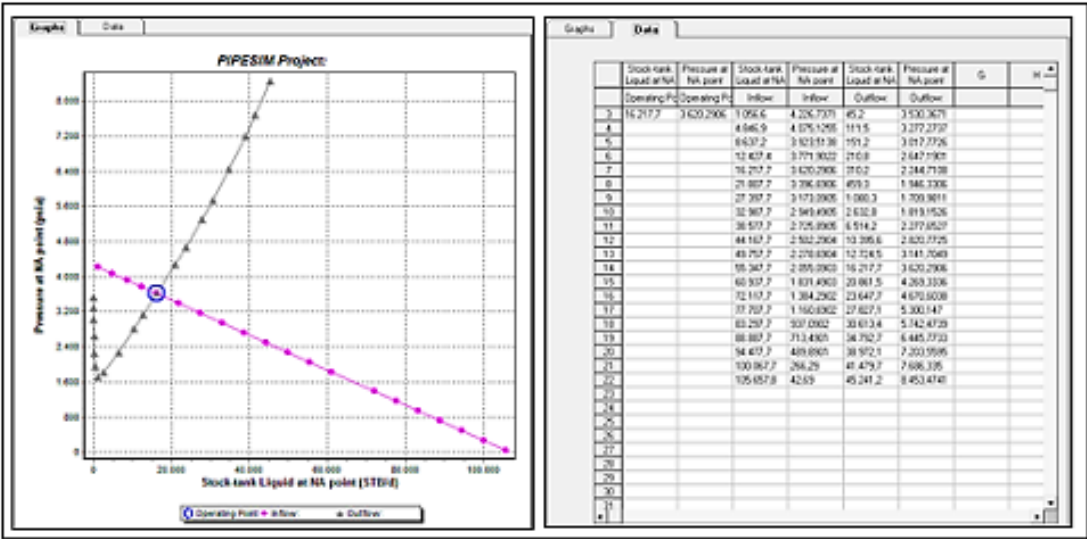
Finalmente si la variable a la que se le quiere realizar la sensibilidad no se encuentra disponible en las opciones rápidas, existe la posibilidad de modificar el modelo y realizar la corrida nuevamente. La desventaja es que los datos obtenidos son puntuales a las condiciones del modelo y si se quiere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

5.1.5 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 .sim, 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 44 muestra la gráfica y la tabla que se visualiza al obtener el reporte de resultados.⁹⁷

Figura 44. Reporte de resultados. Gráfica y tabla PIPESIM.



Fuente: Manual PIPESIM 2011

⁹⁷ *Ibíd.*, p. 67.

6. DESARROLLO DEL MODELO DE SIMULACION

En el Campo Bonanza actualmente se están realizando esfuerzos con el fin de aumentar el factor de recobro desde diferentes frentes que permiten el mejor desarrollo del mismo, es por ello que realizaron una campaña de perforación para incorporar nuevas reservas al campo y así aumentar la producción de crudo, de tal manera se debe garantizar que la nueva producción asociado de los nuevos pozos este siendo manejada de manera efectiva para que garantice una alta rentabilidad del proyecto desarrollado.

por este motivo se realiza un análisis de las condiciones actuales del campo, basados en sus requerimientos y en busca de identificar las limitaciones que se puedan presentar en el sistema para contribuir con el mejoramiento oportuno de las condiciones operacionales del campo, que permitan siempre la mayor producción de aceite en condiciones económicas rentables, teniendo en cuenta lo anterior se analizó el sistema de producción del campo Bonanza contribuyendo así con una buena herramienta para el continuo desarrollo del campo

6.1 METODOLOGÍA

Para lograr una mejora en la producción del campo Bonanza se plantea seguir la siguiente metodología de trabajo con el fin de tomar en cuenta todos los aspectos necesarios en el desarrollo del proyecto.

Figura 45. Metodología para la actualización del sistema de producción del Campo Bonanza



6.2 RECOPIACIÓN, ANÁLISIS Y VALIDACIÓN DE INFORMACIÓN.

El proceso de recopilación, análisis y validación de información es la base para el desarrollo del modelo de simulación, es por ello que los datos deben ser confiables, representativos y con el menor nivel de incertidumbre posible; para esto se realizaron 6 salidas al Campo Bonanza, en donde se realizó un reconocimiento del campo, se recolectó la información necesaria de bases de datos como TWM, *Openwells*, reportes de producción, archivos suministrados por personal de producción e ingeniería del campo y se observaron los siguientes ítems:

- ✓ Estación de recolección del Campo Bonanza.
- ✓ Pozos productores:
 - Ubicación.
 - Tipo de sistema de levantamiento Artificial.
 - Medición de Thp y Chp.
 - Medición de gas producido por *Casing*.
 - Herramientas y accesorios.
- ✓ Topografía de las líneas de superficie.
- ✓ *Manifolds* de recolección.
- ✓ Información general:
 - Estados mecánicos
 - Bases de datos
 - Caracterización de fluidos
 - Planos del campo
 - Coordenadas de pozo
- ✓ Información específica:
 - Pruebas de producción
 - PVT de fluidos y petrofísica
 - Pruebas de presión
 - Curvas de eficiencia de las bombas

6.2.1 Estados mecánicos

Los estados mecánicos de los pozos constituyen el escenario actual de producción. En ellos es posible encontrar información de la tubería con la cual fue completado el pozo, diámetro, peso y las juntas utilizadas en la operación; todo esto con el fin de establecer la distancia existente entre la cabeza de pozo y puntos claves como la entrada a la bomba y la profundidad media de perforaciones (PMP). Además de esto también se encuentra la información del sistema de levantamiento artificial, en este caso bombeo por cavidades progresivas y bombeo mecánico; el fabricante, tipo, RPM y número de strokes/minuto. Estos datos obtenidos son organizados en las tablas 14 y 15 para que se pueda acceder a esta información de una manera sencilla como se puede observar a continuación. (Tabla completa ver ANEXO B Y C). En caso en los que se encontraron pozos desviados se procedió a ingresar los

datos de desviación consignados en los surveys de cada pozo. Para visualizar el estado mecánico convencional de un Pozo del campo Bonanza ir al ANEXO. D.

Tabla 14. Información de los estados mecánicos

ESTADO MECANICO									
Pozo		Prof. Tubing	OD Tubing	ID Tubing	Espesor Tb	Prof. Casing	ID Casing	Espesor Cg	Intake pump
#	Tipo	ft	In	in	in	ft	in	in	ft
1	Injector	-	-	-	-	-	-	-	-
2	Inactive	-	-	-	-	-	-	-	-
3	Inactive	-	-	-	-	-	-	-	-
5	Injector	-	-	-	-	-	-	-	-
8	Producer	3233	2,875	2,441	0,217	3530	4,892	0,304	3200
9R	Producer	3219	2,875	2,441	0,217	3755	6,184	0,408	3219
10	Producer	2789	2,875	2,441	0,217	3300	4,892	0,304	2789
11	Producer	2896,6	2,875	2,441	0,217	3217	6,366	0,317	2896,6
12	Injector	-	-	-	-	-	-	-	-
15	Producer	2528	2,875	2,441	0,217	3162	6,276	0,362	2528
16	Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
17	Producer	2514,5	2,875	2,441	0,217	2712	6,184	0,408	2514,5
18	Producer	2438	2,875	2,441	0,217	3128	6,366	0,317	2438
19	Producer	2701,8	2,875	2,441	0,217	3311	6,366	0,317	2701,8
20	Producer	2095	2,875	2,441	0,217	2345	6,276	0,362	2095
21	Producer	2760	2,875	2,441	0,217	2875	6,366	0,317	2760
22	Injector	-	-	-	-	-	-	-	-
23	Injector	-	-	-	-	-	-	-	-
24	Producer	3265	2,875	2,441	0,217	3552	6,184	0,408	3260
25	Producer	2890	2,875	2,441	0,217	4000	6,184	0,408	2876,3
26	Producer	3730	3,5	2,992	0,254	4000	6,184	0,408	3730
27	Producer	3542	2,875	2,441	0,217	3800	6,184	0,408	3530
28	Producer	2967	2,875	2,441	0,217	3547	6,184	0,408	2939
29	Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
30	Producer	2994	2,875	2,441	0,217	3265	6,184	0,408	2990

Fuente: Ecopetrol S.A

Tabla 15. Información de las bombas del campo

BOMBAS								
Pozo		ALS		Intake pump	Fabricante	Modelo	RPM	PMP
#	Tipo	UNID.	TIPO	ft				ft
1	Inyector			-	-	-	-	
2	Inactive			-	-	-	-	
3	Inactive			-	-	-	-	
5	Inyector			-	-	-	-	
8	Producer	PCP	Eléctrico	3200	Weatherford	28.40-500	70	2669
9R	Producer	B.M	Convencional	3219	25-175-RHBC-10-3-1-1		6 Stkm	2527,5
10	Producer	PCP	Eléctrico	2789	Weatherford	28.40-500	100	2730
11	Producer	PCP	Hidráulico	2896,6	Weatherford	18.35-400	45	3156,5
12	Inyector			-	-	-	-	
15	Producer	B.M	Hidráulico	2528	25-125-RHAC-8-3-2-2		6 Stkm	2736,5
16	Closed			-	-	-	-	
17	Producer	PCP	Hidráulico	2514,5	Weatherford	18.40-600	80	2814,5
18	Producer	B.M	Convencional	2438	25-150-RWAC-20-3		6 Stkm	2377
19	Producer	PCP	Eléctrico	2701,8	Weatherford	28.40-500	60	2844
20	Producer	PCP	Eléctrico	2095	Weatherford	28.25-125	80	2649
21	Producer	B.M	Hidráulico	2760	Weatherford	18.35-400	80	2633
22	Inyector			-	-	-	-	
23	Inyector			-	-	-	-	
24	Producer	PCP	Hidráulico	3260	Weatherford	28.40-500	80	2958,5
25	Producer	PCP	Eléctrico	2876,3	Weatherford	16-2100	80	3691,5
26	Producer	PCP	Hidráulico	3730	Weatherford	28.40-500	70	2937,5
27	Producer	PCP	Hidráulico	3530	Weatherford	18.40-600	165	2909,5
28	Producer	PCP	Eléctrico	2939	Weatherford	28.40-500	105	2671
29	Closed			-	-	-	-	
30	Producer	PCP	Hidráulico	2990	Weatherford	10--2800	80	3008,5

Fuente: Ecopetrol S.A

6.2.2 Caracterización del fluido

Para la caracterización de fluidos fue necesario obtener información de estudios PVT realizados a algunas formaciones productoras del campo (Mugrosa y Esmeralda). Estos estudios ayudan a obtener una buena caracterización del fluido presente en los pozos y de esta manera tener datos precisos para ingresar al simulador.

Tabla 16. Propiedades PVT del fluido de la formación Mugrosa

Formación Mugrosa PVT					
T@1750' SS	101	°F	Presión Inicial @ 1750'	1161	Psi
Grav Gas	0.624		Presión de Burbuja	1499	Psi
Grav Oil	23	API	Salinidad del agua	2959.5	ppm NaCl
T sep	105	°F	Uw @ Pi	0.6853	cp
Presión sep	25	Psi	Bw @ Pi	1.0044	Bbl/Stb
GOR Ini	175	Scf/Stb	Cw @ Pi	3.03E-06	1/Psi
			Cf	3.27E-06	1/Psi

Fuente: Ecopetrol S.A

Tabla 17. Propiedades PVT del fluido de la formación Esmeralda

Formación Esmeralda PVT					
T@2550' SS	109	°F	Presión Inicial @ 2550'	1450	Psi
Grav Gas	0.602		Presión de Burbuja	1585	Psi
Grav Oil	19	API	Salinidad del agua	3695	ppm NaCl
T sep	105	°F	Uw @ Pi	0.6253	cp
Pres sep	25	Psi	Bw @ Pi	1.0061	Bbl/Stb
GOR ini	150	Scf/Stb	Cw @ Pi	2.98E-06	1/Psi
			Cf	3.32E-06	1/Psi

Fuente: Ecopetrol S.A

6.2.3 Reporte de producción del campo

El reporte de producción del campo se obtuvo gracias al personal de control de producción, los cuales realizan a diario un seguimiento a los pozos del campo bonanza donde se registra toda la información referente a producción detallada de los fluidos presentes en el yacimiento esta información está organizada en la tabla 18, debido a que estos parámetros son necesarios para cualquier calculo y especialmente para acercar tanto como sea posible los datos simulados con los reales (Tabla completa ver ANEXO D)

Tabla 18. Datos de Producción del Campo

CAMPO BONANZA						
POZO	TIPO	CRUDO (Bbls)		Grav	%	GOR
Nº	Pozo	Brutos	Netos	°Api	Bs&w	SCF/STB
1	Inyector	0	0	0,0	0,0	-
2	Inactivo	13	13	20,4	0,1	-
3	Inactivo	29	0	16,4	99,0	-
5	Inyector	0	0	0,0	0,0	-
8	Productor	59	59	21,8	0,5	100
9R	Productor	73	66	16,4	9,0	150
10	Productor	62	60	21,4	0,5	37
11	Productor	24	8	24,1	65,0	150
12	Inyector	0	0	0,0	0,0	-
15	Productor	22	22	23,5	0,2	50
17	Productor	81	65	20,5	20,0	50
18	Productor	25	24	24,2	0,5	10
19	Productor	23	23	23,1	0,1	50
20	Productor	19	19	23,5	0,0	50
21	Productor	55	55	23,4	0,7	200
22	Inyector	0	0	0,0	0,0	-
23	Inyector	0	0	0,0	0,0	-
24	Productor	16	16	21,7	0,2	30
25	Productor	29	29	20,3	2,4	1000
26	Productor	35	35	18,2	0,2	50
27	Productor	138	132	17,6	4,2	20
28	Productor	94	94	18,4	0,10	20
30	Productor	91	91	21,7	0,1	220

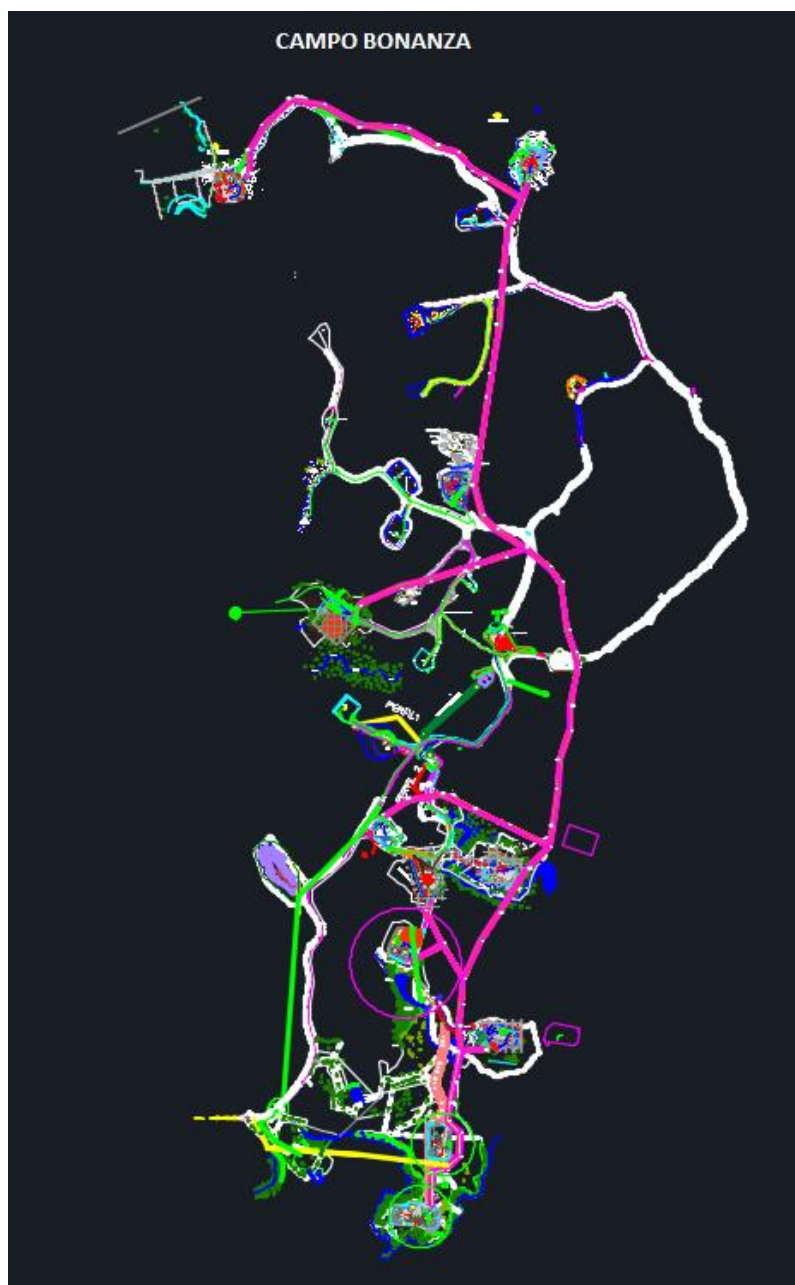
Fuente: Ecopetrol S.A

6.2.4 Planos y levantamiento topográfico

En las figuras 46 y 47 se puede observar los planos suministrados de AutoCAD 2015 del campo se puede visualizar la forma en la cual están distribuidas las conexiones entre pozos, líneas de flujo, colectores, manifolds y la estación. Ayudando así a una visión global de las facilidades de superficie hasta llegar a la estación del campo. Estos planos ayudaron a la toma precisa de elevaciones, distancias de pozos y líneas de flujo. Adicionalmente en la figura 48 se muestran las

medidas con el GPS para realizar la toma de elevaciones de las líneas de flujo que en los planos no se encontraban.

Figura 46. Levantamiento Topográfico locación Bonanza 2015



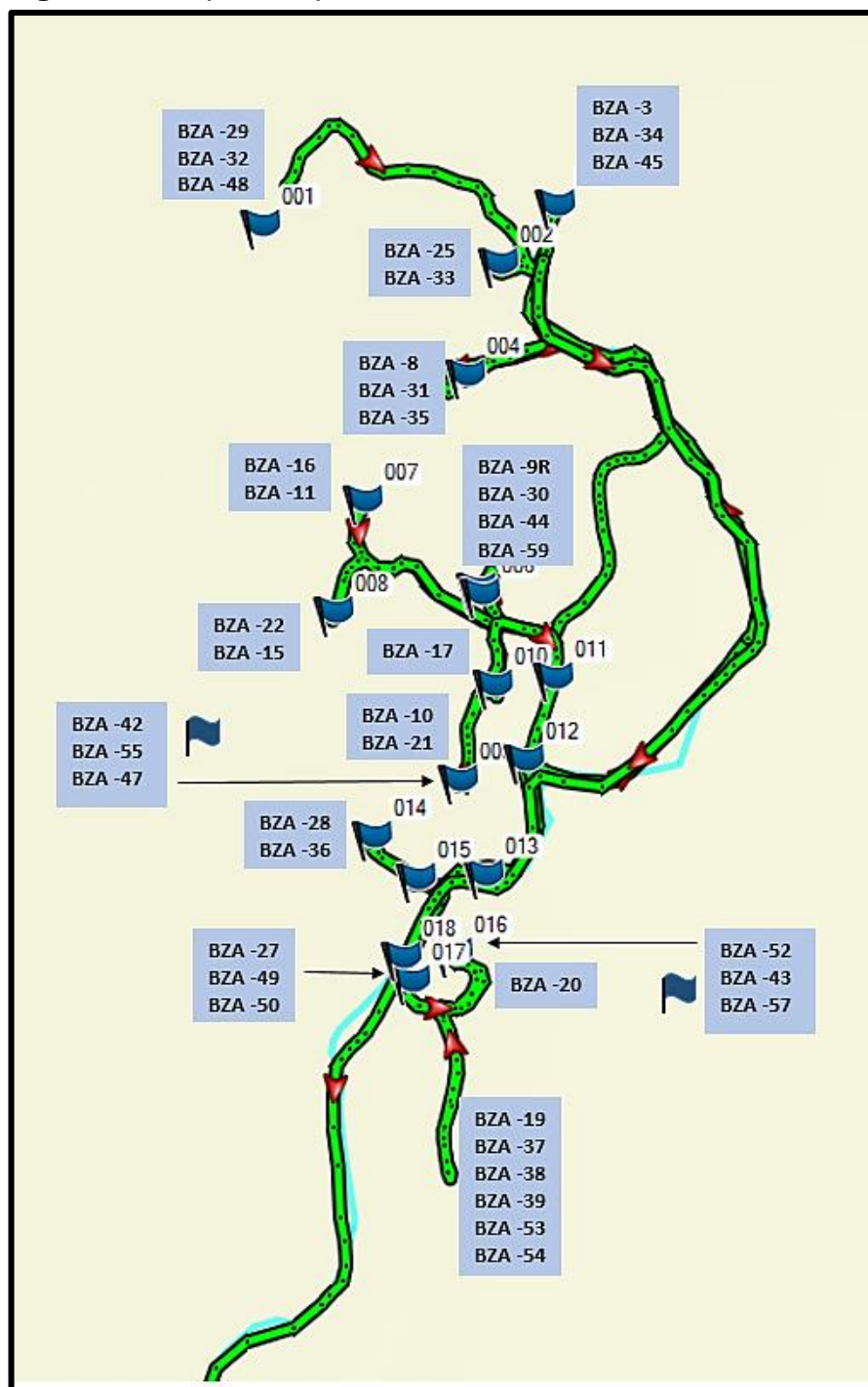
Fuente: Ecopetrol S.A

Figura 47. Plano de segmentación Campo Bonanza



Fuente: Ecopetrol S.A

Figura 48. Mapa Campo Bonanza Obtenido con GPS GARMIN



6.3 MONTAJE DE LA DATA EN EL SOFTWARE PIPESIM 2011

Después de haber recopilado, organizado y realizado el control de calidad de la información se procede al montaje de la data al software PIPESIM 2011 de la siguiente manera:

Primero se reproducirá el modelo de subsuelo, cada pozo se creará en un archivo con las condiciones a las cuales está operando.

Estos se realiza con el fin de tener un mejor control de la data y para que cada pozo sea posteriormente cargado cuando se cree la malla de superficie. En segunda instancia se procederá a la creación de la malla de superficie con las distancias, elevaciones suministradas y diferentes accesorios que conforman el sistema de recolección

6.3.1 Modelo de subsuelo

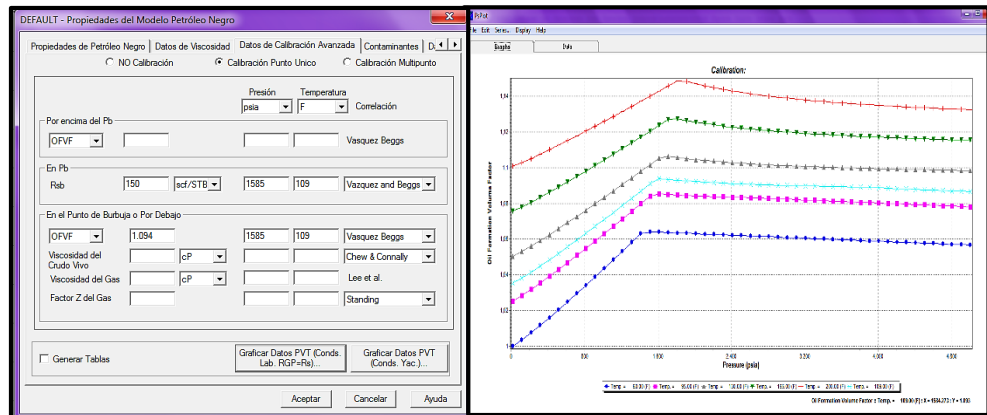
Se procederá a cargar la data correspondientes para definir el modelo del pozo a continuación se describirá el montaje y ajuste de las condiciones operacionales actuales tomando como ejemplo el pozo **BONANZA 57**

6.3.1.1 Datos de Fluido

En el módulo Black Oil es posible realizar una caracterización del fluido que produce cada pozo, se logra accediendo al menú, configurar, "*Black Oil*"; allí se define para cada uno de ellos su corte de agua, relación gas aceite y la gravedad específica para gas y agua respectivamente. Contando con los datos de las pruebas PVT realizados a los fluidos provenientes de las unidades productoras Esmeralda y Mugrosa, fue posible ingresar datos de viscosidad; así como poder realizar una calibración avanzada de datos en la cual se define el valor del Factor Volumétrico de Formación del Aceite (OFVF) medido a condiciones de presión y temperatura específicas, la saturación del gas, viscosidad del aceite y del gas y el factor de compresibilidad Z medidos en $P = P_b$.

En este caso el mejor ajuste para el factor volumétrico de formación se logró con la correlación de Vásquez and Beggs, de esta manera se cuenta con un fluido bien definido que permitirá un mejor y más preciso ajuste.

