

**APLICACION DE LA TECNICA DE ANALISIS NODAL EN EL SISTEMA DE
PRODUCCION DEL CAMPO BONANZA PARA DETERMINAR
OPORTUNIDADES DE OPTIMIZACION.**

NELLY JOHANA GARCIA GARCIA



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

2013

**APLICACION DE LA TECNICA DE ANALISIS NODAL EN EL SISTEMA DE
PRODUCCION DEL CAMPO BONANZA PARA DETERMINAR
OPORTUNIDADES DE OPTIMIZACION.**

NELLY JOHANA GARCIA GARCIA

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

Director:

ING. JHON ALEXANDER LEON

CoDirector:

ING. JORGE ANDRES SACHICA AVILA

ING. LEONARDO FRANCO SANDOVAL

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

2013

DEDICATORIA

A Dios por haberme permitido estar aquí en estos momentos, por darme las fuerzas para salir adelante y no desfallecer en los momentos difíciles. Por haberme permitido culminar con éxito esta etapa tan importante de mi vida.

A mis padres ROQUE JULIO Y TERESA por su inmenso amor y su apoyo incondicional, porque gracias a ellos soy lo que soy, en especial este triunfo está dedicado a ellos.

A mis hermanos William, Leonel, Emilce, Jhon y Roque por su apoyo y comprensión en todo momento.

A mis sobrinos y sobrinas porque de alguna manera han sido fuente de inspiración.

A Harry por todos los momentos maravillosos que hemos compartido y por haberme impulsado a seguir adelante.

A todos mis amigos y a aquellas personas que de alguna manera hicieron parte de este proceso.

La dicha de la vida consiste en tener siempre algo que hacer, alguien a quien amar y alguna cosa que esperar.

Thomas Chalmer

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mis más sinceros agradecimientos a:

La Universidad Industrial de Santander y a la Escuela de Ingeniería de Petróleos por haberme permitido formarme en esta profesión.

A Ecopetrol S.A por haberme brindado la oportunidad de realizar mi práctica empresarial en esta gran empresa por brindarme un espacio para aprender y crecer como profesional y como persona.

A los ingenieros e ingenieras del departamento de Ingeniería y Confiabilidad de Mares en especial al ingeniero JORGE ANDRES SACHICA y al ingeniero LEONARDO FRANCO SANDOVAL codirectores de este proyecto por sus valiosos aportes.

Al ingeniero JOHN ALEXANDER LEON director de este proyecto por su valiosísima colaboración por las enseñanzas y el tiempo dedicado.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	27
1. ANÁLISIS NODAL PARA POZOS DE PETROLEO	29
1.1. EL SISTEMA DE PRODUCCIÓN	29
1.2. PROCESO DE PRODUCCIÓN.	30
1.3. RECORRIDO DE LOS FLUIDOS EN EL SISTEMA.	30
1.3.1. Transporte en el Yacimiento	31
1.3.2. Transporte en las Perforaciones	31
1.3.3. Transporte en el Pozo	32
1.3.4. Transporte en la Línea de Flujo	32
1.4. CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DEL SISTEMA	32
1.5. INTRODUCCIÓN AL ANÁLISIS NODAL	34
1.5.1. Nodo en el Fondo del Pozo	36
1.5.2. Nodo en el Cabezal del Pozo	37
1.6. CONSTRUCCIÓN DE LAS CURVAS DE OFERTA Y DEMANDA	39
1.6.1. Curva de Oferta (IPR)	39

1.6.2. Curva de Demanda (VLP)	39
1.6.3. Balance de Energía	40
1.7. OPTIMIZACION GLOBAL DEL SISTEMA	43
1.8. MÉTODOS DE PRODUCCIÓN	44
1.8.1. Sistema de Levantamiento por Cavidades Progresivas (PCP) .	45
1.8.2. Equipo de Superficie.	48
1.8.3. Equipo de Fondo.	51
1.8.4. Eficiencia de las Bombas.	54
2. COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA EN FORMACIONES PRODUCTO-	
RAS	56
2.1. FLUJO DE FLUIDOS EN EL YACIMIENTO, ESTADOS DE FLUJO . .	56
2.1.1. Flujo No Continuo	56
2.1.2. Flujo Continuo	57
2.1.3. Flujo Semi-Continuo	57
2.2. ECUACIONES QUE DESCRIBEN EL COMPORTAMIENTO DEL POZO	58
2.2.1. La Ley de Darcy	58
2.2.2. Simplificaciones de la Ecuacion de Darcy	59

2.2.3. Modificaciones de las Ecuaciones Para los Casos Donde el Área de Drenaje no es Circular	61
2.3. INDICE DE PRODUCTIVIDAD (J)	62
2.3.1. J Para flujo Continuo	62
2.3.2. J Para flujo Semi-Continuo	62
2.3.3. Escala típica del indice de productividad	63
2.3.4. Factores que Afectan el Indice de Productividad	63
2.4. EFICIENCIA DE FLUJO (EF)	63
2.5. IPR (INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIPS)	64
2.5.1. Método de Vogel	64
2.5.2. Método de Fetcovich	66
3. FLUJO MULTIFASICO EN TUBERÍAS	68
3.1. ECUACIÓN GENERAL DE GRADIENTE DE PRESIÓN	68
3.2. CONSIDERACIONES TEÓRICAS DEL FLUJO MONOFASICO Y MULTIFASICO EN TUBERÍAS.	69
3.2.1. Calculo del factor de fricción.	69
3.2.2. Factor de Fricción para Flujo Laminar	70
3.2.3. Factor de Fricción en Flujo Turbulento, Tuberías Lisas	71

3.2.4. Factor de Fricción en Flujo Turbulento, tuberías Rugosas. . . .	72
3.3. PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DEL FLUJO MULTIFASICO . . .	73
3.3.1. Hold-Up de Líquido.	73
3.3.2. Fracción de líquido sin deslizamiento	74
3.3.3. Densidad de Líquidos.	75
3.3.4. Densidad Bifásica	75
3.3.5. Velocidad	76
3.3.6. Velocidad de Erosión (Velocidad Limite)	78
3.3.7. Viscosidad	79
3.3.8. Tensión Superficial	80
3.4. PATRONES DE FLUJO	80
3.4.1. Patrones de Flujo para Flujo Horizontal y Cercanamente Horizontal	81
3.4.2. Patrones de Flujo para Flujo Vertical y Fuertemente Inclinado .	84
3.5. CORRELACIONES PARA FLUJO MULTIFASICO	86
3.5.1. Modelos y Correlaciones para Flujo Vertical	87
3.5.2. Modelos y Correlaciones para Flujo Horizontal.	91
3.6. TRANSFERENCIA DE CALOR	92

3.6.1. Conducción	93
3.6.2. Convección	93
3.6.3. Radiación	94
4. GENERALIDADES DEL CAMPO BONANZA	95
4.1. RESEÑA HISTÓRICA	95
4.2. LOCALIZACIÓN	97
4.3. GEOLOGÍA	97
4.4. ESTRATIGRAFÍA	98
4.4.1. Secuencia cretácica	98
4.4.2. Secuencia Terciaria	99
4.4.3. Paleoceno	100
4.4.4. Eoceno	101
4.4.5. Oligoceno	101
4.4.6. Mioceno	102
4.5. MODELO ESTRUCTURAL	103
4.6. PROPIEDADES DE YACIMIENTO	104
4.6.1. Mecanismos de Producción	104

4.6.2. Presiones	105
4.7. PROPIEDADES DEL FLUIDO	106
4.8. SISTEMA DE RECOLECCIÓN	107
5. DESARROLLO DEL MODELO DE SIMULACIÓN	108
5.1. RECOPIACIÓN Y VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN.	109
5.1.1. Información requerida por el simulador.	109
5.1.2. Datos de Producción.	109
5.1.3. Datos del Fluido	110
5.1.4. Datos de los estados mecánicos	110
5.1.5. Datos de líneas de flujo	111
5.1.6. Datos de Presión en el Sistema	112
5.2. MONTAJE DE LA DATA AL SIMULADOR.	113
5.2.1. Modelo de Superficie	113
5.2.2. Modelo de Pozo	115
5.3. REPRODUCCIÓN DE LAS CONDICIONES OPERACIONALES AC- TUALES	120
5.3.1. Ajuste de la Correlación de Flujo Multifásico	120