Figura 49. Calibración Avanzada BON-57

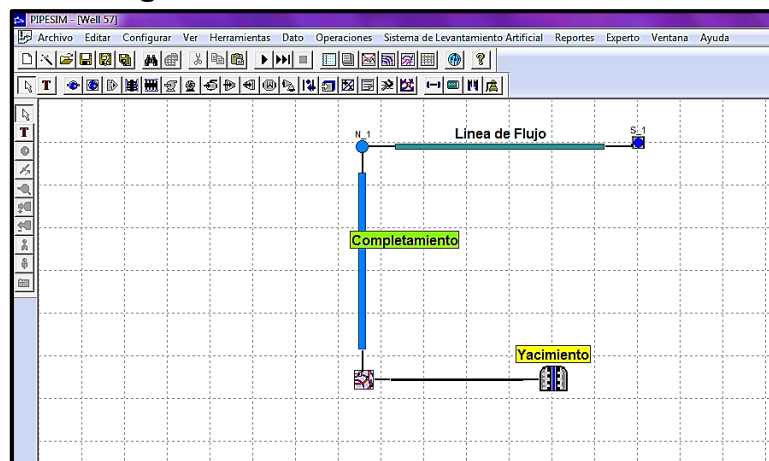


Fuente: PIPESIM 2011

6.3.1.2 Modelo de pozo:

Una vez caracterizado el fluido se procede a ingresar los datos correspondientes al modelo de pozo.

Figura 50. Modelo de Pozo BON-57



Fuente: PIPESIM 2011

6.3.1.3 Datos del yacimiento

El simulador requiere que sean ingresados los valores de presión estática y temperatura de yacimiento, así como el índice de productividad presente. Para este último se cuenta con la posibilidad de definir un modelo de IPR si alguno de ellos modelara el comportamiento actual, los modelos disponibles son Vogel, Fetkovitch, Jones entre otros. En caso de contar con una curva de IPR, pueden ser ingresados los puntos que la comprenden y de esta manera generarla dentro del software.

Figura 51. Datos del yacimiento

Terminación Vertical - Yacimiento

Propiedades | Modelo de Flujo | General

Datos de Yacimiento

Presión Estática: 1376 psia

Temperatura: 125 °F

Potencial Absoluto de Flujo: 157.12 STB/d

Exponente n: 0.99542106

Modelo IPR

Tipo de Modelo: Fetkovich's Equation

☐ Válvula de Control de Flujo (VCF) Propiedades "VCF"

Calcular/Graficar...

Aceptar Cancelar Ayuda

Fuente: PIPESIM 2011

6.3.1.4 Ajuste del Índice de Productividad

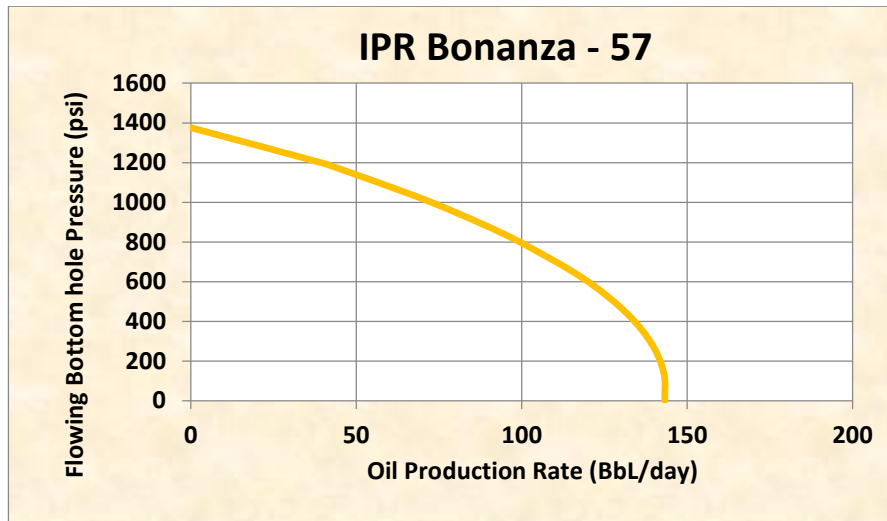
Para el desarrollo de este modelo de simulación, se trabajó en base al método de IPR de Pudjo Sukamo para hacer una modificación al método de Fetkovich's, ya que este método IPR no se encuentra creado en el simulador; se ingresara un C, N Y Qomax, modificados por el método de Sukamo para un mejor ajuste de la productividad de los pozos.

Este procedimiento debe realizarse para todos los pozos que componen el sistema de producción, el siguiente fue el proceso para hallar el potencial de producción y el exponente N en el pozo Bonanza 57:

Basados en la información del Campo Bonanza que este pozo fue perforado con la técnica sobrebalance, con cañoneos de seis (6) tiros por pie, con un cañones de 0.34 in de radio; con esta información se determina los valores de las constantes a_0 , a_1 y a_2 son 0.91196, 0.07855, -0.95974 respectivamente; además se conoce la producción de 80 Bbl/día, con una presión de fondo fluyendo de 949.5 psi, y la presión estática del pozo reportada de 1376 psi.

Con dicha información se calcula el potencial de producción del pozo y se grafica el comportamiento de la producción en fondo respecto a la presión de fondo fluyendo como se muestra en la figura 52.

Figura 52. IPR Modelo de Sukamo



Después de dicho IPR se tomaron dos puntos de presión y caudal de los reportes de producción para realizar el método de Fetkovich's, tal y como se muestra en la Tabla. 19.

Tabla 19. Datos IPR Modelo de Sukamo

Pwf (psi)	Qo (Bbl/day)
0.00	143.28
130.00	143.10
260.00	140.23
390.00	134.67
520.00	126.41
650.00	115.47
820.00	97.09
949.50	80.00
1040.00	66.47
1170.00	44.76
1200.00	39.36
1376.00	0.00

A continuación se realizó el cálculo de IPR del modelo de Fetkovich's, se calculó los parámetros C y N, los cuales se encuentran organizados en la tabla 20, que permiten generar el comportamiento de la producción en fondo, a partir de los datos para generar el modelo de IPR de Fetkovich's se realizó una gráfica Log-Log se grafican los valores de presión contra gasto, obteniendo una línea recta, de la cual

el valor de C se calcula con un punto sobre la línea recta y n es la pendiente de dicha recta, como se muestra en la figura 53.

Tabla 20. Parámetros para Modelo de Fetkovich's

Well	B-57
Reservoir Pressure (Pr) psi:	1376

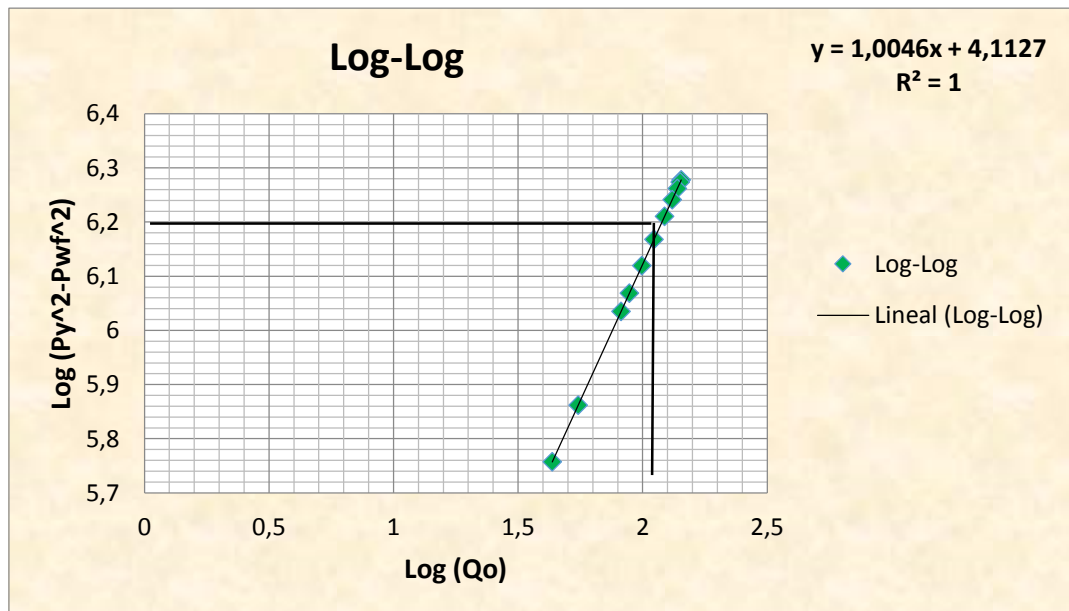
Test Point 1	
Flowing Bottomhole Pressure (Pwf) psi:	820.00
Oil Production Rate (Qo) Bbl/day:	97.09

Test Point 2	
Flowing Bottomhole Pressure (Pwf) psi:	949.50
Oil Production Rate (Qo) Bbl/day:	80.000

C 0.00008054

N 0.995441646

Figura 53. Método de Fetkovich's. Determinación de los valores C y n .



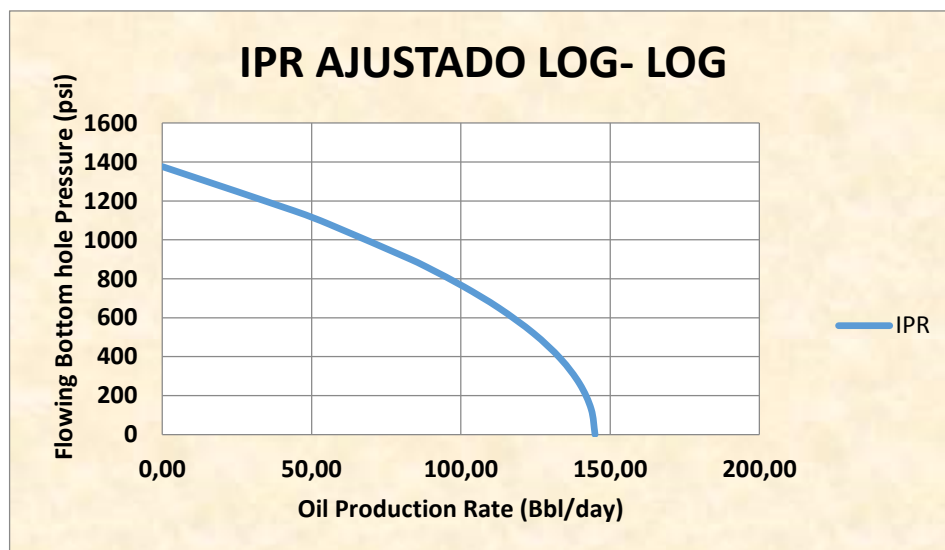
Con estos nuevos valores de C y n se procedió nuevamente a graficar el modelo de Fetkovich's, modificado a partir del modelo de Pudjo Sukamo, en donde se puede observar en la figura 54 y la tabla 21 dichos valores nuevos. Los valores de Qomax y n son ingresados al simulador ya que son los parámetros que determinan el comportamiento de afluencia del pozo en el simulador.

Tabla 21. Nueva data Para Modelo de Fetkovich's Modificado

Fetkovich, Modificado	
Pwf (psi)	Qo (Bbl/day)
0	144.88
130	143.59
260	139.73
390	133.30
520	124.28
650	112.69
760	100.86
850	89.81
900	83.13
1080	55.90
1150	43.95
1376	0.00

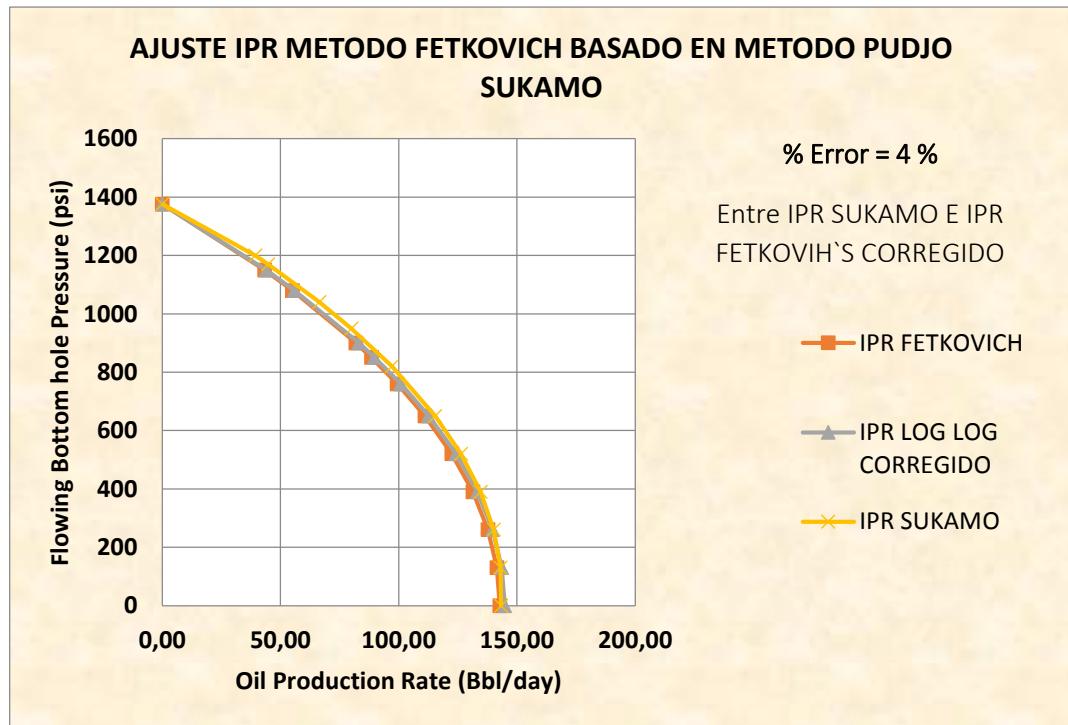
N	0.995421063
C	0.0000817

Figura 54. Modelo IPR ajustado



En la Figura 55 se puede observar el ajuste del modelo IPR de Fetkovich's a partir del modelo de Pudjo Sukamo; los valores de Q_{max} y n son ingresados al simulador ya que son los parámetros que determinan el comportamiento de afluencia del pozo en el simulador. El porcentaje de error obtenido entre las gráficas es del 4%

Figura 55. Ajuste del Modelo IPR pozo Bonanza 57.



6.3.1.5 Datos de Completamiento

En esta sección se carga toda la data correspondiente a los estados mecánicos de los pozos. El modelo de pozo se realizó de manera tal que fuera posible realizar análisis nodal en los puntos más importantes y críticos del sistema como son en fondo de pozo, a la entrada de la bomba y en cabeza de pozo.

Para cada una de las tuberías se definió su longitud, perfil geotérmico, diámetros de *tubing* y *Casing* presentes y el equipo de sistema de levantamiento artificial presente.

Figura 56. Datos de la tubería de Producción BON-57

Modelo Preferido de Tubería: Modelo Detallado

Tabla Resumen

Perfil de Desviación | Registro Geotérmico | Configuración de la Tubería de Producción | Equipo de Fondo

El PRIMER nodo en la lista se refiere al TOPE de la tubería, comenzando por la referencia en el perfil de
Cada Sección de tubería va DESDE la MD de la sección previa HASTA la MD como está especificado en
la columna MD

Secciones de la Tubería de Producción

	MD de Fondo	DI	Espesor	Rugosidad	DI de Tubería de Revestimiento	Tipo de Flujo	Etiqueta
	ft	inches	inches	inches	inches		
1	3264	2.441	0.217	0.0016		Tubing	pip#1_Tubing
2	4929	6.184	0.408	0.0016		Tubing	pip#2_Tubing
3			0.5	0.001		Tubing	
4			0.5	0.001		Tubing	
5			0.5	0.001		Tubing	
6			0.5	0.001		Tubing	
7			0.5	0.001		Tubing	
8			0.5	0.001		Tubing	
9			0.5	0.001		Tubing	
10			0.5	0.001		Tubing	
11			0.5	0.001		Tubing	
12			0.5	0.001		Tubing	

Aceptar Cancelar Ayuda

Fuente: PIPESIM 2011

En la pestaña perfil de desviación se ingresa la información correspondiente dependiendo de si el pozo es vertical o desviado, en la pestaña registro geotérmico se ingresa la información correspondiente a la temperatura en la cabeza y en el fondo del pozo en esta sección se puede modificar el coeficiente de transferencia de calor del pozo de manera que los datos arrojados por el simulador se ajuste a los datos reales de cada pozo.

Figura 57. Datos de Survey BON-57

Modelo Preferido de Tubería: Modelo Detallado

Tabla Resumen

Perfil de Desviación | Registro Geotérmico | Configuración de la Tubería de Producción | Equipo de Fondo

NOTA: Introducir el dato de referencia en la primera fila

Parámetros Dependientes

- ☒ TVD
- ☐ MD
- ☐ Angulo

Calcular

	MD	TVD	Angulo (Deg)
	ft	ft	(Deg)
1	0	0	0
2	15	15	0
3	163	162.99	0.88
4	256	255.99	0.21
5	348	347.99	0.13
6	448	447.98	0.94
7	534	533.97	1.01
8	626	625.96	1.01
9	719	718.94	0.93
10	811	810.93	0.88
11	904	903.92	0.86
12	988	987.91	0.82
13	1072	1071.9	0.62
14	1155	1154.9	0.45
15	1238	1237.9	0.44
16	1321	1320.9	0.49
17	1405	1404.9	0.88

Aceptar Cancelar Ayuda

Fuente: PIPESIM 2011

Figura 58. Datos del Registro Geotérmico BON-57

Modelo Preferido de Tubería: **Modelo Detallado** [Tabla Resumen]

Perfil de Desviación | **Registro Geotérmico** | Configuración de la Tubería de Producción | Equipo de Fondo

☐ Introducir TVDs ☒ Introducir MDs

	MD	Temperatura Ambiente	Valor U
-	ft	F	Btu/hr/ft ²
1	0	90	2
2	4936	125	2
3			2
4			2
5			2
6			2
7			2
8			2
9			2
10			2
11			2
12			2
13			2
14			2
15			2

Transferencia de Calor
☒ Valor U de entrada
☐ Calcular el valor de U

Propiedades de Transferencia de Calor

Aceptar Cancelar Ayuda

Fuente: PIPESIM 2011

Para cada una de las bombas se ingresaron sus datos correspondientes, la profundidad de asentamiento, la curva de la bomba y sus rangos óptimos de operación, la velocidad a la que opera y las RPM. En caso de que estuviera presente, el separador de gas fue tenido en cuenta con una eficiencia del 85% en promedio.

Figura 59. Dato de la Bomba BON-57

Modelo Preferido de Tubería: **Modelo Detallado** [Tabla Resumen]

Perfil de Desviación | Registro Geotérmico | **Configuración de la Tubería de Producción** | Equipo de Fondo

	Equipo	MD	Propiedades	Eft
-		ft		
1	PCP	3163	Propiedades	#1_Tubing_3.1d
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
13				
14				
15				
16				
17				

Sistema de Válvulas de LAG
☐ Tubería Flexible

Propiedades

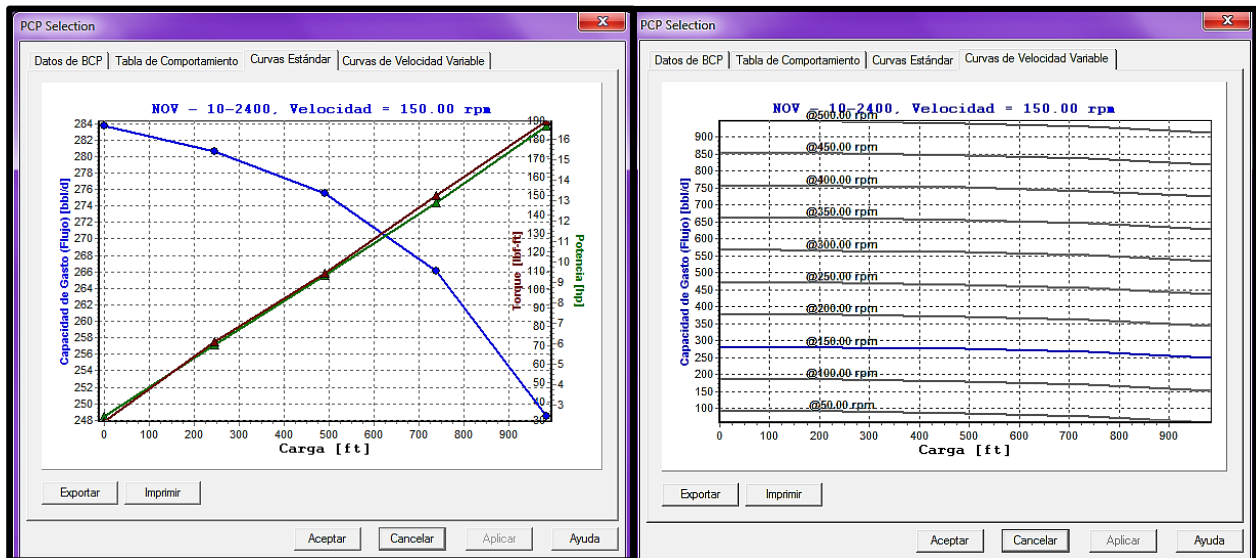
Aceptar Cancelar Ayuda

Fuente: PIPESIM 2011

Figura 60. Dato de la Bomba BON-57

Fuente: PIPESIM 2011

Figura 61. Curvas de comportamiento de la Bomba del Pozo BON-57



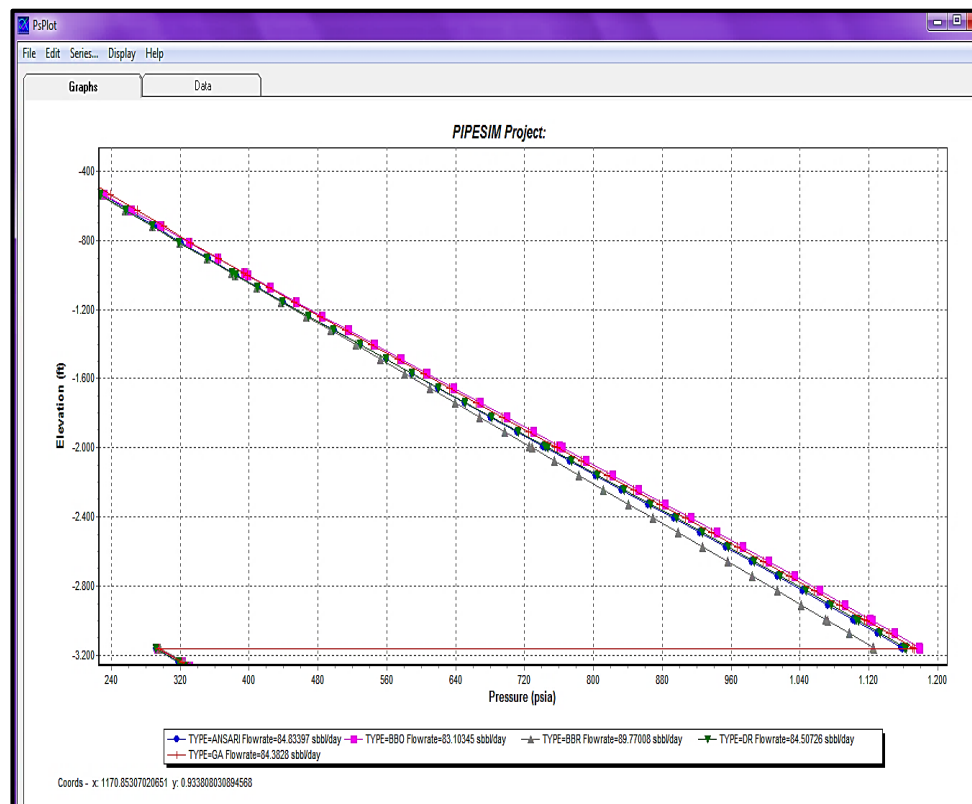
Fuente: PIPESIM 2011

6.3.2 Reproducción de las condiciones operacionales actuales

6.3.2.1 Ajuste de la correlación de Flujo Multifásico

El simulador contiene la mayoría de las correlaciones de flujo multifásico actuales tanto empíricas como mecanísticas que se trabajan en la industrial de hoy. Se pueden ajustar los datos de los pozos medidos a estas correlaciones con el fin de seleccionar la correlación más apropiada para el análisis; para ajustar la correlación se ingresa al menú configuración/correlación de flujo multifásico y se seleccionan las correlaciones que se crean pueden ajustar al modelo en este caso la correlación que más se ajustó al modelo fue **Beggs and Brill Revised** para flujo multifásico vertical y **Baker Jardine Revised** para flujo Horizontal.