5.3.2. Ajuste del Sistema de Levantamiento	122
5.4. EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.	125
5.4.1. CALCULO DEL IP	125
5.4.2. IDENTIFICACIÓN DE LIMITACIONES HIDRÁULICAS EN LA RED DE RECOLECCIÓN.	128
5.4.3. ANÁLISIS NODAL Y SENSIBILIZACION DE LAS CARAC- TERÍSTICAS DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFI- CIAL.	130
5.4.4. ANÁLISIS NODAL Y SENSIBILIZACIÓN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN	156
6. EVALUACIÓN FINANCIERA	189
6.1. ANÁLISIS FINANCIERO OPTIMIZACIÓN PROPUESTA.	193
6.1.1. Costos Asociados al Tratamiento de Estimulación SANDAID. .	194
7. CONCLUSIONES	203
8. RECOMENDACIONES	205
BIBLIOGRAFÍA	206

LISTA DE FIGURAS

1.	Sistema de Producción	30
2.	Componentes y perfil de Presiones del Sistema	33
3.	Componentes Básicos en la Evaluación de un Sistema de Producción	35
4.	Nodo solución en el fondo del pozo y curvas de oferta y demanda . .	37
5.	Nodo Solución en el Cabezal del Pozo y Curvas de Oferta y Demanda	38
6.	Curva Típica del Comportamiento de Afluencia	39
7.	Curva Típica del Comportamiento de Efluencia	40
8.	Curvas de Oferta y Demanda	43
9.	Configuración típica de una PCP	47
10.	Equipo de Superficie	48
11.	Equipo de Fondo	52
12.	Factores de Mathews & Russell	61
13.	Ilustración del trabajo de Vogel	66
14.	Modelo de Fetcovich para la Determinación de C y n	67
15.	Patrón de Flujo Estratificado	82
16.	Patrón de Flujo Intermitente	82

17. Patrón de Flujo Anular	83
18. Patron de Flujo Burbujas Dispersas	84
19. Patrones de Flujo para Tuberías Verticales y Fuertemente Inclinas .	86
20. Historia de Producción del Campo Bonanza	96
21. Localización geográfica del Campo Bonanza	97
22. Columna Estratigráfica del área de Bonanza	99
23. Mapa Estructural al Tope de la Discordancia del Mioceno	103
24. Mediciones MDT Campaña de Perforación 2006-2007	106
25. Desarrollo del modelo de simulación	108
26. Modelo de Superficie Campo Bonanza	114
27. Data correspondiente a la línea de flujo	114
28. Data Modelo del Fluido	115
29. Calibración Avanzada	116
30. Modelo de Pozo	116
31. Data del completamiento	117
32. Data de la Tubería de Producción	118
33. Data Correspondiente al Perfil Geotermico	118

34. Configuración de la tubería Pozo	119
35. Data correspondiente al equipo de Fondo	119
36. Curvas de Comportamiento Equipo de Fondo Pozo Bonanza 32	120
37. Ajuste Correlación de flujo Multifasico Vertical	121
38. Reproducción de las condiciones operacionales actuales pozo Bonanza 32	123
39. Ajuste del caudal de liquido real y simulado	124
40. Ajuste de la Presión de Entrada a la Bomba Real y Simulado	124
41. Índice de Productividad	127
42. Comparación Caudal Actual Vs AOF	127
43. Análisis Nodal Sensibilización de PWH Bonanza 32	132
44. Análisis Nodal Sensibilización de PWH Bonanza 37	134
45. Curva de Comportamiento y Velocidad Variable Bomba Pozo Bon 27	136
46. Comportamiento Pozo Bonanza 27	137
47. Análisis Nodal Sensibilización Velocidad Variable Bonanza 27	137
48. Comportamiento Caudal y Energía Pozo Bonanza 27.	138
49. Curva de Comportamiento y Velocidad Variable Bomba Pozo Bon 28	139
50. Comportamiento Pozo Bonanza 28	140

51.	Análisis Nodal Sensibilización Velocidad Variable Bonanza 28	140
52.	Comportamiento Caudal y Energía Pozo Bonanza 28.	141
53.	Curva de Comportamiento y Velocidad Variable Bomba Pozo Bon 32 .	142
54.	Comportamiento Pozo Bonanza 32	143
55.	Análisis Nodal Sensibilización Velocidad Variable Bonanza 32	144
56.	Comportamiento Caudal y Energía Pozo Bonanza 32.	145
57.	Curva de Comportamiento y Velocidad Variable Bomba Pozo Bon 37 .	146
58.	Comportamiento Pozo Bonanza 37	147
59.	Análisis Nodal Sensibilización Velocidad Variable Bonanza 37	147
60.	Comportamiento Caudal y Energía Pozo Bonanza 37.	148
61.	Curva de Comportamiento y Velocidad Variable Bomba Pozo Bon 38 .	149
62.	Comportamiento Pozo Bonanza 38	150
63.	Análisis Nodal Sensibilización Velocidad Variable Bonanza 38	151
64.	Comportamiento Caudal y Energía Pozo Bonanza 38.	152
65.	Curva de Comportamiento y Velocidad Variable Bomba Pozo Bon 39 .	153
66.	Comportamiento Pozo Bonanza 39	154
67.	Análisis Nodal Sensibilización Velocidad Variable Bonanza 39	154

68.	Comportamiento Caudal y Energía Pozo Bonanza 39.	155
69.	Relación Porosidad-Permeabilidad para la Selección de un Tratamiento de Estimulación de Pozos	157
70.	Análisis Nodal Sensibilizando el Daño a la Formación Pozo Bonanza 03	159
71.	Comportamiento del Caudal y el Consumo Energético Pozo Bonanza 03.	160
72.	Análisis Nodal Sensibilizando el Daño a la Formación Pozo Bonanza 08	161
73.	Comportamiento del Caudal y el Consumo Energético Pozo Bonanza 08.	162
74.	Análisis Nodal Sensibilizando el Daño a la Formación Pozo Bonanza 10	163
75.	Comportamiento del Caudal y el Consumo Energético Pozo Bonanza 10.	164
76.	Análisis Nodal Sensibilizando el Daño a la Formación Pozo Bonanza 11	165
77.	Comportamiento del Caudal y el Consumo Energetico Pozo Bonanza 11.	166
78.	Análisis Nodal Sensibilizando el Daño a la Formación Pozo Bonanza 17167	

79.	Comportamiento del Caudal y el Consumo Energético Pozo Bonanza	
	17.	168
80.	Análisis Nodal Sensibilizando el Daño a la Formación Pozo Bonanza	
	19	169
81.	Comportamiento del Caudal y el Consumo Energético Pozo Bonanza	
	19.	170
82.	Análisis Nodal Sensibilizando el Daño a la Formación Pozo Bonanza 20171	
83.	Comportamiento del Caudal y el Consumo Energético Pozo Bonanza	
	20.	172
84.	Análisis Nodal Sensibilizando el Daño a la Formación Pozo Bonanza 21173	
85.	Comportamiento del Caudal y el Consumo Energético Pozo Bonanza	
	21.	174
86.	Análisis Nodal Sensibilizando el Daño a la Formación Pozo Bonanza	
	24	175
87.	Comportamiento del Caudal y el Consumo Energético Pozo Bonanza	
	24.	176
88.	Análisis Nodal Sensibilizando el Daño a la Formación Pozo Bonanza 25177	
89.	Comportamiento del Caudal y el Consumo Energético Pozo Bonanza	
	25.	178
90.	Análisis Nodal Sensibilizando el Daño a la Formación Pozo Bonanza 30179	

91. Comportamiento del Caudal y el Consumo Energético Pozo Bonanza	
30.	180
92. Análisis Nodal Sensibilizando el Daño a la Formación Pozo Bonanza	31181
93. Comportamiento del Caudal y el Consumo Energético Pozo Bonanza	
31.	182
94. Análisis Nodal Sensibilizando el Daño a la Formación Pozo Bonanza	33183
95. Comportamiento del Caudal y el Consumo Energético Pozo Bonanza	
33.	184
96. Análisis Nodal Sensibilizando el Daño a la Formación Pozo Bonanza	35185
97. Comportamiento del Caudal y el Consumo Energético Pozo Bonanza	
35.	186
98. Análisis Nodal Sensibilizando el Daño a la Formación Pozo Bonanza	36187
99. Comportamiento del Caudal y el Consumo Energético Pozo Bonanza	
36.	188
100. Comportamiento de la Inversión Cuando se Logra Remover el Daño Completamente	199
101. Comportamiento de la Inversión al Disminuir el Daño en un 50% de su Valor Inicial	201