Figura 62. Perfil de sensibilidad de Correlaciones de Flujo



Fuente: PIPESIM 2011

Figura 63. Reporte de Datos sensibilizados de Correlaciones de Flujo

	Pressure (psia)	Elevation (ft)	Pressure (psia)	Elevation (ft)	Pressure (psia)	Elevation (ft)	Pressure (psia)	Elevation (ft)	Pressure (psia)	Elevation (ft)	K	L	M	N	O	P	Q
1	TYPE=ANS	TYPE=ANS	TYPE=BBO	TYPE=BBO	TYPE=BBR	TYPE=BBR	TYPE=DR F	TYPE=DR F	TYPE=GA F	TYPE=GA F							
3	1,376.0001	-4,928.33	1,376.0001	-4,928.33	1,376.0001	-4,928.33	1,376.0001	-4,928.33	1,376.0001	-4,928.33							
4	934.8678	-4,928.33	945.9741	-4,928.33	902.4316	-4,928.33	936.9747	-4,928.33	937.7761	-4,928.33							
5	934.8678	-4,928.33	945.9741	-4,928.33	902.4316	-4,928.33	936.9747	-4,928.33	937.7761	-4,928.33							
6	916.9682	-4,879.33	928.0529	-4,879.33	885.5267	-4,879.33	919.0826	-4,879.33	919.8973	-4,879.33							
7	899.0625	-4,830.34	910.1208	-4,830.34	868.6954	-4,830.34	901.1827	-4,830.34	902.0119	-4,830.34							
8	868.346	-4,746.35	879.347	-4,746.35	840.0156	-4,746.35	870.4726	-4,746.35	871.3294	-4,746.35							
9	837.6102	-4,662.36	848.5386	-4,662.36	811.4108	-4,662.36	839.7386	-4,662.36	840.6272	-4,662.36							
10	807.2245	-4,579.37	818.0651	-4,579.37	783.122	-4,579.37	809.3506	-4,579.37	810.2747	-4,579.37							
11	776.4627	-4,495.39	787.1973	-4,495.39	754.4724	-4,495.39	778.5819	-4,495.39	779.5467	-4,495.39							
12	746.0518	-4,412.4	756.6633	-4,412.4	726.1381	-4,412.4	748.1599	-4,412.4	749.1696	-4,412.4							
13	715.2717	-4,328.43	725.7388	-4,328.43	697.4466	-4,328.43	717.3637	-4,328.43	718.4242	-4,328.43							
14	691.4451	-4,263.4457	701.7857	-4,263.4457	675.227	-4,263.4457	693.5212	-4,263.4457	694.6249	-4,263.4457							
15	684.8462	-4,245.45	695.1493	-4,245.45	668.0715	-4,245.45	686.9173	-4,245.45	688.0336	-4,245.45							
16	654.0511	-4,161.48	664.1649	-4,161.48	640.3354	-4,161.48	656.0969	-4,161.48	657.2746	-4,161.48							
17	623.6108	-4,078.49	633.5124	-4,078.49	611.9122	-4,078.49	625.6239	-4,078.49	626.8709	-4,078.49							
18	592.7978	-3,994.49	602.4566	-3,994.49	583.1205	-3,994.49	594.7728	-3,994.49	596.0958	-3,994.49							
19	562.3557	-3,911.5	571.7442	-3,911.5	554.6525	-3,911.5	564.2864	-3,911.5	565.6923	-3,911.5							
20	531.5541	-3,827.52	540.6351	-3,827.52	525.8221	-3,827.52	533.4329	-3,827.52	534.931	-3,827.52							
21	500.7671	-3,743.56	509.5026	-3,743.56	496.9756	-3,743.56	502.5861	-3,743.56	504.1857	-3,743.56							
22	470.3685	-3,660.6	478.7107	-3,660.6	468.45	-3,660.6	472.11	-3,660.6	473.8197	-3,660.6							
23	439.6003	-3,576.64	447.5169	-3,576.64	438.5574	-3,576.64	441.274	-3,576.64	443.1064	-3,576.64							
24	408.6685	-3,492.66	416.2847	-3,492.66	410.6347	-3,492.66	410.4438	-3,492.66	412.4114	-3,492.66							
25	378.5102	-3,409.67	386.3901	-3,409.67	382.03	-3,409.67	379.9968	-3,409.67	382.1112	-3,409.67							
26	347.6374	-3,325.68	354.0822	-3,325.68	353.0572	-3,325.68	349.2119	-3,325.68	351.4895	-3,325.68							
27	325.2293	-3,263.68	330.9686	-3,263.68	331.6549	-3,263.68	326.5119	-3,263.68	328.9204	-3,263.68							
28	317.935	-3,241.68	322.8341	-3,241.68	324.1161	-3,241.68	319.0191	-3,241.68	321.6074	-3,241.68							
29	291.92	-3,162.6895	293.6223	-3,162.6895	297.0467	-3,162.6895	292.2947	-3,162.6895	295.5509	-3,162.6895							
30	1,158.9542	-3,162.6895	1,179.3126	-3,162.6895	1,125.9798	-3,162.6895	1,162.9407	-3,162.6895	1,172.1803	-3,162.6895							
31	1,157.6397	-3,158.69	1,177.9936	-3,158.69	1,124.6983	-3,158.69	1,161.6275	-3,158.69	1,170.8687	-3,158.69							

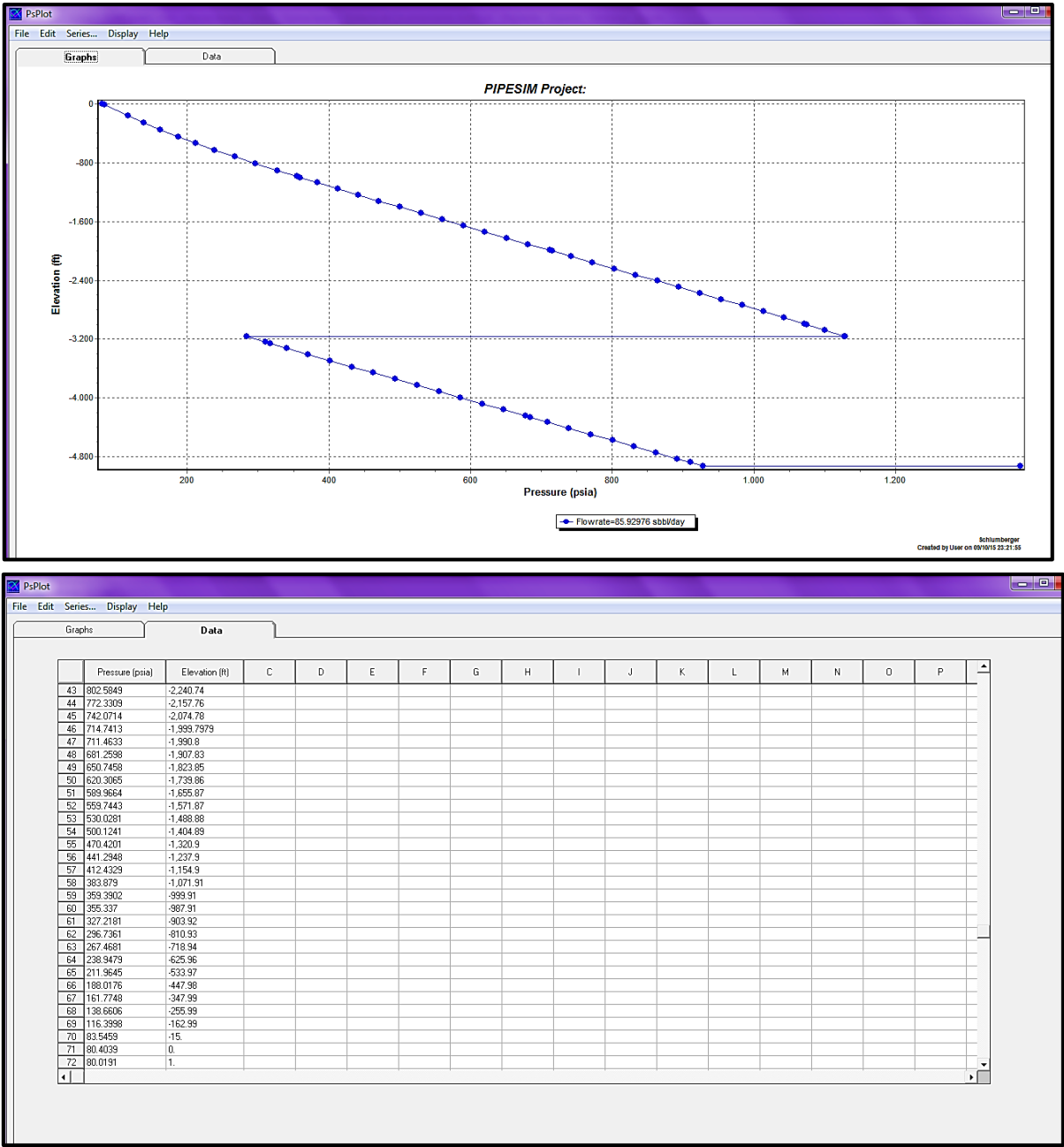
Fuente: PIPESIM 2011

6.3.2.2 Ajuste del Sistema de Levantamiento Artificial

La información suministrada, fue cargada al software, incluyendo todos los datos de la bomba utilizada (Fabricante, modelo de la bomba, Velocidad de operación, Intake, Eficiencia de separador, Factor de carga, RPM y Presión de Entrada), con lo que se buscó ajustar la presión de Entrada de la bomba y la presión en cabeza de pozo, con el fin de obtener mediante este ajuste el caudal esperado. Es posible con este ajuste determinar el factor de carga que está manejando la bomba como único criterio de ajuste.

Se puede observar en las figuras 65 y 66, el ajuste con los siguientes parámetros; la THP real es el parámetro de entrada al simulador con la cual busca comparar el Caudal producido con el Caudal Real medido en campo; todo esto modificando el factor de carga de la bomba, siendo el único parámetro de ajuste.

Figura 64.Reproducción de las condiciones operacionales actuales BON-57



Fuente: PIPESIM 2011

Figura 65. Ajuste del Caudal de líquido Real y Simulado

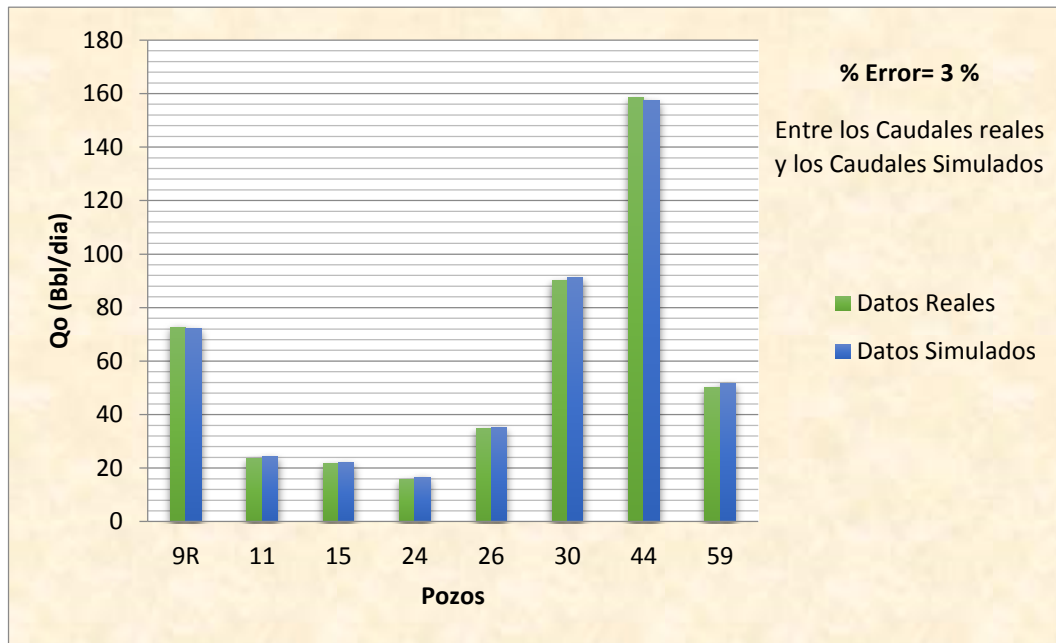
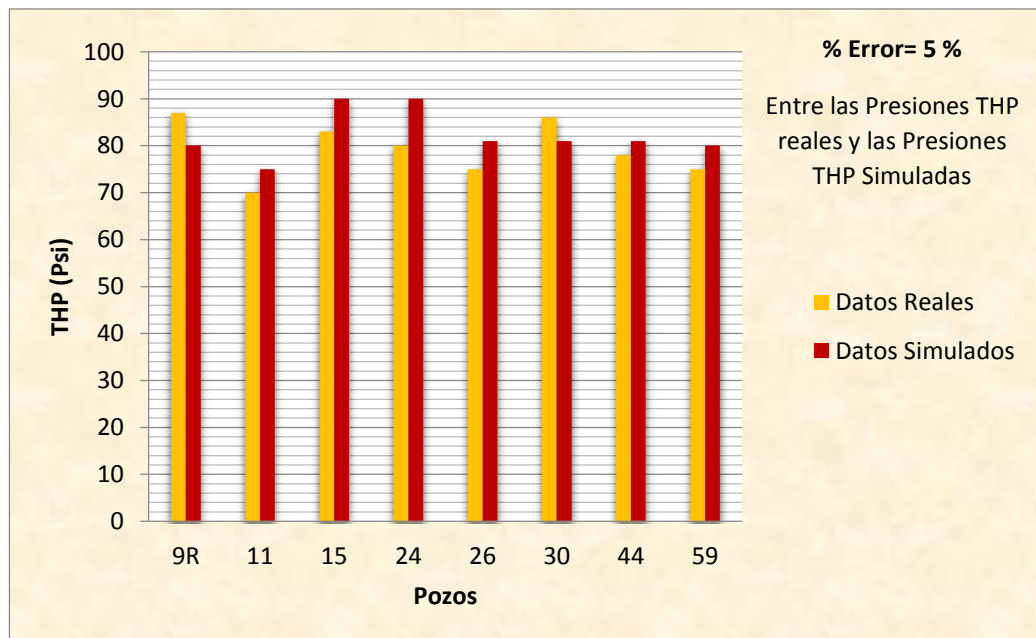


Figura 66. Ajuste de la Presión en cabeza Real y Simulada



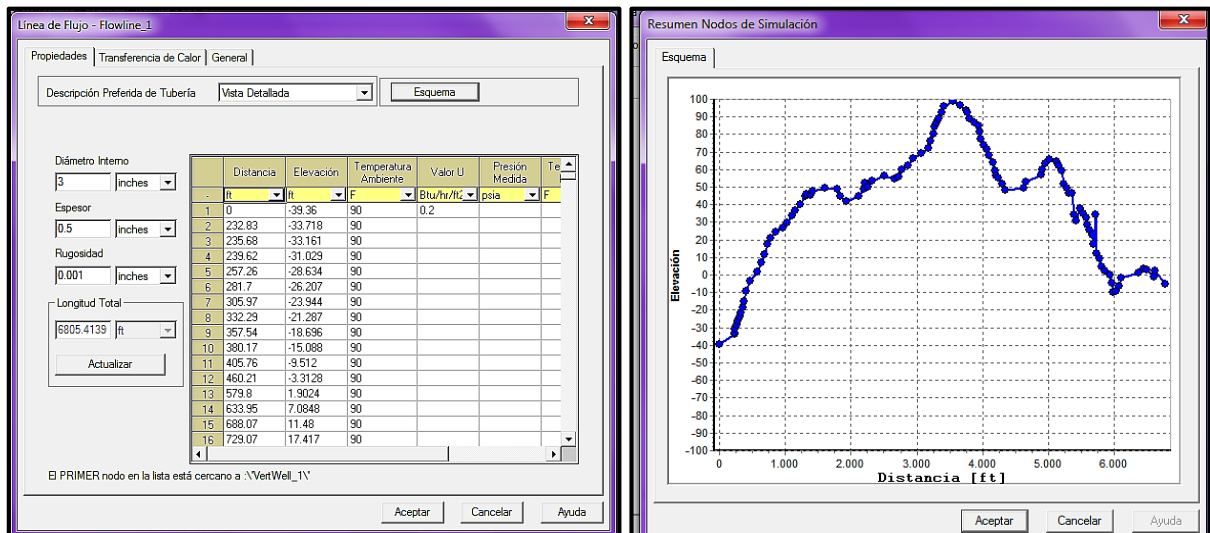
6.3.3 Modelo de superficie

6.3.3.1 Datos de las líneas de flujo

Para el ingreso de datos de líneas de flujo es necesario contar con datos de distancias horizontales, la elevación a la que se encuentra ubicada (ya que en algunos casos pueden estar enterradas), el diámetro interno, su espesor y la temperatura a la que se encuentra.

El perfil geotérmico de la línea también puede ser ingresado esto con el fin de tener en cuenta las pérdidas de calor que se pueden generar por la exposición al medio ya sea cuando se encuentra en el aire o enterradas. Es posible definir una presión o caudal de llegada para poder analizar de una mejor manera como afectan las modificaciones realizadas y tener un punto final para el análisis nodal. Un ejemplo de los datos de las líneas es el **BON-32**.

Figura 67 Datos de las Líneas de Flujo y Perfil de Elevación



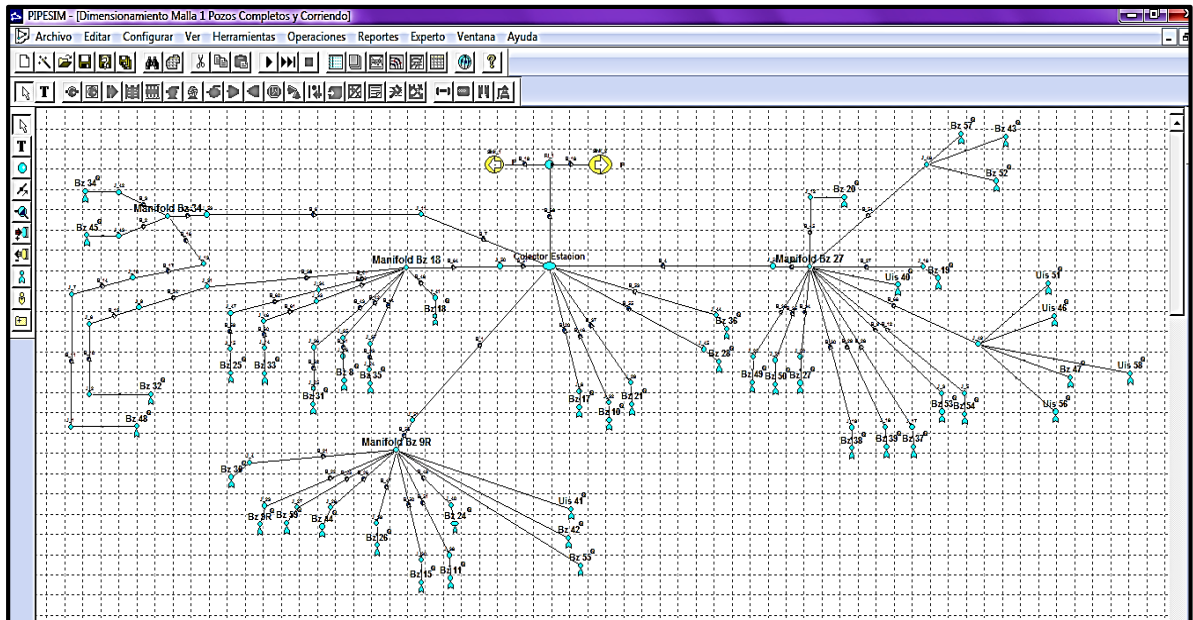
Fuente: PIPESIM 2011

6.3.3.2 Ajuste del Sistema de Recolección

En este modelo se carga la data correspondiente a las líneas de flujo. El ajuste de la red se logró contando con las presiones en los puntos críticos del sistema como los son en cabeza de pozo, colectores y múltiples. Para esto fue necesario ajustar dicha red con datos reales del campo como lo son los perfiles de temperatura del sistema, las correlaciones de flujo multifásico utilizadas y debidamente ajustadas anteriormente, la presión en cabeza, entre otros. Este ajuste se logró cuando la

presión simulada por el software, arrojo datos muy similares a la presión en tiempo real del sistema. Dicho ajuste también fue realizado llevando el fluido hasta la estación del campo con el fin de reproducir el comportamiento actual del sistema de recolección y así obtener una optimización real de la producción del campo, el cual será objeto de estudio más adelante.

Figura 68. Sistema de Recolección Campo Bonanza



Fuente: PIPESIM 2011

Una vez logrado el ajuste y reproducidas las condiciones operacionales actuales de cada pozo se procedió a:

- ✓ Identificar las limitaciones hidráulicas presentes en la red de recolección.
 - Cambio de diámetro de tubería en las líneas de superficie
- ✓ Determinar oportunidades de optimización.
 - Sensibilización de los cañoneos y aumento de la velocidad de operación de la bomba de cavidades progresivas.

6.4 EVALUACIÓN Y ANALISIS DE RESULTADOS

6.4.1 IDENTIFICACION DE LAS LIMITACIONES HIDRAULICAS EN LA RED DE RECOLECCIÓN.

Los criterios que rigen la identificación de las limitaciones hidráulicas del sistema de recolección actual están basados en el Manual de Ingeniería de Diseño (MID),

NORMA API RP 14E, los criterios más importantes son:

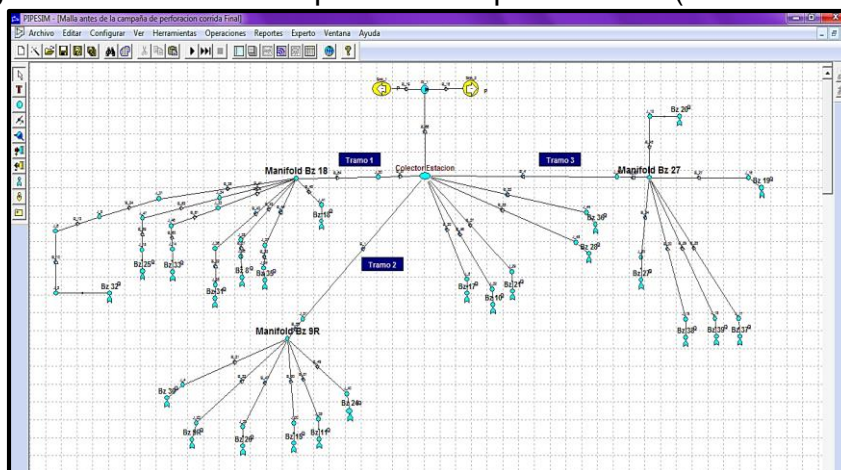
- ✓ Velocidad de la mezcla bifásica menor que el 65% de la velocidad de erosión, esto con el fin de evitar la erosión y el desgaste interno de la tubería.
- ✓ Para el gradiente de presión por fricción en los tramos de tubería se recomienda una caída de presión no mayor de 1 psi cada 100 ft.
- ✓ Evitar en lo posible el régimen de flujo tipo tapón debido a que puede producir pulsaciones y vibraciones en tuberías, codos, válvulas y otros accesorios este patrón de flujo se presenta en velocidades de mezcla muy altas por lo que favorece también la erosión interna de la tubería.

Para el cumplimiento de este objetivo se evaluaron dos escenarios, el sistema anterior presentado en la figura 69, y el sistema actual con los 21 pozos nuevos presentado en la figura 71. Presentándose el resumen de las simulaciones para cada escenario. Posteriormente se llevó a cabo la comparación y Análisis de cada parámetro evaluado, versus los criterios establecidos para determinar limitaciones hidráulicas.

✓ Escenario No 1: Caso Base

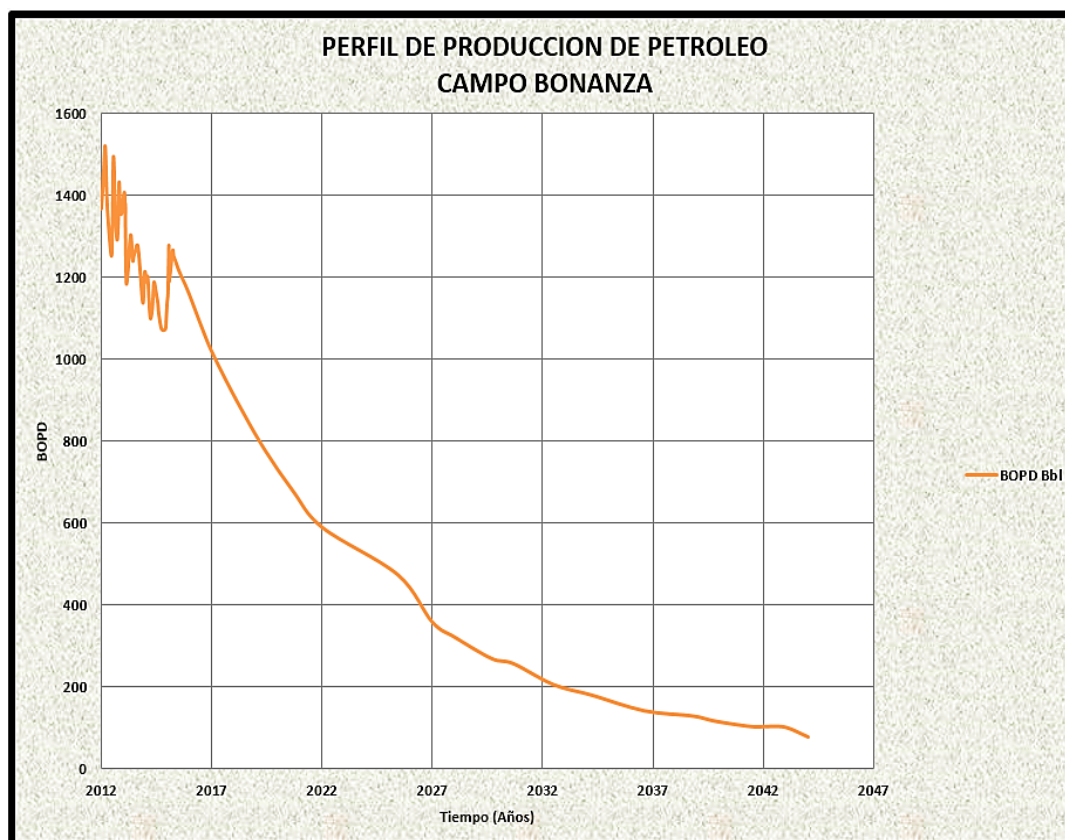
En este escenario se analizan las condiciones operaciones a las cuales se encuentra el campo antes de la campaña de perforación 2015, en el cual se encuentran 24 pozos productores, de ellos 21 pozos con sistema de levantamiento artificial por cavidades progresivas (PCP) y 3 pozos con sistema de levantamiento artificial por Bombeo Mecánico (BM). Para dicho escenario se procedió a realizar la corrida en el software PIPESIM 2011 en busca de posibles limitaciones presentes en el sistema. La figura 70 muestra el perfil de producción del campo sin incorporar los nuevos pozos de la campaña 2015.