LISTA DE TABLAS

1.	Propiedades PVT del Fluido de la Formación Mugrosa	106
2.	Propiedades PVT del fluido de la Formación Esmeraldas	107
3.	Datos de producción	110
4.	Información de los estados mecánicos	111
5.	Datos de las líneas de flujo	112
6.	Datos de presión en el sistema	113
7.	Datos de Presión MDT Pozo Bonanza 32	121
8.	Índice de Productividad y AOF Calculados para el Campo Bonanza .	126
9.	Resultados Limitaciones Hidráulicas Sistema de Recolección Actual .	129
10.	Sensibilización de la presión en cabeza de pozo Bonanza 32	133
11.	Sensibilización de la presión en cabeza de pozo Bonanza 37	134
12.	Estado Actual Pozo Bonanza 27	136
13.	Sensibilización Velocidad Variable Pozo Bonanza 27	138
14.	Estado Actual Pozo Bonanza 28	139
15.	Sensibilización Velocidad Variable Pozo Bonanza 28	141
16.	Estado Actual Pozo Bonanza 32	142

17.	Sensibilización Velocidad Variable Pozo Bonanza 32	144
18.	Estado Actual Pozo Bonanza 37	145
19.	Sensibilización Velocidad Variable Pozo Bonanza 37	148
20.	Estado Actual Pozo Bonanza 38	149
21.	Sensibilización Velocidad Variable Pozo Bonanza 38	151
22.	Estado Actual Pozo Bonanza 39	152
23.	Sensibilización Velocidad Variable Pozo Bonanza 39	155
24.	Skin calculado para el campo Bonanza	158
25.	Estado Actual Pozo Bonanza 03	159
26.	Sensibilización del Daño y la Velocidad de Operación Pozo Bonanza 03160	
27.	Estado Actual Pozo Bonanza 08	161
28.	Sensibilización del Daño y la Velocidad de Operación Pozo Bonanza 08162	
29.	Estado Actual Pozo Bonanza 10	163
30.	Sensibilización del Daño y la Velocidad de Operación Pozo Bonanza 10164	
31.	Estado Actual Pozo Bonanza 11	165
32.	Sensibilización del Daño y la Velocidad de Operación Pozo Bonanza 11166	
33.	Estado Actual Pozo Bonanza 17	167

34.	Sensibilización del Daño y la Velocidad de Operación Pozo Bonanza	17168
35.	Estado Actual Pozo Bonanza 19	169
36.	Sensibilización del Daño y la Velocidad de Operación Pozo Bonanza	19170
37.	Estado Actual Pozo Bonanza 20	171
38.	Sensibilización del Daño y la Velocidad de Operación Pozo Bonanza	20172
39.	Estado Actual Pozo Bonanza 21	173
40.	Sensibilización del Daño y la Velocidad de Operación Pozo Bonanza	21174
41.	Estado Actual Pozo Bonanza 24	175
42.	Sensibilización del Daño y la Velocidad de Operación Pozo Bonanza	24176
43.	Estado Actual Pozo Bonanza 25	177
44.	Sensibilización del Daño y la Velocidad de Operación Pozo Bonanza	25178
45.	Estado Actual Pozo Bonanza 30	179
46.	Sensibilización del Daño y la Velocidad de Operación Pozo Bonanza	30180
47.	Estado Actual Pozo Bonanza 31	181
48.	Sensibilización del Daño y la Velocidad de Operación Pozo Bon	31 . . 182
49.	Estado Actual Pozo Bonanza 33	183
50.	Sensibilización del Daño y la Velocidad de Operación Pozo Bon	33 . . 184

51.	Estado Actual Pozo Bonanza 35	185
52.	Sensibilización del Daño y la Velocidad de Operación Pozo Bonanza 35	186
53.	Estado Actual Pozo Bonanza 36	187
54.	Sensibilización del Daño y la Velocidad de Operación Pozo Bonanza 36	188
55.	Datos Preliminares para la Evaluación Financiera	193
56.	Periodos de evaluación para diferentes intervenciones	193
57.	Costos Tratamiento Sandaid para 106 ft de Formación	194
58.	Costos Tratamiento Sandaid para 50 ft de Formación	195
59.	Resultados Producción incremental y consumo energético por optimi- zación	196
60.	Comportamiento de la inversión por aumento de RPM	197
61.	Comportamiento de la inversión cuando se requiere estimular 106 ft de formación.	197
62.	Comportamiento de la inversión cuando se requiere estimular 50 ft de formación.	198
63.	Comportamiento de la inversión cuando se requiere estimular 106 ft de formación y el daño se reduce a un 50 % del valor inicial.	200
64.	Comportamiento de la inversión cuando se requiere estimular 50 ft de formación y el daño se reduce a un 50 % del valor inicial.	201

RESUMEN

TITULO: APLICACION DE LA TECNICA DE ANALISIS NODAL EN EL SISTEMA DE PRODUCCION DEL CAMPO BONANZA PARA DETERMINAR OPORTUNIDADES DE OPTIMIZACION *

AUTOR: NELLY JOHANA GARCIA GARCIA **

PALABRAS CLAVES: Análisis Nodal, Sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas, Sistema de Producción, Campo Bonanza, PIPESIM

DESCRIPCIÓN: El campo Bonanza operado por ECOPETROL S.A. se encuentra ubicado en el valle medio del Magdalena haciendo parte del activo provincia de la superintendencia de operaciones de mares.

Debido a la baja productividad presentada en los pozos del campo Bonanza se hizo necesario realizar un estudio utilizando análisis nodal pozo a pozo esta técnica ha sido ampliamente utilizada en la industria del petróleo como una herramienta para determinar donde pueden residir oportunidades de optimización de la producción.

Para el desarrollo de este estudio, fue necesario recolectar la mayor cantidad de información y realizar un control de calidad de la misma con el fin de generar un modelo de simulación mediante el software PIPESIM, el cual permite analizar eficientemente las características del sistema de producción desde el fondo del pozo hasta la estación de recolección, además de conocer el potencial del yacimiento.

Los principales parámetros que tuvieron la posibilidad de ser modificados fueron estudiados para encontrar un punto óptimo entre productividad y costos asociados a la operación, de acuerdo a esto se analizaron los siguientes escenarios: Cambio de diámetro de la tubería de producción, disminución de la presión en cabeza de pozo, sensibilización de las características del sistema de levantamiento, cálculo y sensibilización del daño de la formación también se encontraron las limitaciones hidráulicas que presenta el actual sistema de recolección del campo.

El análisis de los resultados obtenidos a través de los cambios realizados al sistema fue soportado por una evaluación financiera la cual permitió la elección de las modificaciones más viables y convenientes para el campo.

*Trabajo de grado

**Facultad De Ingenierías Físico-Químicas. Escuela De Ingeniería De Petróleos.

Director: ING. JHON ALEXANDER LEON, Co-Director: ING. JORGE ANDRES SACHICA AVILA, ING. LEONARDO FRANCO SANDOVAL.

ABSTRACT

TITLE: APPLICATION OF THE NODAL ANALYSIS TECHNIQUE IN THE PRODUCTION SYSTEM OF THE BONANZA FIELD TO IDENTIFY OPPORTUNITIES FOR OPTIMIZATION *

AUTHOR: NELLY JOHANA GARCIA GARCIA **

KEY WORDS: Analysis Nodal, pumping system by progressive cavity, Production System, Field Bonanza, PIPESIM

DESCRIPTION: The field Bonanza operated by ECOPETROL S.A. is located in the middle Magdalena valley doing active part of the province of the superintendent of operations of seas.

Due to the low productivity in the wells on the field Bonanza was necessary to perform a nodal analysis well to well this technique has been widely used in the oil industry as a tool to determine where they can reside opportunities for optimization of the production.

For the development of this study, it was necessary to collect as much information and perform a quality control of the same in order to generate a simulation model using the PIPESIM software, which allows to analyze efficiently the characteristics of the production system from the bottom of the well until the station of the collection, in addition to knowing the potential of the reservoir.

The main parameters that had the possibility to be modified were surveyed to find an optimal point between productivity and costs associated with the operation, in accordance with this document we have analyzed the following scenarios: Change in diameter of the line of production, decrease of the pressure wellhead, awareness of the characteristics of the lift system, calculation of the skin mechanical of the formation, were also found hydraulic limitations of the current system of collection of the field.