Figura 69. Modelo de Superficie Campo Bonanza (Sin Pozos Nuevos)



Fuente: PIPESIM 2011

Figura 70. Perfil de Producción del campo sin los Nuevos Pozos



Fuente: Ecopetrol S.A. (Modificado por los Autores)

A continuación se presenta el resumen de la simulación del sistema de recolección, donde se muestra el caudal (Q_o en BPD, Q_w en BWD y Q_g en millones de pie cúbicos actuales por día), longitud, caída de presión, velocidad de la mezcla, velocidad de erosión límite y régimen de flujo; por Líneas Principales (TRAMOS).

Tabla 22. Resumen de la Simulación Tramos Principales “Sistema Actual”

LINEA	CAUDAL (BBL-MMSCD)	LONGITUD (FT)	DIAMETRO (IN)	CAIDA PRESIÓN (PSIA)	Gradiente P/100 FT		Ve. mezcla (FT/SEG)		VE. DE EROSIÓN (FT/SEG)	REGIMEN DE FLUJO
					Límite	Actual	Actual	Límite 0,65* Verosión		
Tramo 1	$Q_o = 251$	3827,8	6	29,5	< 1	0,22	4,25	29,705	45,7	STRAT. SMOOTH
	$Q_g = 0,33$									
	$Q_w = 0$									
Tramo 2	$Q_o = 236,38$	2024,1	6	22,8	< 1	0,17	5,2	26,715	41,1	STRAT. SMOOTH
	$Q_g = 0,27$									
	$Q_w = 15,12$									
Tramo 3	$Q_o = 275,08$	3164,7	6	41,2	< 1	0,018	4,5	14,625	22,5	STRAT. SMOOTH
	$Q_g = 0,07$									
	$Q_w = 23,92$									

Observando los resultados obtenidos en la tabla 22, para la identificación de las limitaciones hidráulicas del sistema de recolección antes de la incorporación de los pozos nuevos, la velocidad de la mezcla no sobrepasa el límite de velocidad de erosión permitido lo que nos indica que el sistema no contiene limitantes hasta el momento.

El régimen de flujo presente en los tramos de tubería es estratificado suave lo cual tampoco representa un limitante, debido a que se considera que el flujo tipo tapón o *slug* que se presenta en velocidades de mezcla mucho mayores que las encontradas es el que se debe evitar en el sistema de recolección.

Sin embargo se debe tener en cuenta que el flujo estratificado suave se caracteriza porque ocurre a velocidades de flujo relativamente bajas donde el líquido se desplaza por el fondo de la tubería y el gas en el tope de la misma, donde permanece constante la fracción ocupada por cada fase, lo cual favorece la formación de bolsas de líquido y deposición de sedimentos donde la topografía del terreno lo pueda permitir lo que provocará un aumento en la velocidad de corrosión interna en las tuberías e incluso taponamiento de la tubería por deposición de sólidos por lo que se tendrá que aplicar o acentuar los mecanismos para mitigar este fenómeno.

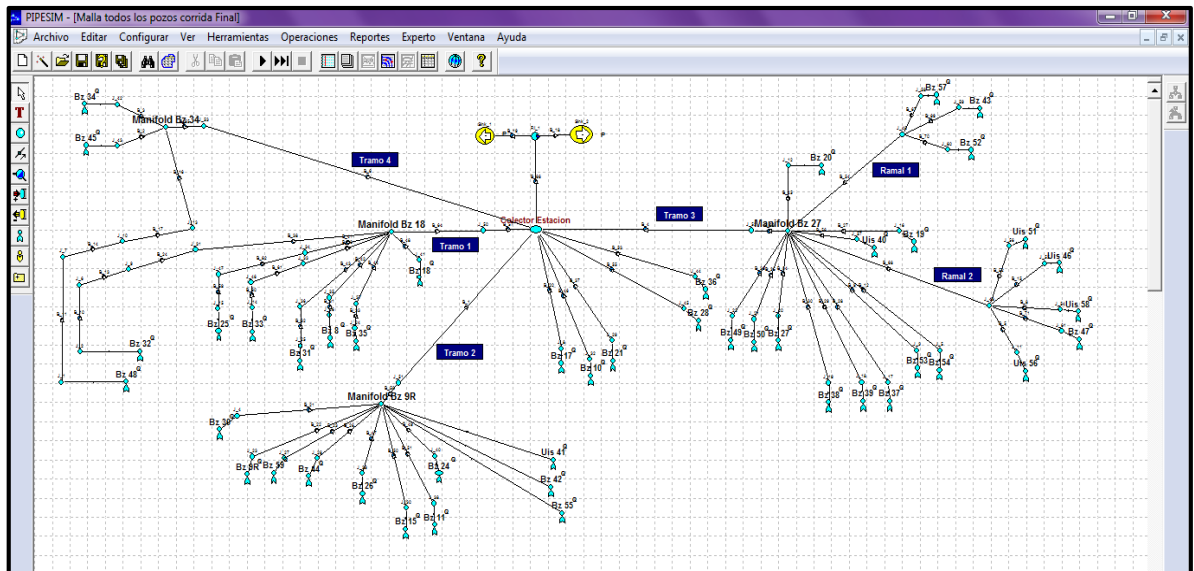
Escenario No 2: Evaluación de la campaña de perforación.

En este escenario se analizan las condiciones operaciones a las cuales se encuentra el campo con la incorporación de los 21 pozos de la campaña de perforación 2015, en el cual se encuentran 45 pozos productores, de ellos, 36 pozos con sistema de levantamiento artificial por cavidades progresivas (PCP), 3 pozos con sistema de levantamiento artificial por Bombeo Mecánico (BM) y 6 pozos de flujo natural. Para dicho escenario se procedió a realizar la corrida en el software PIPESIM 2011 en busca de posibles limitaciones presentes en el sistema; debido a la producción incremental asociada a los nuevos pozos que será transportada por las líneas de flujo existentes.

La figura 72 se muestra el Incremento de la producción del campo con la incorporación de los nuevos pozos de la campaña 2015.

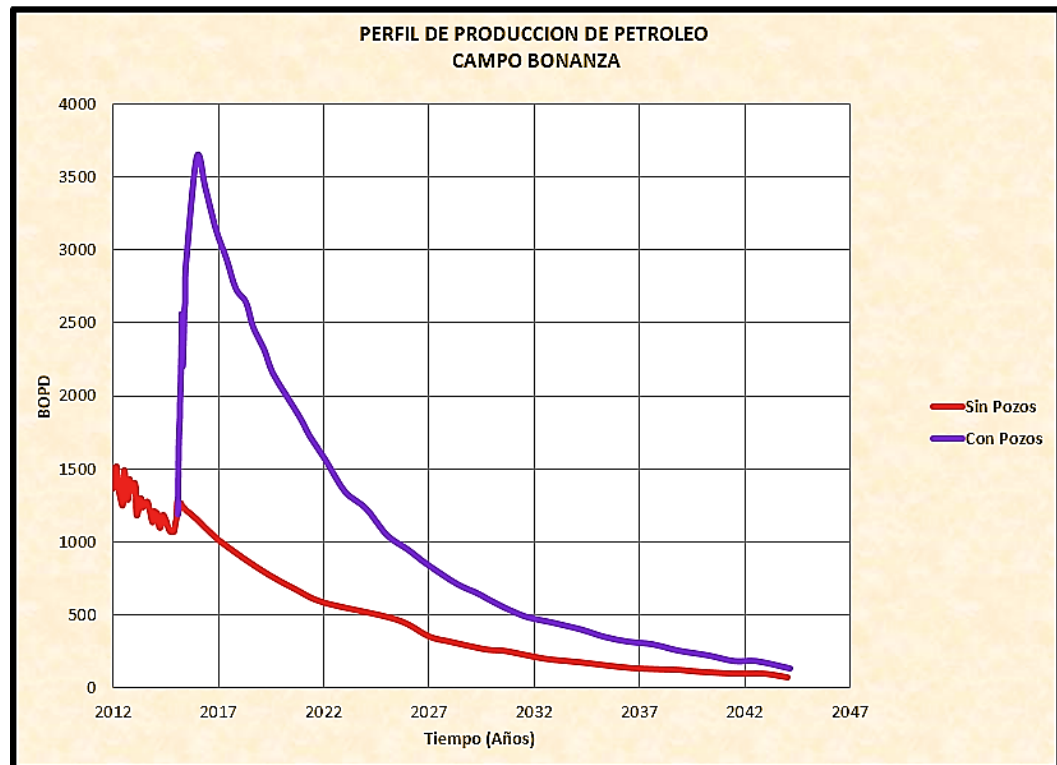
En la tabla 23, se observa que todos los tramos presentan caídas de presión por cada 100 pies de tubería, por debajo de la recomendada 1psi/ 100 pies de tubería, exceptuando el tramo 2 y tramo 3, donde en su sección de 2024.1 (ft) de diámetro de 6 (in) y tramo 3 con una longitud de 3164.7 (ft) de diámetro de 6 (in) respectivamente, la caída de presión es de 1.51 psi/100 pies y 2.51 psi/100 pies. Es importante señalar que estos tramos presentan limitantes hidráulicas debido a la adición de los pozos nuevos.

Figura 71. Modelo de superficie Campo Bonanza (Con Pozos Nuevos)



Fuente: PIPESIM 2011

Figura 72. Perfil de Producción del campo con los Nuevos Pozos (Incremental de Producción)



Fuente: Ecopetrol S.A (Modificado por los Autores)

Tabla 23. Resumen de simulación Campo Bonanza con Pozos Nuevos

LINEA	CAUDAL (BBL-MMSCD)	LONGITUD (FT)	DIAMETRO (IN)	CAIDA PRESIÓN (PSIA)	Gradiente P/100 FT		Ve. mezcla (FT/SEG)		VE. DE EROSIÓN (FT/SEG)	REGIMEN DE FLUJO
					Limite	Actual	Actual	Limite 0,65* Verosión		
Tramo 1	Qo= 251	3827,8	6	29,5	< 1	0,21	4,1	28,86	44,4	STRAT. SMOOTH
	Qg= 0,33									
	Qw= 0									
Tramo 2	Qo= 911,82	2024,1	6	27	< 1	1,51	10,8	31,655	48,7	STRAT. SMOOTH
	Qg= 1,62									
	Qw= 90,18									
Tramo 3	Qo= 1772,2	3164,7	6	100	< 1	2,51	23,8	38,35	59	INTERMITENTE
	Qg= 4,4									
	Qw= 54,81									
Tramo 4	Qo= 167,2	6422,63	6	49,3	< 1	0,04	4,2	29,25	45	STRAT. SMOOTH
	Qg= 0,24									
	Qw= 8,8									
Ramal 1	Qo= 247,42	3188	4	42	< 1	0,15	5	15,405	23,7	STRAT. SMOOTH
	Qg= 0,34									
	Qw= 30,58									
Ramal 2	Qo= 459	3101	4	26,82	< 1	0,7	6,8	22,685	34,9	STRAT. SMOOTH
	Qg= 1,46									
	Qw= 0									

En la tabla 23, se observa que algunos de los tramos presentan caídas de presión por cada 100 pies de tubería, por debajo de la recomendada 1psi/ 100 pies de tubería, exceptuando el tramo 2 y tramo 3, donde en su sección de 2024.1 (ft) de diámetro de 6 (in) y tramo 3 con una longitud de 3164.7 (ft) de diámetro de 6 (in) respectivamente, la caída de presión es de 1.51 psi/100 pies y 2.51 psi/100 pies. Es importante señalar que estos tramos presentan limitantes hidráulicas debido a la adición de los pozos nuevos.

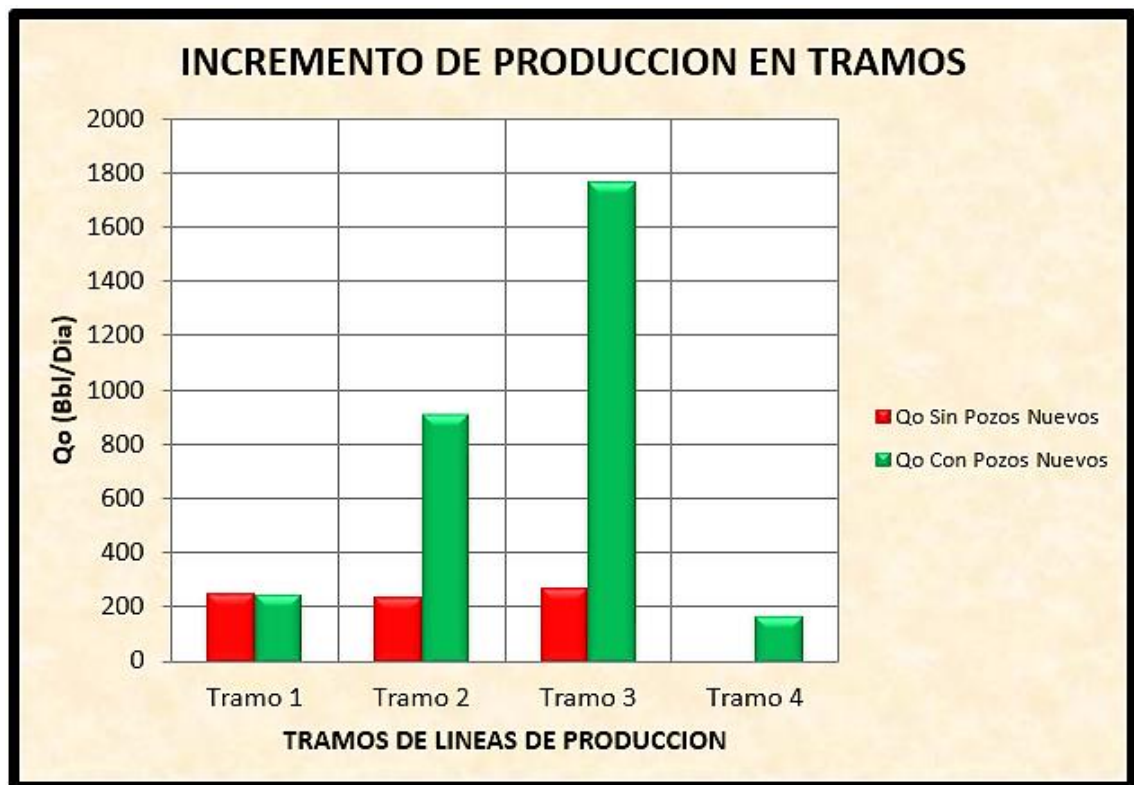
Con respecto a las velocidades de erosión se observa que agregando al sistema, la producción de los nuevos pozos, la velocidad en cada una de los tramos y ramadas no sobrepasa la velocidad de erosión límite, lo que demuestra que todas estas líneas tienen la capacidad para recibir y transportar mayor volumen.

A continuación se hace una comparación entre los caudales de aceites producidos en Campo Bonanza por tramos antes y después de la campaña de perforación. Ver la tabla 24 y figura 73, en ellas se puede observar que la incorporación de estos 21 pozos nuevos aporta un aumento en la producción bastante significativo.

Tabla 24 Comparación de Caudal de Producción de aceite en el campo

	Qo Sin Pozos Nuevos (Bbl/Día)	Qo Con Pozos Nuevos (Bbl/Día)	Incremental (Bbl/Día)
Tramo 1	251	251	0
Tramo 2	236	911,82	676
Tramo 3	275	1772	1497
Tramo 4	0	176	176

Figura 73. Comparación del caudal de aceite Producido (Qo) Campo Bonanza



Para analizar los niveles de contrapresión mínimos para que puedan fluir los pozos ya existente y nuevos, se realizaron las siguientes tablas 25 y 26, donde se muestra la nueva presión de los tramos 2 y 3 al incorporar la producción de los nuevos pozos; para poder fluir hasta la estación, comparándose la presión de cabeza de los mismos para establecer una limitante, puesto que al aumentar los barriles de fluidos transportados por el sistema de recolección, la presión en la línea de los pozos existentes aumenta, generando una contra presión en la cara del choque del pozo, que al ser mayor que la presión en cabeza restringiría la capacidad de aporte del mismo hasta el cabezal, es decir que estaría limitando la producción del pozo.

Como se puede observar en las figuras 74 y 75, existen varios pozos donde la presión de la línea al momento de incorporar producción de los nuevos pozos, se hace igual o mayor que la presión con que el fluido llega a la cabeza, por lo que, esos pozos veían restringida su producción, debido a que necesitarían mayor presión en la cara del choque del pozo para poder fluir hasta la estación, esta condición es consecuencia del cuello de botella que se forma.

Tabla 25. Presión de la línea de pozos ya existentes (Tramo 2) con la incorporación de 5 pozos nuevos

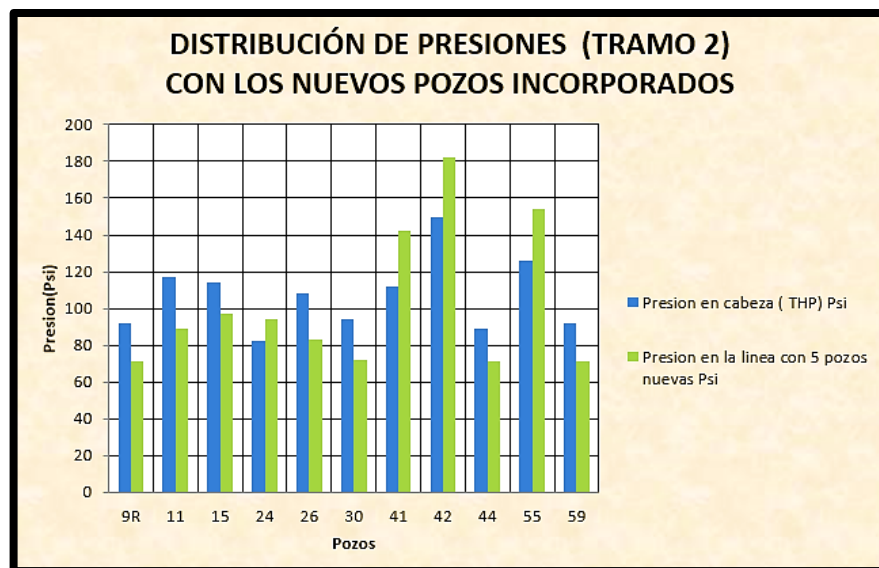


Figura 74. Distribución de presiones Tramo 2

Pozo	Presion en cabeza (THP)	Presion en la linea con 5 pozos nuevas
#	Psi	Psi
9R	92	71
11	117	89
15	114	97
24	82	94
26	108	83
30	94	72
41	112	142
42	150	182
44	89	71
55	126	154
59	92	71

Tabla 26. Presión de la línea de pozos ya existentes (Tramo 3) con la incorporación de 13 pozos nuevos

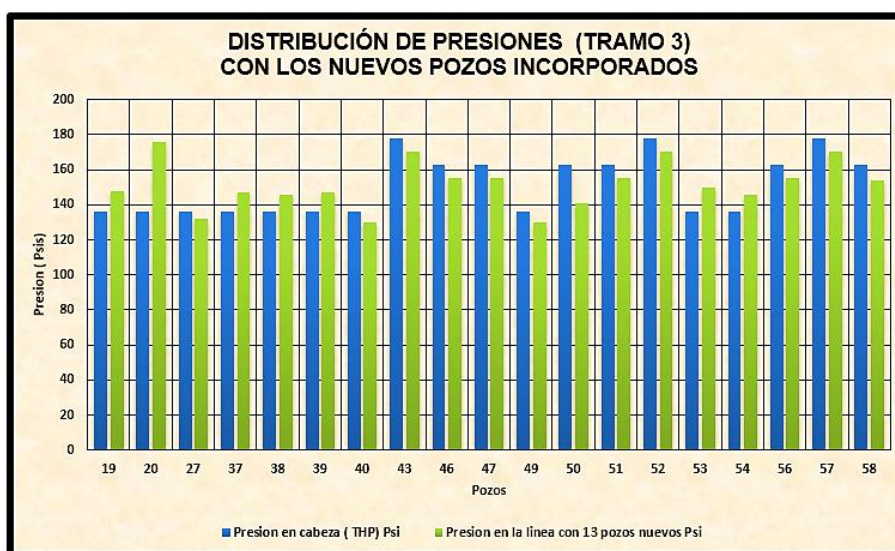


Figura 75. Distribución de presiones Tramo 3

Pozo	Presion en cabeza (THP)	Presion en la linea con 13 pozos nuevos
#	Psi	Psi
19	136	148
20	136	176
27	136	132
37	136	147
38	136	146
39	136	147
40	136	130
43	178	170
46	163	155
47	163	155
49	136	130
50	163	141
51	163	155
52	178	170
53	136	150
54	136	146
56	163	155
57	178	170
58	163	154

6.4.2 SELECCIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA MÍNIMA REQUERIDA PARA LA RECOLECCIÓN Y MANEJO DE MANERA EFICIENTE DE LA PRODUCCIÓN ASOCIADA A LOS NUEVOS POZOS.

Una vez identificadas las limitaciones hidráulicas al momento de anexar futuras producciones en el sistemas de recolección de crudo en el campo Bonanza, se hace necesario seleccionar la infraestructura mínima requerida para el manejo de manera eficiente de la producción asociada a los nuevos pozos.

Se simularon y evaluaron diferentes arreglos de tuberías en cuanto a diámetro se refiere, mediante la utilización del simulador PIPESIM 2011, en los tramos de tubería, que presentaron limitaciones identificados anteriormente.

✓ TRAMO No 2

En la tabla 27 se muestra la caída de presión por cada 100 (ft) de flujo, velocidad erosional límite y régimen de flujo que presentaron estos tramos después de realizar las sensibilidades en con el diámetro de la línea en el simulador PIPESIM 2011.

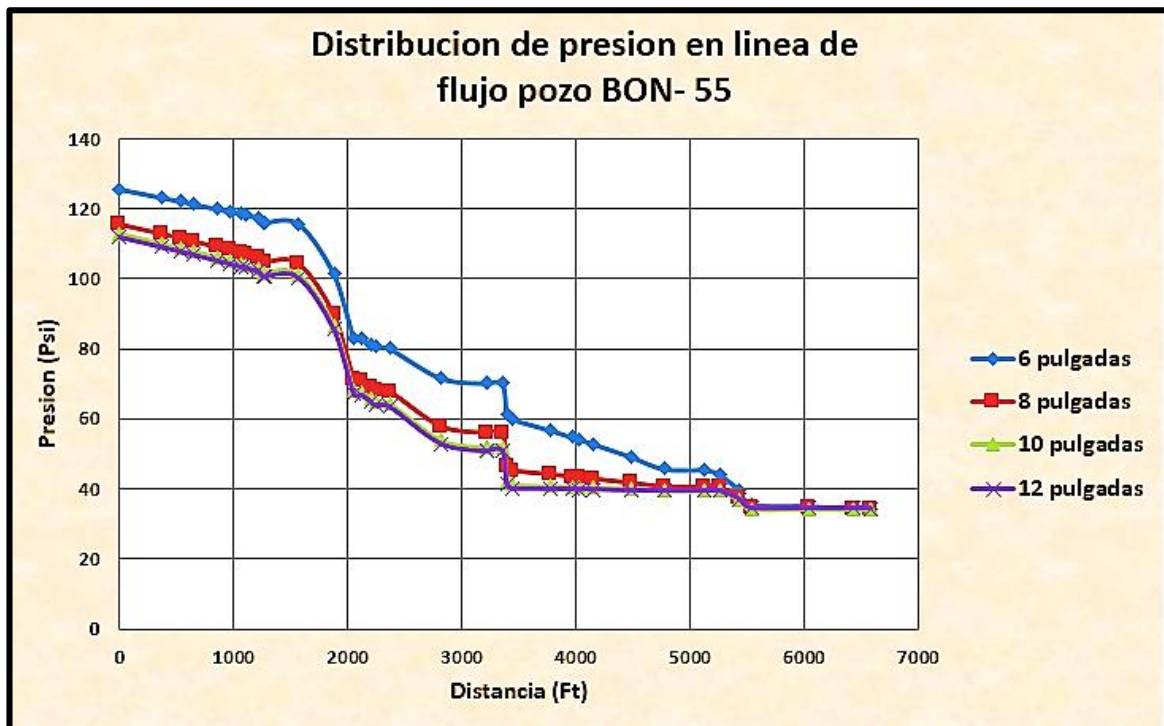
Tabla 27. Resultado de simulación TRAMO No 2, diferentes diámetros de tubería.

LINEA	CAUDAL (BBL- MMSCD)	LONGITUD (FT)	DIAMETRO (IN)	CAIDA PRESIÓN (PSIA)	Gradiente P/100 FT		Ve. mezcla (FT/SEG)		VE. DE EROSIÓN (FT/SEG)	REGIMEN DE FLUJO
					Límite	Actual	Actual	Límite 0,65*		
Tramo 2	Qo= 911,82	2024,1	8	21,7	< 1	0,38	13,1	31,655	48,7	STRAT. SMOOTH
	Qg= 1,62		10	17,6		0,14	9,6	31,655	48,7	STRAT. SMOOTH
	Qw= 90,18		12	16,3		0,061	7,2	31,59	48,6	STRAT. SMOOTH

Para el caso del TRAMO No 2 los diámetros de 8 (in), 10 (in) y 12 (in) cumplen con el criterio de velocidad de la mezcla debido a que esta debe estar por debajo del límite de velocidad erosional recomendado. Además cumplen todos los parámetros de diseño y seguridad, considerando aceptables todas las opciones. Basado en lo anterior y teniendo en cuenta que la tubería de 10 (in) y 12 (in) generan un mayor costo en materiales y mano de obra cuando se desean implementar, la mejor opción técnico-económica es la tubería de 8 (in), dado que su caída de presión por cada 100 pies está por debajo del límite recomendado de 1 psi por cada 100 pies, ayudando así a manejar la producción de una manera eficiente. Esto permite disminuir la presión en la línea de flujo que a su vez ayuda a la disminución de la presión en cabeza de los pozos involucrados, lo cual es bueno para la productividad de estos.

Como ejemplo en la figura 76 se puede observar el cambio de presión en la línea de flujo del pozo BON-55, con los diferentes diámetros de tubería utilizados en las simulaciones para identificar la mejor propuesta técnico-económica en el tramo.

Figura 76. Distribución de Presiones en la línea de flujo BON-55



Para observar el comportamiento de la producción y la presión en cabeza de cada pozo, se comparó y analizó el comportamiento antes y después de realizar los cambios de diámetros en la línea de flujo; a continuación se visualizara en las Figuras 77 y 78 los resultados obtenidos al finalizar las simulaciones. En donde es claro observar que aumentando el diámetro de la línea de flujo a 8 (in) el caudal de aceite en la mayoría de los pozos aumenta, debido a que la presión en la línea disminuye permitiendo operar los pozos con menores presiones de cabeza lo que conlleva a una capacidad de aporte mayor por parte del pozo.

En cuanto a la caída de presión, si existen algunas limitantes pero estas se presentan en su mayoría en líneas que van de cabeza de pozo hasta el *Manifold*. Las pérdidas de presión se deben principalmente a limitaciones en el diámetro de la tubería de 6 (in) que recoge la producción de los pozos asociados al *Manifold*. Los altos caudales de líquido y de gas generan un incremento en la velocidad de la mezcla produciendo elevada fricción en las paredes de la tubería.

Figura 77. Comparación de la Producción con cambio de Diámetro. TRAMO No 2

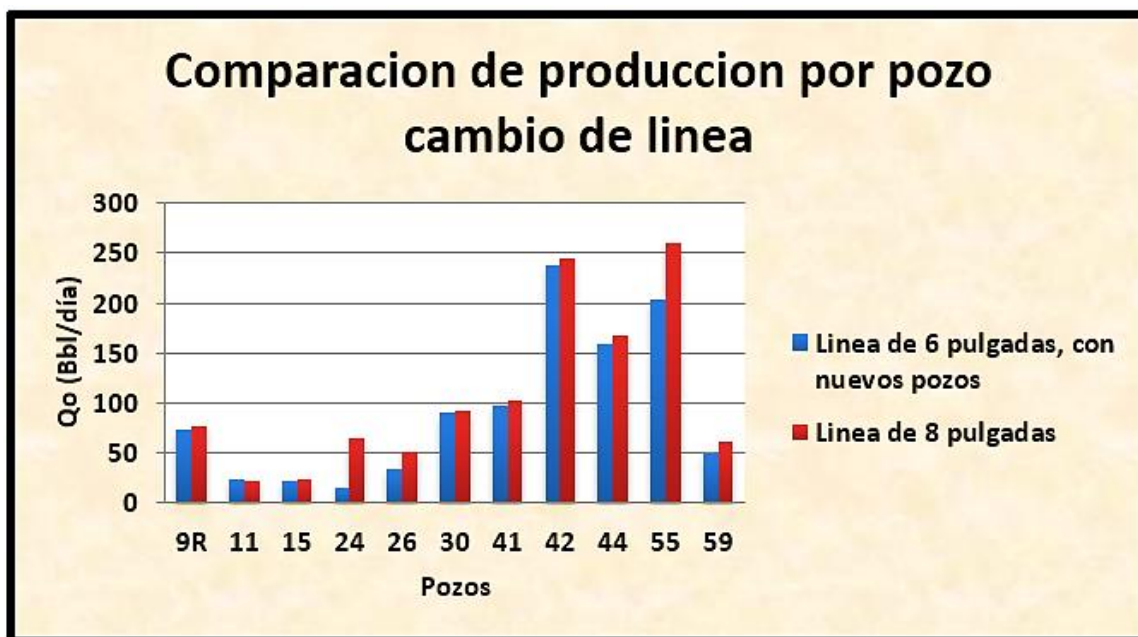
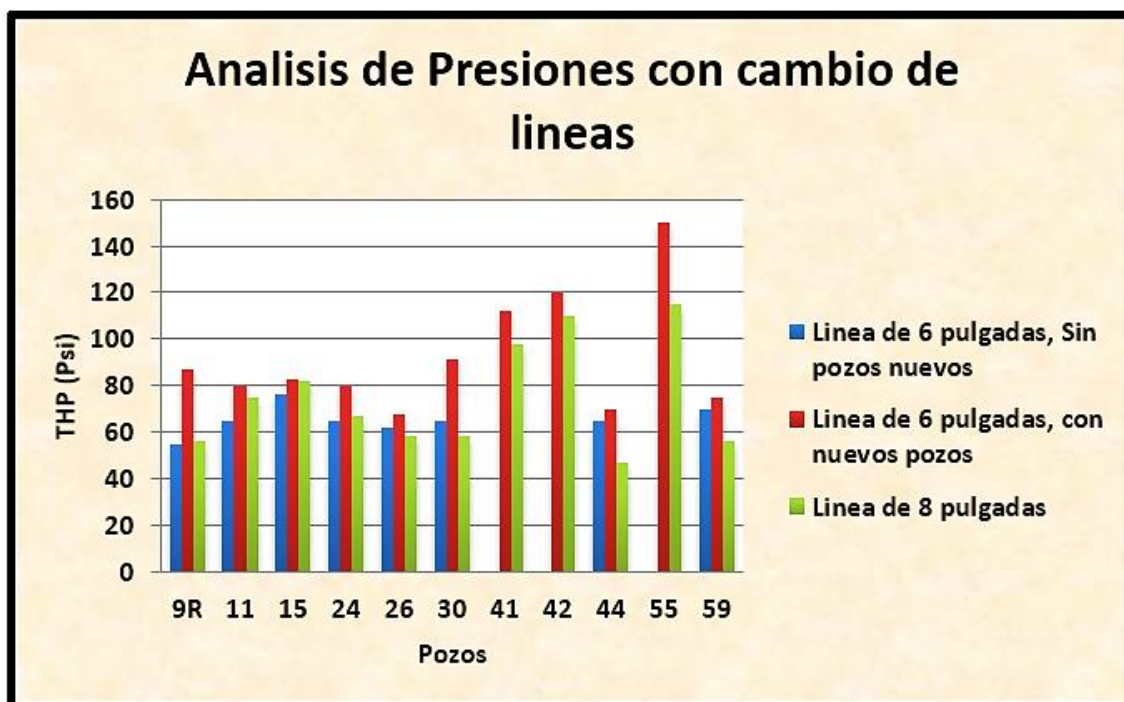


Figura 78. Comparación de presiones con el cambio de Diámetro. TRAMO No 2



✓ TRAMO No 3

En la tabla 28 se muestra la caída de presión por cada 100 (ft) de flujo, velocidad erosional límite y régimen de flujo que presentaron estos tramos después de realizar las sensibilizaciones con el diámetro de la línea de flujo en el simulador.

Tabla 28. Resultado de simulación TRAMO No 3, diferentes diámetros de tubería

LINEA	CAUDAL (BBL- MMSCD)	LONGITUD (FT)	DIAMETRO (IN)	CAIDA PRESIÓN (PSIA)	Gradiente P/100 FT		Ve. mezcla (FT/SEG)		VE. DE EROSIÓN (FT/SEG)	REGIMEN DE FLUJO
					Límite	Actual	Actual	Límite 0,65*		
Tramo 3	Qo= 1772,2	3164,7	8	55,6	< 1	0,89	16,05	38,35	59	STRAT. SMOOTH
	Qg= 4,4		10	40,5		0,36	12,2	38,35	59	STRAT. SMOOTH
	Qw= 54,81		12	35,12		0,16	10	38,35	59	STRAT. SMOOTH

Para el caso del TRAMO No 3 los diámetros de 8 (in), 10 (in) y 12 (in) cumplen con el criterio de velocidad de la mezcla debido a que esta debe estar por debajo del límite de velocidad erosional recomendado. Además cumplen todos los parámetros de diseño y seguridad, considerando aceptables todas las opciones. Basado en lo anterior y teniendo en cuenta que la tubería de 10 (in) y 12 (in) generan un mayor costo en materiales y mano de obra cuando se desean implementar, la mejor opción técnico-económica es la tubería de 8 (in), dado que su caída de presión por cada 100 pies está por debajo del límite recomendado de 1 psi por cada 100 pies, ayudando así a manejar la producción de una manera eficiente. Esto permite disminuir la presión en la línea de flujo que a su vez ayuda a la disminución de la presión en cabeza de los pozos involucrados, lo cual es bueno para la productividad de estos.

Como ejemplo en la figura 79 se puede observar el cambio de presión en la línea de flujo del pozo BON-54, con los diferentes diámetros de tubería utilizados en las simulaciones para identificar la mejor propuesta técnico-económica en el tramo.

Para observar el comportamiento de la producción y la presión en cabeza de cada pozo, se comparó y analizó el comportamiento antes y después de realizar los cambios de diámetros en la línea de flujo; a continuación se visualizara en las Figuras 80 y 81 los resultados obtenidos al finalizar las simulaciones. En donde es claro observar que aumentando el diámetro de la línea de flujo a 8 (in) el caudal de aceite en la mayoría de los pozos aumenta, debido a que la presión en la línea disminuye permitiendo operar los pozos con menores presiones de cabeza lo que conlleva a una capacidad de aporte mayor por parte del pozo.

Figura 79. Distribución de Presiones en la línea de flujo BON-54

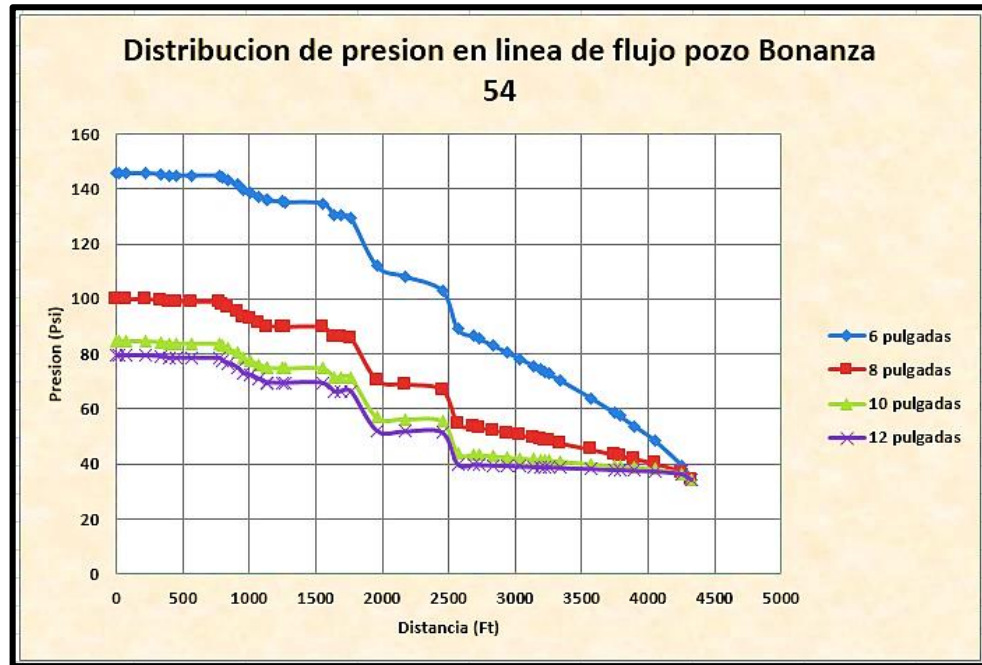


Figura 80. Comparación de la Producción con cambio de Diámetro. TRAMO No 3

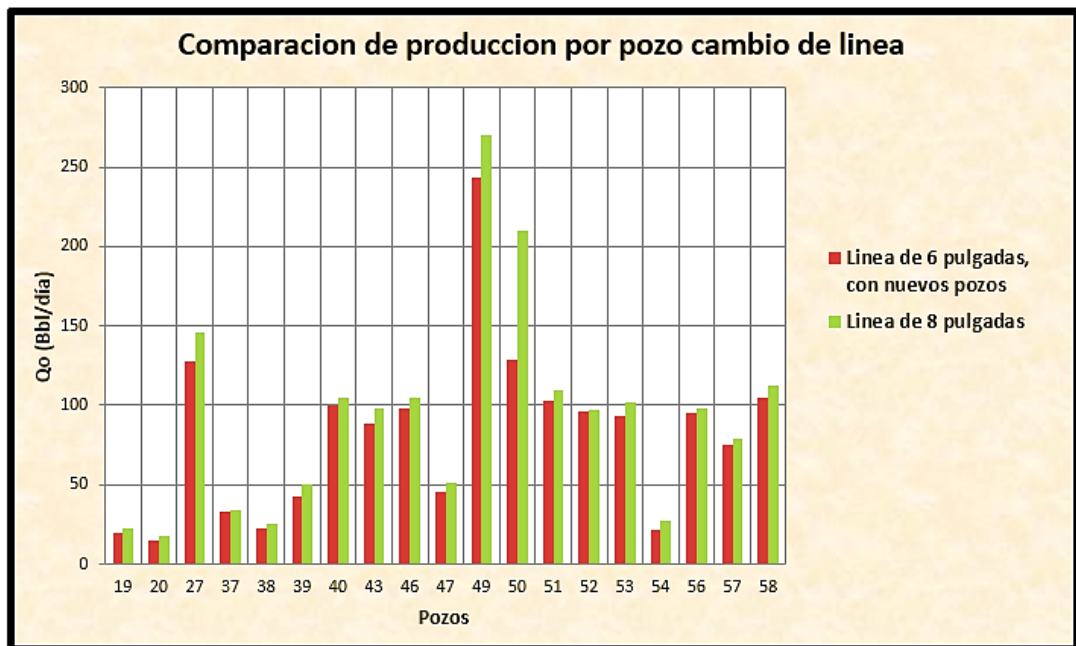
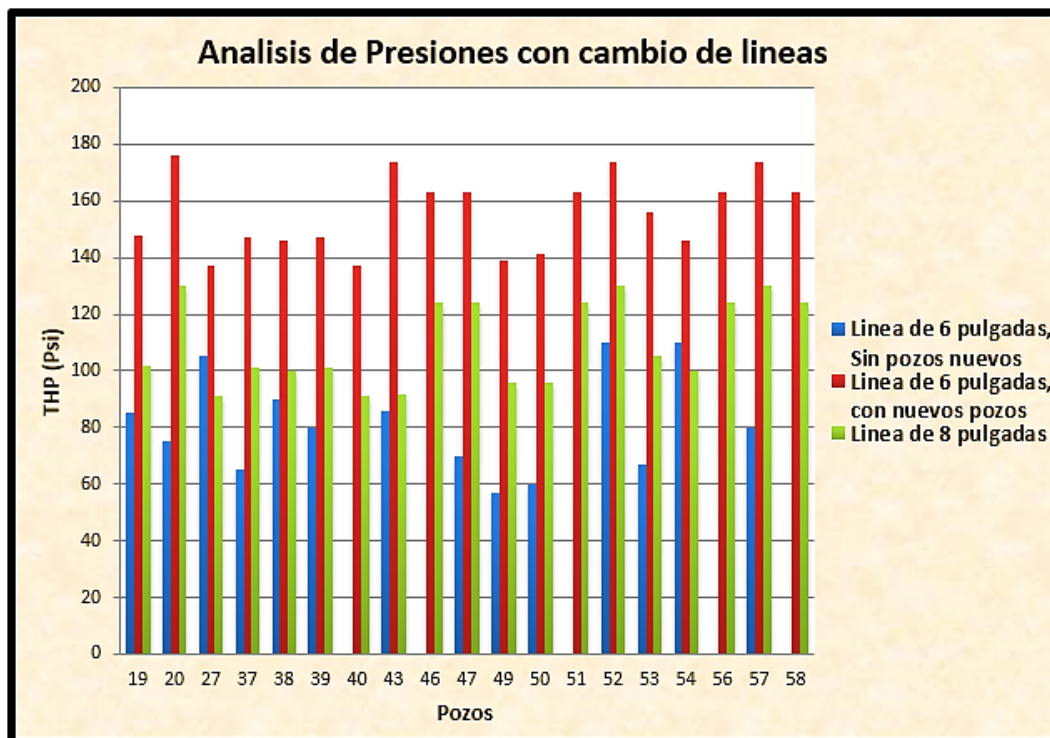


Figura 81. Comparación de presiones con el cambio de Diámetro. TRAMO No 3



6.4.3 INCREMENTO EN LA PRODUCCIÓN POR MEDIO DE LA SENSIBILIZACION EN LOS CAÑONEOS

Escenario No 3: Sensibilización a los Tiros por Pie (TPP) y Revoluciones por minuto (RPM)

A continuación se muestran algunos de los resultados obtenidos en la sensibilización realizada en el simulador PIPESIM 2011 para el campo Bonanza, teniendo como parámetros variables los tiros por pie (TPP) y las revoluciones por minuto (RPM) de cada pozo.

En las tablas y figuras presentadas a continuación se puede observar los parámetros a los cuales se encuentran operando los pozos, así como las propuestas de mejoramiento y los resultados obtenidos por el simulador para cada caso; como ejemplos se muestran los resultados de los pozos BON-19, BON-39, BON-55, BON-57 y en el ANEXO I, se encuentran tabulados los parámetros (TPP y RPM) de todos los pozos del campo incluyendo los de la nueva campaña de perforación, con su respectivo incremental de producción.

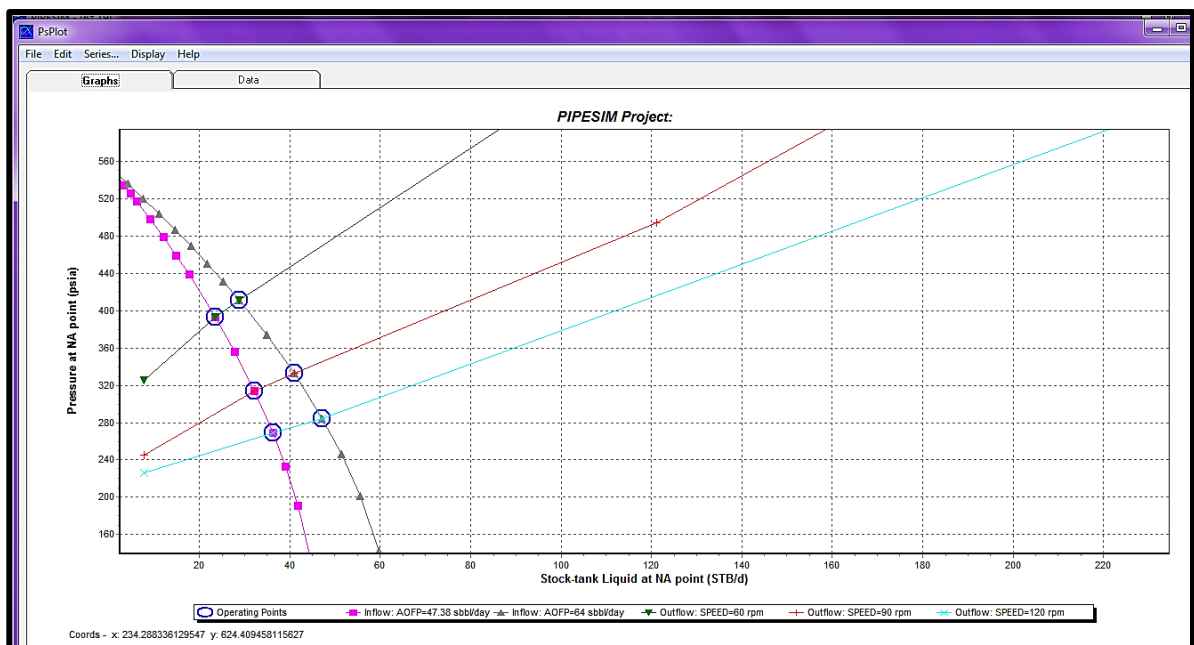
Una vez determinado el caudal incremental de los pozos debido a esta propuesta, se evaluara nuevamente el sistema de recolección del campo para identificar si este cumple con las condiciones técnicas para el transporte del fluido a través de las líneas de flujo, se recomienda que este trabajo sea realizado posterior a la implementación del escenario No 2, para disminuir la incertidumbre de presentar problemas hidráulicos en la red de recolección.

BONANZA 19

Tabla 29. Datos obtenidos del Simulador del pozo BON-19

Simulaciones con el Software Pipesim Pozo Bz 39				
		Parametros	Unidades	Cantidad
■	▼	Caudal Fluido @ 6 SPF y 60 RPM	Bbl/día	23,6
▲	✕	Caudal Fluido @ 12 SPF y 120 RPM	Bbl/día	47,2
		Caudal Fluido Incremental	Bbl/día	23,6

Figura 82. Grafico Inflow y Outflow BON-19



De la tabla 29 y figura 82 se puede evidenciar que al aumentar los tiros por pies de 6 a 12 y las revoluciones por minuto de 60, 90, 120, se obtuvo un incremento en la producción significativo. De la cual se tomó la opción de 12 SPF con 120 RPM obteniendo un incremento de 23.6 Bbl/Día; Siendo la mejor alternativa para este pozo.

BONANZA 39

Tabla 30. Datos obtenidos del Simulador del pozo BON-39





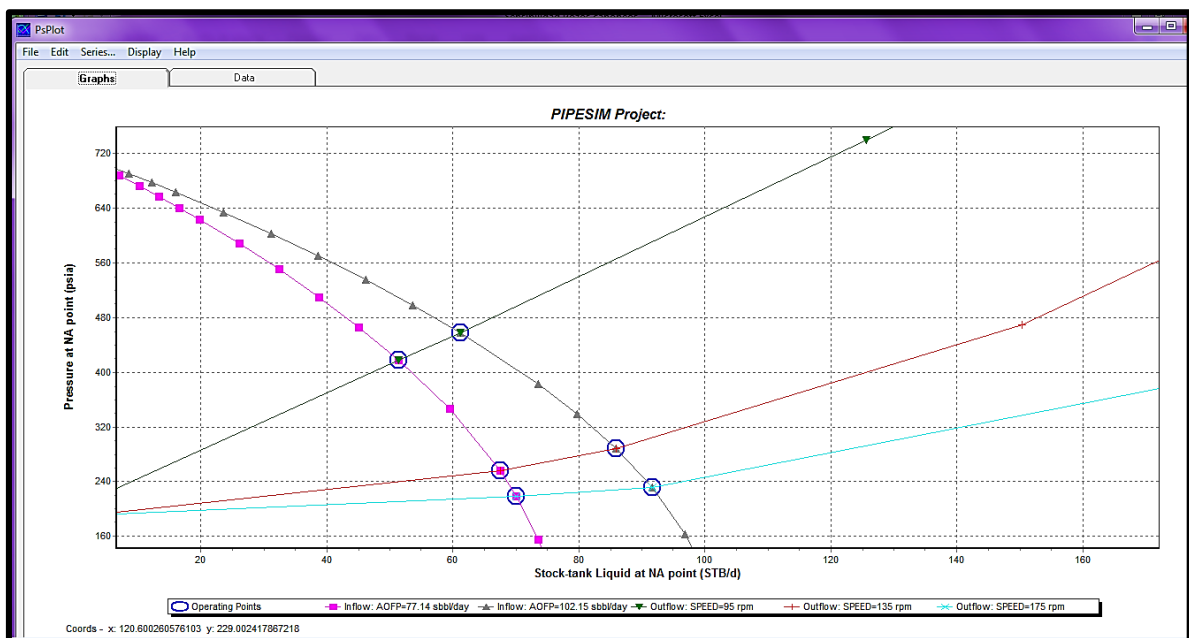
Simulaciones con el Software Pipesim Pozo Bz 39				
	Parametros		Unidades	Cantidad
 	Caudal Fluido @ 12 SPF y 95 RPM		Bbl/día	51,5
 	Caudal Fluido @ 16 SPF y 175 RPM		Bbl/día	91,7
	Caudal Fluido Incremental		Bbl/día	40,3

Figura 83. Grafico Inflow y Outflow BON-39



De la tabla 30 y figura 83 se puede evidenciar que al aumentar los tiros por pies de 12 a 16 y las revoluciones por minuto de 95, 135, 175 se obtuvo un incremento en la producción significativo. De la cual se tomó la opción de 16 SPF con 175 RPM obteniendo un incremento de 40.3 Bbl/Día; Siendo la mejor alternativa para este pozo.

BONANZA 55

Tabla 31. Datos obtenidos del Simulador del pozo BON-55



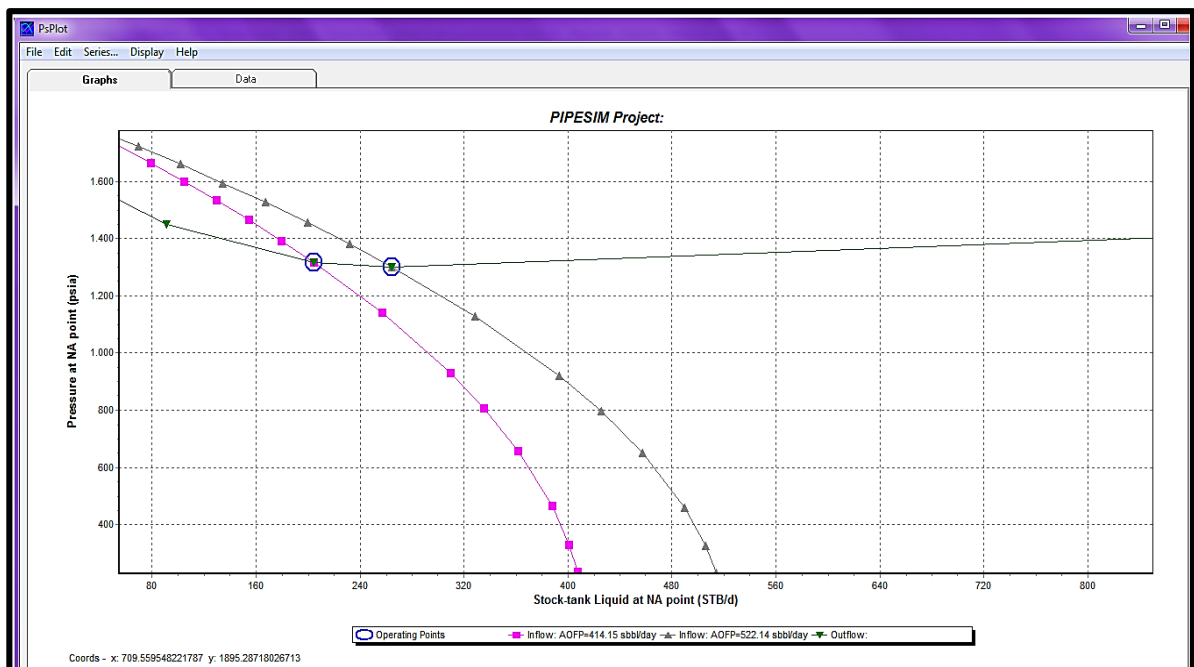
Simulaciones con el Software Pipesim Pozo Bz 55			
	Parametros	Unidades	Cantidad
	Caudal Fluido @ 6 SPF	Bbl/día	204,8
	Caudal Fluido @ 12 SPF	Bbl/día	264,4
	Caudal Fluido Incremental	Bbl/día	59,6

Figura 84. Grafico Inflow y Outflow BON-55



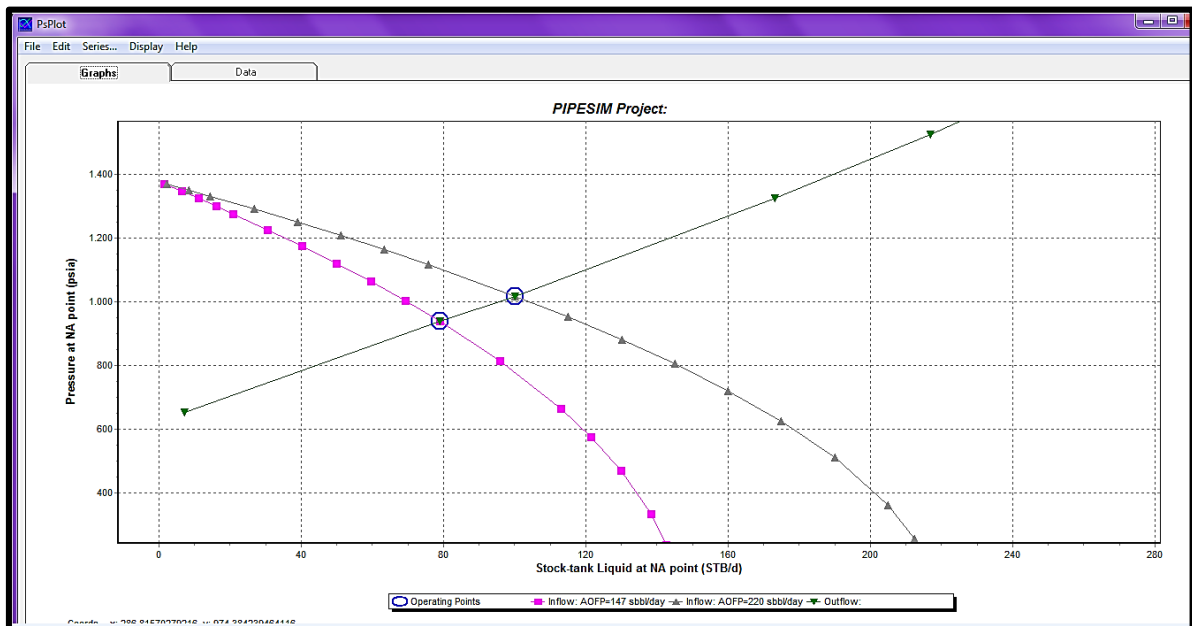
De la tabla 31 y figura 84 se puede evidenciar que solo se realizó la sensibilización de los tiros por pies debido a que este pozo se encuentra produciendo por flujo natural, al aumentar los tiros por pies de 6 a 12, se obtuvo un incremento en la producción significativo, de la cual se tomó la opción de 12 SPF, obteniendo un incremento de 59.6 Bbl/Día; Siendo la mejor alternativa para este pozo.

BONANZA 57

Tabla 32. Datos obtenidos del Simulador del pozo BON-57

Simulaciones con el Software Pipesim Pozo Bz 57			
	Parametros	Unidades	Cantidad
■	Caudal Fluido @ 6 SPF	Bbl/día	79,0
▲	Caudal Fluido @ 12 SPF	Bbl/día	100,2
	Caudal Fluido Incremental	Bbl/día	21,2

Figura 85. Grafico Inflow y Outflow BON-57



De la tabla 32 y figura 85 se puede evidenciar que solo se realizó la sensibilización de los tiros por pies debido a que este pozo se encuentra produciendo por flujo natural, al aumentar los tiros por pies de 6 a 12, se obtuvo un incremento en la producción significativo, de la cual se tomó la opción de 12 SPF, obteniendo un incremento de 21.2 Bbl/Día; Siendo la mejor alternativa para este pozo.

Una vez realizadas todas las sensibilizaciones en los pozos del campo y obteniendo el incremental de producción de cada pozo, se analizó por tramos la hidráulica del sistema de recolección, para determinar si el sistema tiene la capacidad de transporte necesaria para este incremento.

En la tabla 33, se muestran los resultados de la situación realizada, en donde se puede analizar que el sistema no presenta limitaciones hidráulicas, por lo cual se determina que el sistema de recolección del campo Bonanza tiene la capacidad de transportar esta producción incremental.

Tabla 33. Resultados de simulación sensibilizando los TPP y RPM

LINEA	CAUDAL (BBL-MMSCD)	LONGITUD (FT)	DIAMETRO (IN)	CAIDA PRESIÓN (PSIA)	Gradiente P/100 FT		Ve. mezcla (FT/SEG)		VE. DE EROSIÓN (FT/SEG)	REGIMEN DE FLUJO
					Límite	Actual	Actual	Límite 0,65* Versión		
Tramo 1	Qo= 377,3	3827,8	8	29,5	< 1	0,42	4,1	28,86	44,4	STRAT. SMOOTH
	Qg= 0,33									
	Qw= 0									
Tramo 2	Qo= 1139,4	2024,1	8	27	< 1	0,54	15	31,655	48,7	STRAT. SMOOTH
	Qg= 1,62									
	Qw= 90,18									
Tramo 3	Qo= 2201,3	3164,7	8	100	< 1	0,89	18	38,35	59	INTERMITENTE
	Qg= 4,4									
	Qw= 54,81									
Tramo 4	Qo= 253,4	6422,63	8	49,3	< 1	0,1	4,2	29,25	45	STRAT. SMOOTH
	Qg= 0,24									
	Qw= 8,8									
Ramal 1	Qo= 247,42	3188	4	42	< 1	0,15	5	15,405	23,7	STRAT. SMOOTH
	Qg= 0,34									
	Qw= 30,58									
Ramal 2	Qo= 459	3101	4	26,82	< 1	0,7	6,8	22,685	34,9	STRAT. SMOOTH
	Qg= 1,46									
	Qw= 0									

7. ANALISIS FINANCIERO

En el presente capítulo se realiza la evaluación financiera de las dos alternativas de mejoramiento seleccionadas. Este tipo de análisis, implica un estudio detallado de los costos para la inicialización de un proyecto y mantenerlo en condiciones óptimas de operación, además de determinar cuál sería la posible ganancia que se obtendría del mismo, y si es conveniente o no el desarrollo de dicho proyecto. Teniendo en cuenta los análisis a realizar en un estudio financiero, se determinó la realización de este para establecer la viabilidad del proyecto, teniendo como base información disponible referente a los costos estimados de las variables que más influyen en la ejecución del proyecto, para así evaluar objetivamente la rentabilidad del mismo.

Existen dos términos relevantes en la industria del petróleo, los cuales son de gran ayuda a la hora de la realización de un proyecto en la evaluación financiera de este.

7.1 INDICADORES FINANCIEROS

7.1.1 Costos de capital (capex)

Los costos capitales (CAPEX), serán tomados según los recursos requeridos para la construcción de cada una de las alternativas propuesta, son los costos asociados con exploración, perforación, completamiento y en general de los procesos de instalación de infraestructuras; normalmente los gastos capitales comprenden los costos de instalación de facilidades de producción de sistemas de levantamiento artificial, los gastos de instalaciones adicionales (adaptaciones) para manejos de agua de producción, equipos y pozos de inyección.

7.1.2 Costos de operación (opex)

Por su parte los costos operacionales (OPEX), hacen referencia al dinero que la compañía utiliza en la operación del campo. Están asociados con costos de energía, químicos, servicios de reacondicionamiento de pozos productores e inyectores, personal de mantenimiento, ambientales, entre otros. Adicional a esto existen indicadores económicos los cuales sirven como criterios de evaluación para diferentes análisis financieros entre ellos se encuentran:⁹⁸

⁹⁸ ORTIZ, Tatiana y JIMENEZ, Edith. Optimización de la producción de un cluster de crudo extra pesado del campo chichimene utilizando la técnica de análisis nodal. Bucaramanga, Colombia. Tesis de ingeniería de petróleos. Universidad Industrial de Santander, 2011. P.166.

7.1.3 Flujo de caja

Es la secuencia de entradas y salidas de capital durante el tiempo de ejecución del proyecto. En la estimación de flujo de caja, se deben considerar factores como los ingresos, los gastos generados por la inversión, los costos de operación, el beneficio fiscal asociado a la depreciación y los impuestos asociados al desarrollo del proyecto.

7.1.4 Pay-back

Es el periodo o tiempo de recuperación, es una idea aproximada del tiempo que se tendrá para recuperar el desembolso inicial en una inversión.

$$PB = \frac{\text{Inversión Requerida}}{\text{Flujo de Dinero Acumulado}} \quad EC. 32$$

7.1.5 Valor presente neto

Es obtenido descontando a una tasa de interés constante y separadamente para cada periodo de tiempo, la diferencia de todas las salidas y entradas de efectivo acumuladas a través de la vida del proyecto. Cuando una cantidad futura se lleva a valor presente la magnitud es siempre menor, por esta razón los cálculos del valor presente se denominan métodos de flujo de caja descontado, y a la tasa de interés para realizar estos cálculos se le denomina tasa de descuento.

El valor presente neto compara todos los ingresos y egresos del proyecto en un solo momento del tiempo.⁹⁹

$$VPN = \sum_{i=1}^n \left(\frac{V_t}{(1+k)^t} \right) - I_o \quad EC. 33$$

Donde:

V_t : Flujos de cada en cada periodo t.

I_o : Inversión inicial.

⁹⁹ Ibíd., p. 167.

n : Numero de periodos considerados.

k : Coste de oportunidad.

Este método de evaluación proporciona un criterio de selección preciso y efectivo por ello el VPN de cualquier proyecto se evalúa bajo la siguiente premisa.

- Si $VPN > 0$, el proyecto es atractivo y rentable.
- Si $VPN = 0$, es indiferente seleccionar esa propuesta o alguna otra.
- Si $VPN < 0$, el proyecto no resulta rentable.

7.1.6 Tasa interna de retorno (TIR)

La tasa interna de retorno está definida como la tasa de interés con la cual el valor presente neto es igual a cero. El VPN es calculado a partir del flujo de caja anual, trasladando todas las cantidades futuras al presente. Es un indicador de la rentabilidad de un proyecto, a mayor TIR, mayor rentabilidad. Se utiliza para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Para ello, la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte, el costo de oportunidad de la inversión (si la inversión no tiene riesgo, el costo de oportunidad utilizado para comparar la TIR será la tasa de rentabilidad libre de riesgo). Si la tasa de rendimiento del proyecto (expresada por la TIR) supera la tasa de corte, se acepta la inversión; en caso contrario se rechaza.¹⁰⁰

$$VPN = \sum_{i=1}^n \left(\frac{V_t}{(1 + TIR)^t} \right) + I_o = 0 \quad EC.34$$

Donde:

V_t : Flujos de cada en cada periodo t .

I_o : Inversión inicial.

n : Numero de periodos considerados.

k : Coste de oportunidad.

Por esta razón para evaluar un proyecto es importante tener en cuenta que:

- ✓ Si $TIR > TIO$, el proyecto es rentable.

¹⁰⁰ *Ibíd.*, p. 168.

- ✓ Si $TIR = TIO$, es indiferente seleccionar esa propuesta o alguna otra.
- ✓ Si $TIR < TIO$, el proyecto no resulta rentable.

7.1.7 Relación beneficio-costo (RCB)

Es un indicador económico adimensional, que relaciona el Valor Presente Neto de los Ingresos con el Valor Presente Neto de los egresos. Se calcula por medio de la siguiente ecuación:

$$RCB = \left| \frac{VPN - Ingresos}{VPN - Egresos} \right| \quad EC. 35$$

Donde:

RCB: Relación Beneficio-Costo.

VPN – Ingresos: Valor Absoluto del VPN de los Ingresos, Unidades Monetarias

VPN – Egresos: Valor Absoluto del VPN de los Egresos, Unidades Monetarias

Para evaluar este indicador es necesario tener las siguientes consideraciones.

- ✓ Si $B/C > 1$, el proyecto es rentable, ya que indica que los Ingresos son Mayores a los Egresos.
- ✓ Si $B/C = 1$, es indiferente seleccionar esa propuesta o alguna otra, ya que los ingresos son iguales a los egresos.
- ✓ Si $B/C < 1$, el proyecto no resulta rentable ya que los ingresos son menores que los egresos.

7.1.8 Eficiencia sobre la inversión (J)

La eficiencia sobre la inversión (J) es utilizada por Ecopetrol S. A. durante la realización de un análisis financiero. Para garantizar la viabilidad del proyecto este valor de no debe superar el valor de 1. Lo que indicaría que el proyecto no sería realizado.

$$J = \frac{Egresos}{Ingresos} \quad EC. 36$$

7.1.9 Tasa de interés de oportunidad (TIO)

Proyecto estudiado. La tasa de interés oportuno es fijada a partir Es la tasa de interés a la cual una empresa o grupo de inversionistas están dispuestos a realizar la inversión que representa la implementación del margen de utilidades que se desee obtener y sirve principalmente para la elección de la viabilidad de varios proyectos como patrón de comparación. Para el caso de Ecopetrol S.A. la tasa de interés de oportunidad está fijada en 11% efectivo anual.¹⁰¹

A continuación se evaluarán los escenarios propuestos con cada uno de los indicadores mencionados anteriormente, para esto es necesario contar con datos preliminares como:

- ✓ Precio del Crudo
- ✓ Costos de Levantamiento
- ✓ Inversión Inicial
- ✓ Declinación de la Producción
- ✓ Consumo Energético

Tabla 34. Datos preliminares para el análisis financiero

CONCEPTO	UNID.	
Declinación anual	20	%
Tasa efectiva Anual	11	%
TIO	11	%
Regalías	8	%
Precio del Crudo	55	USD/BBL
Precio Neto crudo Bonanza	40	USD/BBL
Lifting Cost	11	USD/BBL

Fuente: Ecopetrol S.A

¹⁰¹ *Ibíd.*, p. 169.

7.2 ANALISIS FINANCIERO PARA LOS ESCENARIO PROPUESTOS DE OPTIMIZACIÓN

7.2.1 Escenario No 1: Caso Base

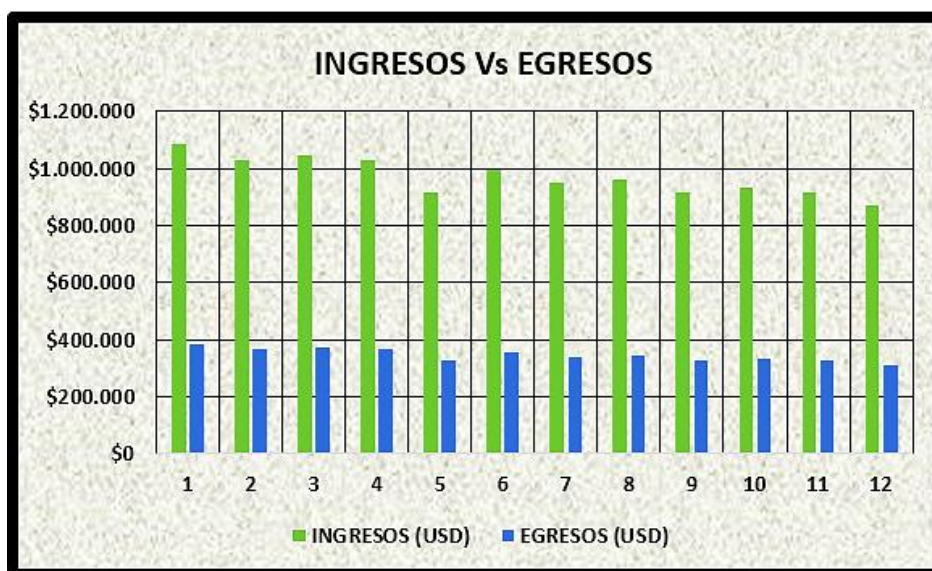
Este escenario será tomado como el caso base, en el cual se realizó un análisis de los indicadores financieros del campo sin incorporar los 21 pozos de la campaña de perforación del año 2015, con el fin de visualizar el comportamiento económico antes de realizar la actualización del sistema.

En la tabla 35, se presentan los ingresos y egresos del sistema de recolección del campo sin incorporar la producción asociada a los nuevos pozos. Analizando este caso se puede observar que los ingresos asociados a un año de producción serían de \$ 11.662.261 (USD), con unos gastos anuales de \$ 4.138.222 (USD), quedando como ganancias un valor total de \$ 7.524.039 (USD); que después de descontar gastos por impuestos quedarían el dinero para pagar trabajos realizados y posibles trabajos a realizar. En la figura 86 se puede observar la relación entre los ingresos y egresos de este caso. Este escenario se realiza para determinar la diferencia económica entre el escenario No 1 y Escenario No 2.

Tabla 35. Ingresos y Egresos Sin la Incorporación de los Pozos Nuevos

MES	CAUDAL MENSUAL (BBL/MES)	INGRESOS (USD)	EGRESOS (USD)
1	34994	\$1.084.804	\$384.930
2	33299	\$1.032.279	\$366.292
3	33835	\$1.048.874	\$372.181
4	33270	\$1.031.358	\$365.966
5	29548	\$915.992	\$325.030
6	32168	\$997.198	\$353.845
7	30610	\$948.915	\$336.712
8	31102	\$964.170	\$342.125
9	29596	\$917.485	\$325.559
10	30072	\$932.236	\$330.793
11	29570	\$916.667	\$325.269
12	28138	\$872.283	\$309.520

Figura 86. Ingresos Vs Egresos del Escenario No 1



7.2.2 Escenario No 2: Evaluación de la campaña de perforación.

En este escenario se realizó un análisis de los indicadores financieros del campo tomando como ingresos la producción incremental generada por los 21 pozos de la campaña de perforación del año 2015, adicionalmente se incorporó a la producción los barriles obtenidos por los cambios de diámetros de los Tramos, obteniendo así una producción total, para los egresos se tuvo en cuenta los costos de generados por la perforación y los cambios de diámetro de las líneas de flujo en este caso tramo 2 y 3; con el fin de visualizar el comportamiento económico después de realizar la actualización del sistema.

Para llevar a cabo la ejecución de este escenario se realizó un cambio de línea de flujo de 6 (in) de diámetro por una de 8 (in) de diámetro, en los tramos 2 y 3 del campo Bonanza. Debido a la previa identificación de problemas hidráulicos que presentaron estos dos tramos del campo y en base en los resultados obtenidos en las simulaciones, se observó un aumento en el caudal de estos.

La tabla 36, Presenta los costos correspondientes a los materiales necesarios en la instalación, los cuales hacen referencia a la tubería de diámetro nominal de 8 (in), transporte de material a la locación y personal especializado requerido, estos costos están dados en dólares/pies.

Tabla 36. Precios ofertados para la implementación de las estrategias de mejoramiento

Línea de Flujo de 8 (pulg)	
Materiales Para la Instalación	Valor (US\$/ft)
Tubería 8 (pulg) de diámetro nominal	30
Construcción	60
Total	90

Fuente: Ecopetrol S.A

Para el **TRAMO 2** con una longitud de 3363 (Ft) y el **TRAMO 3** con una longitud de 3188 (Ft). La alternativa de mejoramiento propuesta presenta las siguientes especificaciones de diseño. Relacionando los costos de instalación y perforación de los pozos, como se muestra en las tablas 37 y 38 respectivamente. En la tabla 39, se observa la INVERSION INICIAL para dicha alternativa.

Tabla 37. Costos totales de materiales para el tramo 2 y Tramo 3

Gastos Asociados a los Cambios de Diámetro de los Tramos		
Alternativa de mejoramiento	Desconexión de los Tramos 2 y 3	Nuevos Tramos 2 y 3 de 8 (Pulg)
Pies de construcción	6551	6551
Costos Totales (US\$/Ft)	60	90
Costo Total (US\$)	\$393.060	\$589.590
COSTO DE CAMBIO DE DIAMETROS	\$982.650	

Fuente: Ecopetrol S.A (Modificado por autores)

Tabla 38. Costos Relacionados a la Perforación de los 21 Pozos Nuevos

Gastos Asociados a la Campaña de perforación 2015	
Pozos a perforar	21
COSTO DE PERFORACIÓN (USD)	\$67.200.000

Fuente: Ecopetrol S.A

Tabla 39. Inversión Inicial escenario No 2.

GASTOS DE INVERSIÓN	VALOR TOTAL	UNIDADES
COSTO DE CAMBIO DE DIAMETROS	\$982.650	USD
COSTO DE PERFORACIÓN (USD)	\$67.200.000	USD
INVERSIÓN INICIAL	\$68.182.650	USD

Para evaluar financieramente el proyecto es necesario realizar un análisis de costos, teniendo en cuenta la inversión inicial y los demás parámetros mencionados anteriormente, en este caso los indicadores financieros como VPN, TIR, PAYBACK, RB, para determinar la viabilidad del escenario propuesto se evaluara el escenario por un periodo de 36 meses es decir 3 años, debido a la magnitud del proyecto. En la figura 87, es posible encontrar el flujo de caja acumulado presentado en el escenario; del mismo modo, en la tabla 41 se observa el comportamiento de los ingresos y egresos obtenidos por la producción incremental del escenario propuesto.

Como se puede observar en la tabla 40, los indicadores financieros representan la viabilidad que tiene la alternativa propuesta al momento de su ejecución. Al realizar la correspondiente evaluación se determinó que los indicadores económicos para evaluar la factibilidad del proyecto son:

Figura 87. Flujo de caja Acumulado Escenario No 2

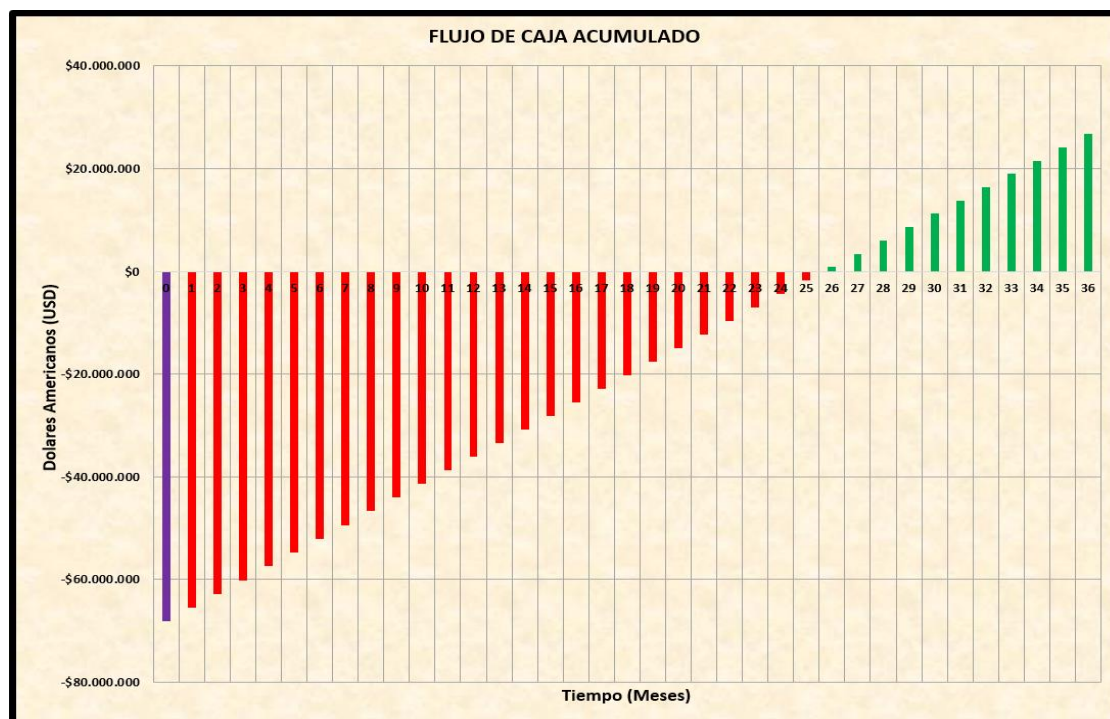


Tabla 40. Indicadores Financieros

Indicadores Financieros	
VPN (3 AÑO)	\$12.684.949
TIR (%)	12
PAY BACK (Meses)	25,5
J	0,275
R(B/C)	3,6

Tabla 41. Comportamiento de los ingresos y egresos de la producción incremental del escenario No 2

MES	CAUDAL INCREMENTAL (BBL/MES)	INGRESOS (USD)	EGRESOS (USD)	CASH FLOW (USD)	CASH FLOW ACUM
0				-\$68.182.650	-\$68.182.650
1	93000	\$3.720.000	\$1.023.000	\$2.697.000	-\$65.485.650
2	92879	\$3.715.164	\$1.021.670	\$2.693.494	-\$62.792.156
3	92758	\$3.710.334	\$1.020.342	\$2.689.992	-\$60.102.164
4	92638	\$3.705.511	\$1.019.015	\$2.686.495	-\$57.415.668
5	92517	\$3.700.694	\$1.017.691	\$2.683.003	-\$54.732.665
6	92397	\$3.695.883	\$1.016.368	\$2.679.515	-\$52.053.150
7	92277	\$3.691.078	\$1.015.046	\$2.676.032	-\$49.377.119
8	92157	\$3.686.280	\$1.013.727	\$2.672.553	-\$46.704.566
9	92037	\$3.681.488	\$1.012.409	\$2.669.078	-\$44.035.487
10	91918	\$3.676.702	\$1.011.093	\$2.665.609	-\$41.369.879
11	91798	\$3.671.922	\$1.009.779	\$2.662.143	-\$38.707.735
12	91679	\$3.667.148	\$1.008.466	\$2.658.683	-\$36.049.053
13	91560	\$3.662.381	\$1.007.155	\$2.655.226	-\$33.393.826
14	91441	\$3.657.620	\$1.005.846	\$2.651.775	-\$30.742.052
15	91322	\$3.652.865	\$1.004.538	\$2.648.327	-\$28.093.725
16	91203	\$3.648.116	\$1.003.232	\$2.644.884	-\$25.448.840
17	91084	\$3.643.374	\$1.001.928	\$2.641.446	-\$22.807.394
18	90966	\$3.638.637	\$1.000.625	\$2.638.012	-\$20.169.382
19	90848	\$3.633.907	\$999.324	\$2.634.583	-\$17.534.799
20	90730	\$3.629.183	\$998.025	\$2.631.158	-\$14.903.642
21	90612	\$3.624.465	\$996.728	\$2.627.737	-\$12.275.904
22	90494	\$3.619.753	\$995.432	\$2.624.321	-\$9.651.583
23	90376	\$3.615.048	\$994.138	\$2.620.910	-\$7.030.673
24	90259	\$3.610.348	\$992.846	\$2.617.502	-\$4.413.171
25	90141	\$3.605.655	\$991.555	\$2.614.100	-\$1.799.071
26	90024	\$3.600.967	\$990.266	\$2.610.701	\$811.630
27	89907	\$3.596.286	\$988.979	\$2.607.307	\$3.418.937
28	89790	\$3.591.611	\$987.693	\$2.603.918	\$6.022.855
29	89674	\$3.586.942	\$986.409	\$2.600.533	\$8.623.388
30	89557	\$3.582.279	\$985.127	\$2.597.152	\$11.220.540
31	89441	\$3.577.622	\$983.846	\$2.593.776	\$13.814.316
32	89324	\$3.572.971	\$982.567	\$2.590.404	\$16.404.720
33	89208	\$3.568.326	\$981.290	\$2.587.036	\$18.991.757
34	89092	\$3.563.687	\$980.014	\$2.583.673	\$21.575.430
35	88976	\$3.559.054	\$978.740	\$2.580.314	\$24.155.744
36	88861	\$3.554.428	\$977.468	\$2.576.960	\$26.732.704

Como es posible observar la inversión se recuperaría en aproximadamente veinticinco meses y quince días, el valor presente neto (VPN) indicador que se calcula a partir de los valores resultantes del flujo de caja; para que este sea atractivo y confiable; el valor obtenido fue positivo, con un valor de **\$ 12.684.949** dólares (USD), indicando que el proyecto se podría implementar.

La tasa interna de retorno (TIR) para esta alternativa se obtuvo un valor del **12%**, indicando que es mayor que la tasa interna de oportunidad (TIO), lo que significa que los ingresos son lo suficientemente altos para realizar el proyecto y adicionalmente la utilidad generada permitirá recuperar rápidamente la inversión. En la eficiencia sobre la inversión se obtuvo un valor de **0.275** no superiores a 1 lo que garantiza la viabilidad del proyecto. La relación costo beneficio (B/C), valor calculado entre los ingresos y costos que se definen en el flujo de caja de la alternativa es positivo, presentando un valor de **3,6**, indicando que es rentable, ya que indica que los ingresos son mayores que los egresos.

7.2.3 Escenario No 3: Sensibilización a los Tiros por Pie (TPP) y Revoluciones por minuto (RPM)

En este escenario se realizó un análisis de los indicadores financieros del campo tomando como ingresos la producción incremental generada por la sensibilización de los cañoneos de todos los pozos del campo y RPM para los pozos que cuentan con sistema de levantamiento PCP, cabe resaltar que en este análisis se tuvieron en cuenta los pozos existentes y los 21 pozos de la campaña de perforación del año 2015.

Para la implementación de este escenario se hace necesario un trabajo de recañoneo en todos los pozos, en este caso se mostrara como ejemplo con los pozos BON-19, BON-39, BON-55, BON-57, como se puede observar en la tabla 42; en esta tabla solo se visualiza el incremental de producción relacionado a los pozos nombrados anteriormente y el incremento total de producción del campo, para la visualizar la tabla completa de la sensibilización revisar el ANEXO I. se representa las condiciones existentes y el cambio propuesto para aumentar la producción por medio del análisis anteriormente mencionado.

Se recomienda que este Trabajo sea realizado posterior a la implementación del escenario No 1, para no presentar problemas hidráulicos en la red de recolección.

Tabla 42. Incremento de Producción por sensibilización de cañoneos

	BON-19		BON-39		BON-55		BON-57	
	Actual	Propuesta	Actual	Propuesta	Actual	Propuesta	Actual	Propuesta
	@ 6 TPP 60 RPM	@ 12 TPP 120 RPM	@ 12 TPP 95 RPM	@ 16 TPP 175 RPM	@ 6 TPP	@ 12 TPP	@ 6 TPP 150 RPM	@ 12 TPP 190 RPM
Caudal (Bbl/día)	23,6	47,2	51,5	91,7	204,8	264,4	79	120,6
Caudal Incremental (Bbl/día)	23,6		40,2		59,6		41,6	
Incremental de los 45 Pozos	995,2						Bbl/día	

La tabla 43, se Presentan los costos relacionados al trabajo que se realizara en el escenario No 3.

Tabla 43. Costos de Implementación. Escenario No 3

Recañoneo y Aumento RPM		
	Valor	Unid.
Cañoneo y Recañoneo	\$23.000	US/Día
Gasto Energético	\$1	US/Bbl

Fuente: Ecopetrol S.A

Para dicho trabajo es preciso realizar una inversión que contemple lo necesario para llevar a cabo este proyecto. La tabla 44, presenta la inversión inicial para la implementación de este escenario.

Tabla 44. Inversión inicial para Recañoneo

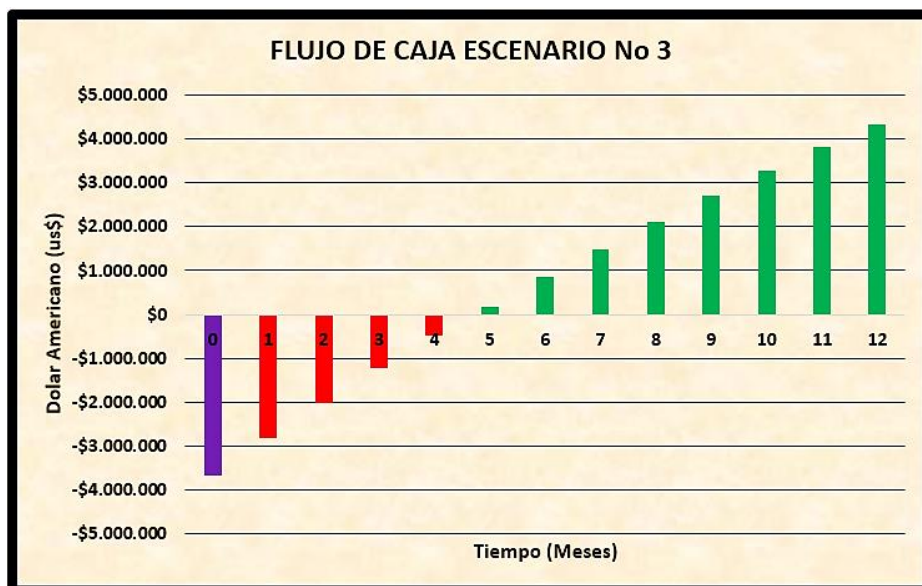
Alternativa de mejoramiento	Recañoneo
Días del Trabajo	160
Costos Totales (US\$/Día)	\$23.000
INVERSION INICIAL	\$3.680.000

Teniendo en cuenta la inversión inicial para la realización de esta mejora es posible analizar cada uno de los indicadores de manera que se tomen en cuenta para una buena evaluación del proyecto. Adicionalmente en la tabla 45, se presentan los ingresos y egresos mensuales proyectados a un año con la producción incremental que adiciona el trabajo de recañoneo; del mismo modo en la figura 88, es posible encontrar el flujo de caja acumulado presentado en el escenario.

Tabla 45. Ingresos y Egresos Escenario No 3

MES	CAUDAL INCREMENTAL (BBL/MES)	INGRESOS (USD)	EGRESOS (USD)	CASH FLOW (USD)	CASH FLOW ACUM
0				-\$3.680.000	-\$3.680.000
1	30851	\$1.234.048	\$370.214	\$863.834	-\$2.816.166
2	28512	\$1.140.499	\$342.150	\$798.349	-\$2.017.817
3	28137	\$1.125.483	\$337.645	\$787.838	-\$1.229.979
4	26871	\$1.074.836	\$322.451	\$752.385	-\$477.594
5	23178	\$927.133	\$278.140	\$648.993	\$171.399
6	24507	\$980.277	\$294.083	\$686.194	\$857.593
7	22649	\$905.966	\$271.790	\$634.176	\$1.491.769
8	22351	\$894.037	\$268.211	\$625.826	\$2.117.595
9	20657	\$826.264	\$247.879	\$578.384	\$2.695.980
10	20385	\$815.384	\$244.615	\$570.769	\$3.266.749
11	19467	\$778.692	\$233.608	\$545.084	\$3.811.833
12	17992	\$719.662	\$215.899	\$503.764	\$4.315.597

Figura 88. Flujo de caja Escenario No 3



Los indicadores económicos para evaluar la factibilidad del proyecto son:

Tabla 46. Indicadores Económicos Escenario No 3

Indicadores Financieros	
VPN (1 AÑO)	\$ 3.903.907
TIR (%)	16%
PAY BACK (Meses)	4,6
J	0,3
R(B/C)	3

Como se puede observar en la tabla 46, Los indicadores de rentabilidad representan la viabilidad que tiene la alternativa propuesta al momento de su ejecución. Al realizar la correspondiente evaluación se determinó que: La inversión se recuperaría en aproximadamente cuatro meses y dieciocho días, el valor presente neto (VPN) indicador que se calcula a partir de los valores resultantes del flujo de caja; para que este sea atractivo y confiable; el valor obtenido fue positivo, con un valor de **\$ 3.903.907** dólares (USD), indicando que el proyecto se podría implementar. La tasa interna de retorno (TIR), se obtuvo con un valor de **16%**, para esta alternativa es mayor que la tasa interna de oportunidad (TIO), lo que significa que los ingresos son lo suficientemente altos para realizar el proyecto y adicionalmente la utilidad generada permitirá recuperar rápidamente la inversión. En la eficiencia sobre la inversión se obtuvo un valor de **0.3** no superior a 1 lo que garantiza la viabilidad del proyecto. La relación costo beneficio (B/C), valor calculado entre los ingresos y costos que se definen en el flujo de caja de la alternativa es positivo, presentando un valor de **3**, indicando que es rentable, ya que indica que los ingresos son mayores que los egresos.

8. CONCLUSIONES

- ✓ La actualización del modelo de análisis nodal del campo Bonanza, permitió simular las condiciones operacionales actuales del campo arrojando un error menor al 6% con respecto a los valores medidos en tiempo real, lo que indica que el modelo de simulación es confiable para realizar sensibilizaciones de sus variables.
- ✓ El sistema de producción del campo no presentaba ninguna limitación hidráulica, por velocidad erosional o por caída de presión, antes de incorporar la producción de los pozos de la campaña de perforación 2015.
- ✓ Se determinó que incorporando la producción de 5 pozos nuevos, en el sector central del campo, se presentan limitaciones hidráulicas en el tramo 2, debido a que el gradiente de presión en el tramo es de 1.51 (Psi) por cada 100 (Ft) de tubería, sobrepasando el límite establecido de 1 PSI/100 Ft; aumentando la presión de la línea aproximadamente en 35 psi y restringiendo el aporte de producción de los pozos en un 20%.
- ✓ Se determinó que incorporando la producción de 13 pozos nuevos, en el sector sur del campo, se presentan limitaciones hidráulicas en el tramo 3, debido a que el gradiente de presión en el tramo es de 2.51 (Psi) por cada 100 (Ft) de tubería, sobrepasando el límite establecido de 1 PSI/100 Ft; aumentando la presión de la línea aproximadamente en 45 psi y restringiendo el aporte de producción de los pozos en un 12%.
- ✓ El diámetro seleccionado para el remplazo de los TRAMO 2 y TRAMO 3 del sistema de recolección, para el transporte de manera eficiente, la producción asociado a los nuevos pozos es de 8 pulgadas.
- ✓ Con la densidad optima de perforaciones de 12 y 16 TPP, se obtienen los mayores incrementales de producción, por encima de estos valores no es significativo el mejoramiento.
- ✓ Analizando la propuesta realizada en el escenario No 2 se obtendrían ganancias importantes desde el punto de vista económico, para este caso se calculó una INVERSION INICIAL de \$ 68.182.650 (USD) y realizando los flujos de caja pertinentes se obtuvo un VPN a 3 años de \$ 12.684.949 (USD), con una TIR del 12% mayor que la TIO que en este caso es del 11%, un

PAYBACK del 25,5 meses, R(C/B) de 3,6; estos índices tienen como referencia la proyección del proyecto, basados en los resultados se puede inferir que el escenario es económicamente rentable.

- ✓ Analizando la propuesta realizada en el escenario No 3 se obtendrían ganancias importantes desde el punto de vista económico, para este caso se calculó una INVERSION INICIAL de \$ 3.680.000 (USD) y realizando los flujos de caja pertinentes se obtuvo un VPN a 1 año de \$ 3.903.907 (USD), con una TIR del 16% mayor que la TIO que en este caso es del 11%, un PAYBACK del 4.6 meses, y R(C/B) de 3; estos índices tienen como referencia la proyección del proyecto, basados en los resultados se puede inferir que el escenario es económicamente rentable.

9. RECOMENDACIONES

- ✓ Ejecutar el plan de desarrollo del campo Bonanza del 2015, ya que los estudios realizados en este proyecto indican que es una buena propuesta desde el punto de vista técnico-financiero.
- ✓ La ejecución del escenario No 3, se debe realizar una vez implementadas las mejoras propuestas en sistema de recolección presentadas en el escenario No 2.
- ✓ Se debe efectuar un estudio para el control del proceso de corrosión interna de las tuberías, sobre todo las líneas que llevan la producción de los pozos hasta el manifold de recolección, ya que el simulador no tiene en cuenta dicha variable y es un parámetro importante a tener en cuenta.
- ✓ Se recomienda, realizar hacer un control de calidad estricto en los reportes de niveles de fluido de los pozos, ya que dicha información constituye una buena herramienta para el ajuste del sistema de subsuelo de los pozos en el simulador.
- ✓ Llevar un seguimiento a los equipos del sistema de levantamiento artificial tipo PCP, con el propósito de evaluar si están cumpliendo las condiciones de cada pozo para las cuales fueron diseñadas y de esta manera evitar el número de intervenciones por falla de dichos sistemas.
- ✓ Se debe realizar un estudio para determinar las zonas cañoneadas que no se encuentran aportando producción, para implementar trabajos y evitar el flujo cruzado en los pozos.
- ✓ Actualizar el modelo de subsuelo cada vez que se realicen trabajos a los pozos, para seguir utilizando el modelo realizado en el software PIPESIM, para simular el comportamiento del sistema de producción.

BIBLIOGRAFIA

BEGGS, Dale. Production optimization using Nodal Analysis. Segunda Edición. Oklahoma. Petroskills, 2003. 418 pag.

BERTUCCI, Miguel. Análisis del comportamiento hidráulico del sistema de recolección de crudo, en el campo Uracoa, unidad Monogassur, Harvest Vinccler; C.A. Maturín, Venezuela. Tesis Ingeniería de Petróleos. Universidad de Oriente, 2006. 168 pag.

GARCIA, Nelly. Aplicación de la técnica de Análisis Nodal en el Sistema de Producción del Campo Bonaza para determinar oportunidades de Optimización. Bucaramanga, Colombia. Tesis Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander, 2013. 207 pag.

MAGGIOLO, Ricardo. Optimización de la producción mediante Análisis Nodal. En: WORKSHOP INTERNATIONAL 2008: Lima, Peru. EPS Oil International Training Group. 131 pag.

ORTIZ, Jennifer y JIMENEZ, Edith. Optimización de la producción de un clúster de Crudo Extra pesado del Campo Chichimene utilizando la técnica de Análisis Nodal. Bucaramanga, Colombia. Tesis Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander, 2011. 206 pag.

PIPESIM, Uses Guide Schlumberger, 2011. 234 pag.

PORRAS, Mario y ZAPA, Marvin. Evaluación de los métodos empleados en Software comerciales para optimizar la producción de crudo por Análisis Nodal. Bucaramanga, Colombia. Tesis Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander, 2014. 163 pag.

ANEXOS

ANEXO A.CONSTANTES MODELO DE PUDJO SUKAMO

Overbalanced Perforation				
Rp (inches)	SPF	A0	A1	A2
>0.3	2	0.61710	0.26632	-0.86983
>0.3	4	0.77503	0.12529	-0.87781
>0.3	8	0.87333	0.10715	-0.98364
>0.3	12	0.90482	0.08881	-0.96534
>0.3	16	0.91995	0.08072	-0.97117
<=0.3	2	0.33247	0.20784	-0.52487
<=0.3	4	0.57857	0.09956	-0.65332
<=0.3	8	0.73507	0.11547	-0.82687
<=0.3	12	0.79505	0.14935	-0.91988
<=0.3	16	0.83925	0.12038	-0.93283

Underbalanced Perforation				
Rp (inches)	SPF	A0	A1	A2
<=0.3	2	0.64374	0.22082	-0.83782
<=0.3	4	0.79507	0.15189	-0.91899
>=0.19	8	0.92006	0.05473	-0.94102
>=0.19	12	0.93806	0.05464	-0.95875
>=0.19	16	0.95146	0.06546	-0.98175
>0.3	2	0.85540	0.06302	-0.88678
>0.3	4	0.91196	0.07855	-0.95974

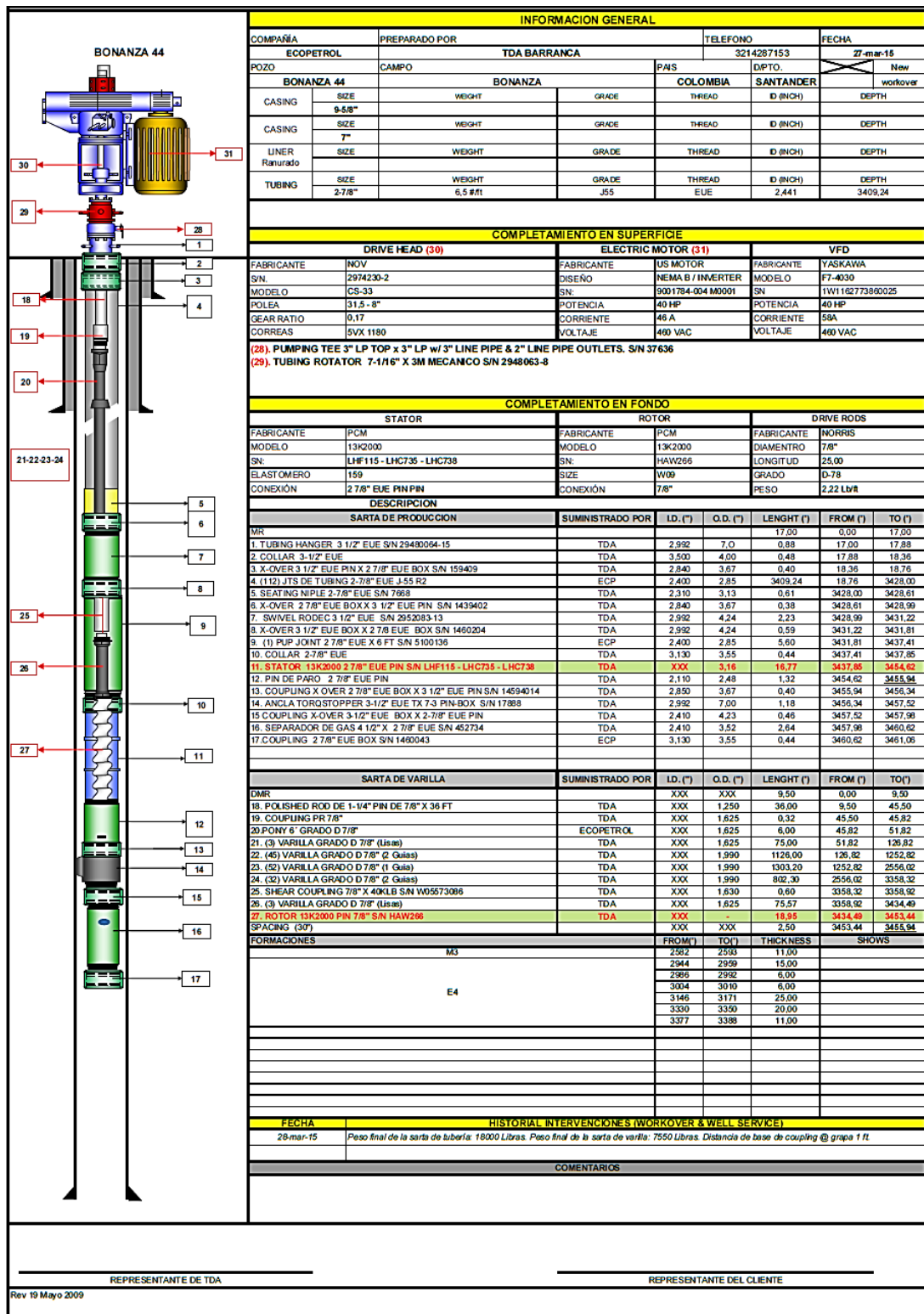
ANEXO B. ESTADOS MECANICOS DE LOS POZOS

ESTADO MECANICO									
Pozo		Prof. Tubing	OD Tubing	ID Tubing	Espesor Tb	Prof. Casing	ID Casing	Espesor Cg	Intake pump
#	Tipo	ft	In	in	in	ft	in	in	ft
1	Injector	-	-	-	-	-	-	-	-
2	Inactive	-	-	-	-	-	-	-	-
3	Inactive	-	-	-	-	-	-	-	-
5	Injector	-	-	-	-	-	-	-	-
8	Producer	3233	2,875	2,441	0,217	3530	4,892	0,304	3200
9R	Producer	3219	2,875	2,441	0,217	3755	6,184	0,408	3219
10	Producer	2789	2,875	2,441	0,217	3300	4,892	0,304	2789
11	Producer	2896,6	2,875	2,441	0,217	3217	6,366	0,317	2896,6
12	Injector	-	-	-	-	-	-	-	-
15	Producer	2528	2,875	2,441	0,217	3162	6,276	0,362	2528
16	Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
17	Producer	2514,5	2,875	2,441	0,217	2712	6,184	0,408	2514,5
18	Producer	2438	2,875	2,441	0,217	3128	6,366	0,317	2438
19	Producer	2701,8	2,875	2,441	0,217	3311	6,366	0,317	2701,8
20	Producer	2095	2,875	2,441	0,217	2345	6,276	0,362	2095
21	Producer	2760	2,875	2,441	0,217	2875	6,366	0,317	2760
22	Injector	-	-	-	-	-	-	-	-
23	Injector	-	-	-	-	-	-	-	-
24	Producer	3265	2,875	2,441	0,217	3552	6,184	0,408	3260
25	Producer	2890	2,875	2,441	0,217	4000	6,184	0,408	2876,3
26	Producer	3730	3,5	2,992	0,254	4000	6,184	0,408	3730
27	Producer	3542	2,875	2,441	0,217	3800	6,184	0,408	3530
28	Producer	2967	2,875	2,441	0,217	3547	6,184	0,408	2939
29	Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
30	Producer	2994	2,875	2,441	0,217	3265	6,184	0,408	2990
31	Producer	3238	2,875	2,441	0,217	3590	6,184	0,408	3200
32	Producer	3195	2,875	2,441	0,217	3450	6,184	0,408	3180
33	Producer	3527	2,875	2,441	0,217	3970	6,184	0,408	3510
34	Producer	3859	2,875	2,441	0,217	4635	6,184	0,408	3858
35	Producer	3424	2,875	2,441	0,217	3905	6,184	0,408	3410
36	Producer	2659	2,875	2,441	0,217	3100	6,184	0,408	2645
37	Producer	3345	2,875	2,441	0,217	3700	6,184	0,408	3330
38	Producer	3500	2,875	2,441	0,217	3750	6,184	0,408	3200
39	Producer	3720	2,875	2,441	0,217	4200	6,184	0,408	3700
42	Producer	3168	2,875	2,441	0,217	4410	6,538	0,231	-
43	Producer	3417	2,875	2,441	0,217	5340	6,184	0,408	3402
44	Producer	2550	2,875	2,441	0,217	3355	6,276	0,362	2500
45	Producer	4410	2,875	2,441	0,217	4618	6,276	0,362	4400
47	Producer	5662	2,875	2,441	0,217	5874	6,184	0,408	-
48	Producer	3560	2,875	2,441	0,217	3984	6,276	0,362	3220
49	Producer	3506	2,875	2,441	0,217	4200	6,276	0,362	-
50	Producer	3776,4	3,5	2,992	0,254	4096	6,276	0,362	-
52	Producer	3624	2,875	2,441	0,217	4909	6,184	0,408	3618
53	Producer	3941	2,875	2,441	0,217	4159	6,276	0,362	-
54	Producer	3410	3,5	2,992	0,254	4172	6,184	0,408	3312
55	Producer	3927	2,875	2,441	0,217	4412	6,184	0,408	-
57	Producer	3264	2,875	2,441	0,217	4929	6,184	0,408	3163
59	Producer	2550	2,875	2,441	0,217	3355	6,276	0,362	2524,4

ANEXO C. BOMBAS DE LOS POZOS

BOMBAS								
Pozo		ALS		Intake pump	Fabricante	Modelo	RPM	PMP
#	Tipo	UNID.	TIPO	ft				ft
1	Injector			-	-	-	-	
2	Inactive			-	-	-	-	
3	Inactive			-	-	-	-	
5	Injector			-	-	-	-	
8	Producer	PCP	Electrico	3200	Weatherford	28.40-500	70	2669
9R	Producer	B.M	Convensional	3219	25-175-RHBC-10-3-1-1		6 Stkm	2527,5
10	Producer	PCP	Electrico	2789	Weatherford	28.40-500	100	2730
11	Producer	PCP	Hidraulico	2896,6	Weatherford	18.35-400	45	3156,5
12	Injector			-	-	-	-	
15	Producer	B.M	Hidraulico	2528	25-125-RHAC-8-3-2-2		6 Stkm	2736,5
16	Closed			-	-	-	-	
17	Producer	PCP	Hidraulico	2514,5	Weatherford	18.40-600	80	2814,5
18	Producer	B.M	Convensional	2438	25-150-RWAC-20-3		6 Stkm	2377
19	Producer	PCP	Electrico	2701,8	Weatherford	28.40-500	60	2844
20	Producer	PCP	Electrico	2095	Weatherford	28.25-125	80	2649
21	Producer	B.M	Hidraulico	2760	Weatherford	18.35-400	80	2633
22	Injector			-	-	-	-	
23	Injector			-	-	-	-	
24	Producer	PCP	Hidraulico	3260	Weatherford	28.40-500	80	2958,5
25	Producer	PCP	Electrico	2876,3	Weatherford	16-2100	80	3691,5
26	Producer	PCP	Hidraulico	3730	Weatherford	28.40-500	70	2937,5
27	Producer	PCP	Hidraulico	3530	Weatherford	18.40-600	165	2909,5
28	Producer	PCP	Electrico	2939	Weatherford	28.40-500	105	2671
29	Closed			-	-	-	-	
30	Producer	PCP	Hidraulico	2990	Weatherford	10-2800	80	3008,5
31	Producer	PCP	Hidraulico	3200	Weatherford	18.35-400	90	3171
32	Producer	PCP	Electrico	3180	Weatherford	18.35-400	70	2975
33	Producer	PCP	Electrico	3510	Weatherford	28.40-500	45	3254
34	Producer	PCP	Electrico	3858	Weatherford	13-1800	80	3436,5
35	Producer	PCP	Electrico	3410	Weatherford	18.35-400	105	3470,5
36	Producer	PCP	Electrico	2645	Weatherford	18.35-400	80	2752
37	Producer	PCP	Electrico	3330	Weatherford	13-1800	45	3152,5
38	Producer	PCP	Electrico	3200	NOV	10-2400	101	2951,5
39	Producer	PCP	Electrico	3700	Weatherford	18.35-400	95	3301
42	Producer	Flujo Natural		-	-	-	-	3710
43	Producer	PCP	Electrico	3415	Weatherford	18.35-400	150	3651
44	Producer	PCP	Electrico	2500	NOV	10-2400	230	2985
45	Producer	PCP	Electrico	4400	Weatherford	13-1800	150	4554
47	Producer	Flujo Natural		-	-	-	-	5494
48	Producer	PCP	Electrico	3220	NOV	10-2400	50	2975,5
49	Producer	Flujo Natural		-	-	-	-	3726
50	Producer	Flujo Natural		-	-	-	-	3989
52	Producer	PCP	Electrico	3618	Weatherford	13-1800	120	3588
53	Producer	Flujo Natural		-	-	-	-	3870,5
54	Producer	PCP	Electrico	3312	NOV	10-2400	70	4033
55	Producer	Flujo Natural		-	-	-	-	
57	Producer	PCP	Electrico	3163	NOV	10-2400	170	3533
59	Producer	PCP	Electrico	2524,4	NOV	10-2400	100	2092

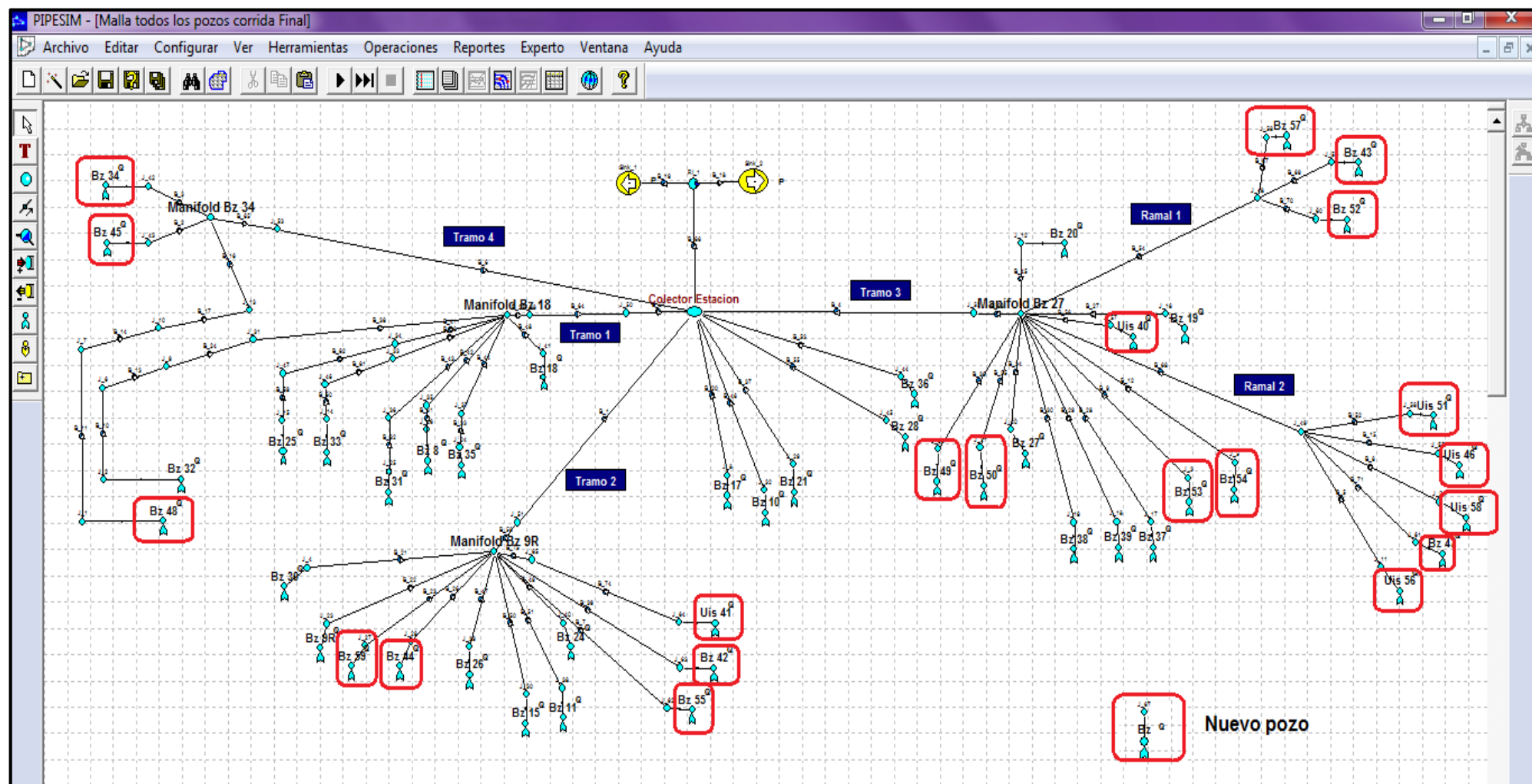
ANEXO D. Estado Mecánico Pozo BONANZA-44



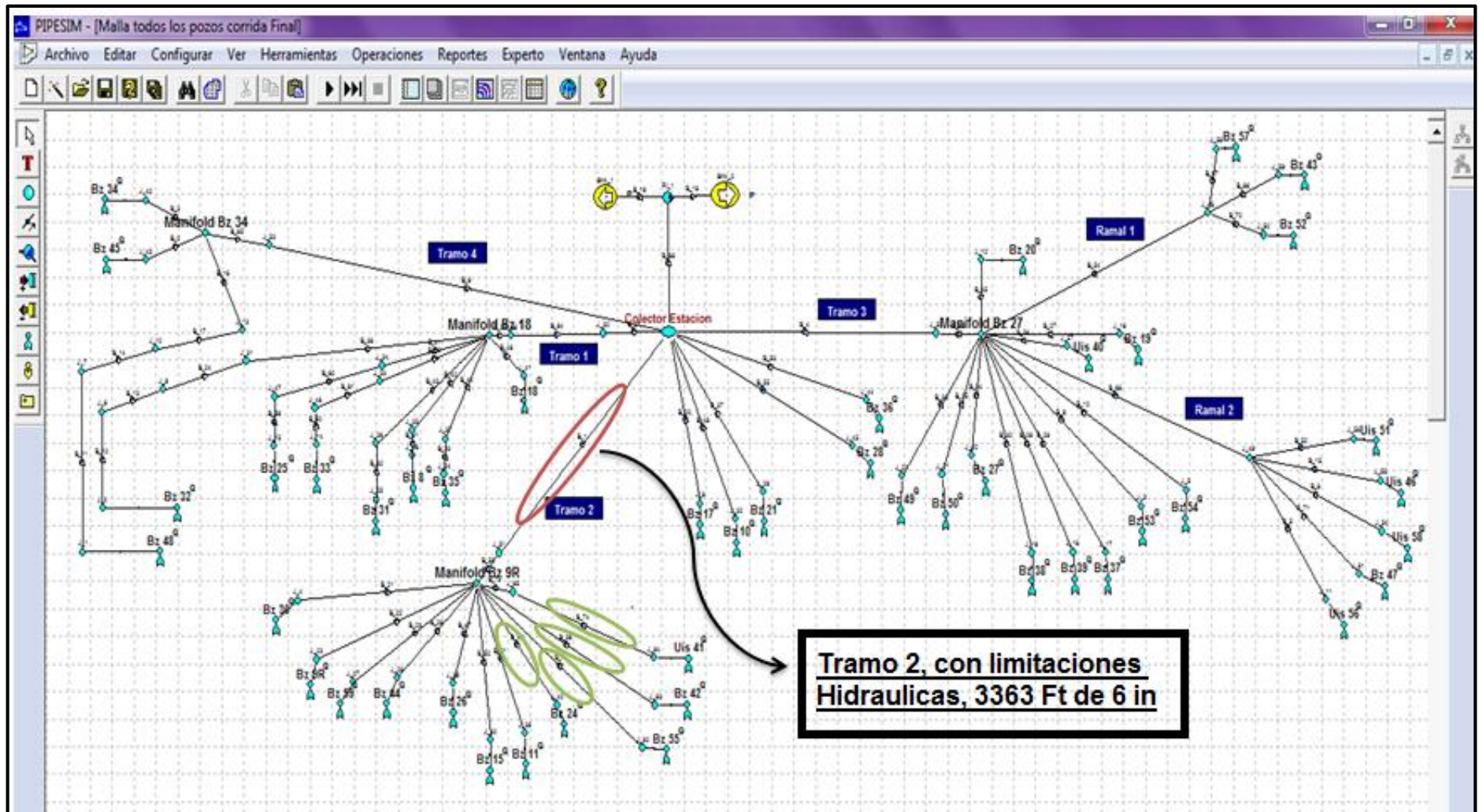
ANEXO E. DATOS DE PRODUCCION DEL CAMPO

CAMPO BONANZA						
POZO	TIPO	CRUDO (Bbls)		Grav	%	GOR
N°	Pozo	Brutas	Netas	*Api	Bs&w	SCF/STB
1	Injector	0	0	0,0	0,0	-
2	Inactive	13	13	20,4	0,1	-
3	Inactive	29	0	16,4	99,0	-
5	Injector	0	0	0,0	0,0	-
8	Producer	59	59	21,8	0,5	100
9R	Producer	73	66	16,4	9,0	150
10	Producer	62	60	21,4	0,5	37
11	Producer	24	8	24,1	65,0	150
12	Injector	0	0	0,0	0,0	-
15	Producer	22	22	23,5	0,2	50
17	Producer	81	65	20,5	20,0	50
18	Producer	25	24	24,2	0,5	10
19	Producer	23	23	23,1	0,1	50
20	Producer	19	19	23,5	0,0	50
21	Producer	55	55	23,4	0,7	200
22	Injector	0	0	0,0	0,0	-
23	Injector	0	0	0,0	0,0	-
24	Producer	16	16	21,7	0,2	30
25	Producer	29	29	20,3	2,4	1000
26	Producer	35	35	18,2	0,2	50
27	Producer	138	132	17,6	4,2	20
28	Producer	94	94	18,4	0,10	20
29	Closed					-
30	Producer	91	91	21,7	0,1	220
31	Producer	46	37	20,1	20,0	1500
32	Producer	24	21	22,0	12,0	700
33	Producer	55	55	21,7	0,5	30
34	Producer	64	64	25,2	0,3	220
35	Producer	52	51	21,1	2,4	800
36	Producer	54	53	22,9	1,6	100
37	Producer	35	35	20,2	0,2	100
38	Producer	26	26	20,0	1,0	30
39	Producer	51	15	16,1	70,0	30
42	Producer	237	166	22,8	30	500
43	Producer	98	96	23,0	1,8	250
44	Producer	158	95	16,3	40,0	50
45	Producer	96	96	21,9	0,3	100
47	Producer	59	59	30,7	0,4	1800
48	Producer	17	10	16,4	40,0	100
49	Producer	287	287	32,5	0,1	230
50	Producer	235	235	29,9	0,1	470
52	Producer	98	69	17,6	30	20
53	Producer	145	145	33,2	0,2	400
54	Producer	24	17	16,7	30,0	850
55	Producer	204	203	32,2	0,5	180
57	Producer	82	82	25,9	0,1	100
59	Producer	50	50	23,1	0,1	170

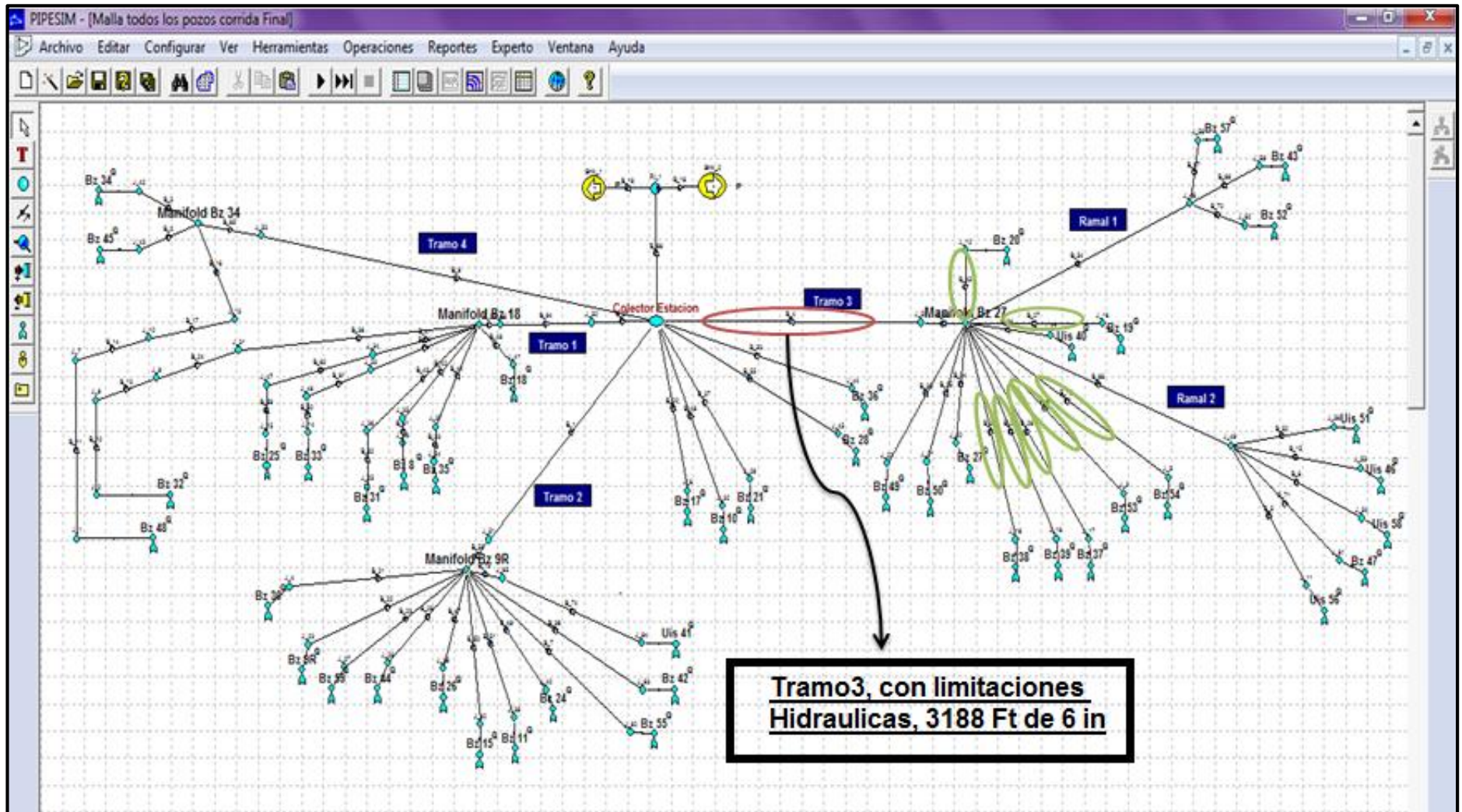
ANEXO F. MODELO DEL CAMPO CON 21 POZOS NUEVOS



ANEXO G. IDENTIFICACION DE LIMITACIONES HIDRAULICAS TRAMO 2 AL MOMENTO DE INCORPORAR LA NUEVA PRODUCCION



ANEXO H. IDENTIFICACION DE LIMITACIONES HIDRAULICAS TRAMO 3 AL MOMENTO DE INCORPORAR LA NUEVA PRODUCCION



ANEXO I. SENSIBILIZACIÓN DE TPP Y RPM PARA LOS POZOS DEL CAMPO BONANZA

Pozo		Parametros Actuales		Qo	Parametros Propuestos		Qo	Qo Incremental
#	Tipo	TPP	RPM	Bbl/Día	TPP	RPM	Bbl/Día	Bbl/Día
8	Producer	6	70	59	12	130	76	17,0
9R	Producer	12	-	73	16	-	84	11,0
10	Producer	6	100	62	12	150	79	17,0
11	Producer	12	45	24	16	135	41,9	17,9
15	Producer	6	-	22	12	-	40	18,0
17	Producer	6	80	78	12	180	95,6	17,6
18	Producer	6	-	25	12	-	40,3	15,3
19	Producer	6	60	23,6	12	120	47,2	23,6
20	Producer	6	80	17,0	12	150	35,7	18,7
21	Producer	6	80	65	12	150	78,4	13,4
24	Producer	6	80	65	12	150	84,3	19,3
25	Producer	6	80	37	12	150	53,2	16,2
26	Producer	12	70	51	16	145	65,9	14,9
27	Producer	6	165	146	16	205	175	29,0
28	Producer	6	105	94,2	12	155	140,8	46,6
30	Producer	12	85	93	16	125	108	15,0
31	Producer	6	90	46,9	12	150	82,6	35,7
32	Producer	12	70	24	16	120	38	14,0
33	Producer	12	45	10	16	85	21,4	11,4
34	Producer	6	80	64	16	115	81,7	17,2
35	Producer	12	105	52	16	155	68,7	16,7
36	Producer	12	80	34	16	135	51,3	17,3
37	Producer	12	45	34	16	105	48	14,0
38	Producer	12	101	25	16	180	43	18,0
39	Producer	12	95	51,5	16	175	91,7	40,2
40	Producer	6	150	105	12	220	128,4	23,4
41	Producer	6	155	103	12	185	116,9	13,9
42	Producer	6	-	244	12	-	262	18,0
43	Producer	6	155	98	12	205	119	21,0
44	Producer	6	230	167	12	260	187,7	20,7
45	Producer	12	150	96,8	16	210	151,8	55,0
46	Producer	6	150	105	12	215	124	19,0
47	Producer	6	-	51	12	-	79	28,0
48	Producer	6	50	17	12	105	31	14,0
49	Producer	6	-	270	12	-	295	25,0
50	Producer	6	-	210	12	-	228,7	18,7
51	Producer	6	155	110	12	215	125	15,0
52	Producer	6	120	97,5	12	165	122,4	24,9
53	Producer	6	-	102	12	-	124,3	22,3
54	Producer	6	70	27	12	130	40	13,0
55	Producer	6	-	204,8	12	-	264,4	59,6
56	Producer	6	150	98	12	190	124	26,0
57	Producer	6	150	79	12	190	120,6	41,6
58	Producer	6	155	112	12	175	133,8	21,8
59	Producer	6	100	61	12	140	80,3	19,3