The analysis of the results obtained through changes to the system was supported by an economical evaluation which allowed the election of the modifications more feasible and desirable for the field.

*Trabajo de grado

**Facultad De Ingenierías Físico-Químicas. Escuela De Ingeniería De Petróleos.

Director: ING. JHON ALEXANDER LEON, Co-Director: ING. JORGE ANDRES SACHICA AVILA, ING. LEONARDO FRANCO SANDOVAL.

INTRODUCCIÓN

El campo Bonanza pertenece al activo provincia y se considera uno de los campos con mayor prospección dentro de la Gerencia Regional del Magdalena Medio (Ecopetrol S.A.), uno de los grandes objetivos de la compañía es maximizar la productividad de sus pozos de manera económicamente rentable y eficiente, en algunos casos un inadecuado diseño del equipo de fondo o del sistema de recolección puede llegar a ser la causa de baja productividad en muchos pozos de petróleo especialmente en aquellos que tienen líneas de descarga muy largas ya que ocurren grandes pérdidas de presión en la línea disminuyendo el potencial de producción de los pozos, con el fin de cuantificar y minimizar estas pérdidas se realiza este estudio para encontrar alternativas que conlleven a la optimización la producción del campo.

Para lograr dicha optimización se cuenta con una técnica ampliamente utilizada en la industria del petróleo, esta técnica es el Análisis Nodal, y consiste básicamente en detectar restricciones al flujo y cuantificar su impacto sobre la capacidad de producción del sistema.

Para la aplicación de dicha técnica existen en el mercado una gran variedad de simuladores, entre ellos se encuentra el software PIPESIM desarrollado por la empresa Schlumberger, este software cuenta con los recursos necesarios para modelar el sistema de producción del campo con sus respectivos componentes incluyendo el sistema de levantamiento por cavidades progresivas.

Como el objetivo de este proyecto es entregar un estudio que permita la optimización del sistema de producción del campo Bonanza. Se estructuró un contenido programático de cinco capítulos.

En el **capítulo uno** de ellos se describe el sistema de producción haciendo énfasis en el balance de energía requerido entre el yacimiento y la infraestructura instalada para establecer la capacidad de producción del pozo. Adicionalmente se describe el

principio de funcionamiento del sistema de levantamiento por cavidades progresivas. En el **capítulo dos** se describen los modelos básicos para determinar la capacidad de aporte de fluidos de las formaciones productoras.

En el **capítulo tres** se describe el flujo multifásico en tuberías, las correlaciones de flujo utilizadas para determinar la capacidad de extracción de los fluidos por la infraestructura instalada en subsuelo y superficie.

El **capítulo cuatro** corresponde a las generalidades del campo Bonanza, dentro de las cuales se encuentran: historia, ubicación, estratigrafía, geología, producción entre otras.

En el **capítulo cinco** se describe la metodología utilizada para determinar oportunidades de optimización de la producción del campo la cual consistió en recopilación y análisis de la información, construcción del modelo de simulación, y un análisis minucioso de los resultados, conjuntamente con esto se hizo una valoración financiera para evaluar el impacto que generan estas alternativas.

1. ANÁLISIS NODAL PARA POZOS DE PETROLEO

El Análisis Nodal de un sistema de producción realizado en forma sistemática permite determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos y consiste en dividir este sistema de producción en nodos de solución para calcular tanto caídas de presión como gasto de los fluidos producidos y de esta manera poder determinar las curvas de comportamiento de afluencia y potencial de producción de un yacimiento. Como resultado de este análisis se obtiene generalmente un incremento en la producción y el mejoramiento de la eficiencia de flujo cuando se trata de un pozo productor, pero cuando se trata de un pozo nuevo permite definir el diámetro óptimo de las tuberías de producción, del estrangulador y línea de descarga por la cual debe fluir dicho pozo así como predecir su comportamiento de flujo (aporte de fluidos) y presiones para diferentes condiciones de operación.

La técnica de Análisis Nodal ha sido reconocida en la industria del petróleo como medio adecuado para el diseño y evaluación tanto en pozos fluyentes como en pozos que cuentan con un sistema de levantamiento artificial de producción, debido a las necesidades cada vez mayores de energéticos y a los incentivos derivados del precio de los hidrocarburos.

1.1 EL SISTEMA DE PRODUCCIÓN

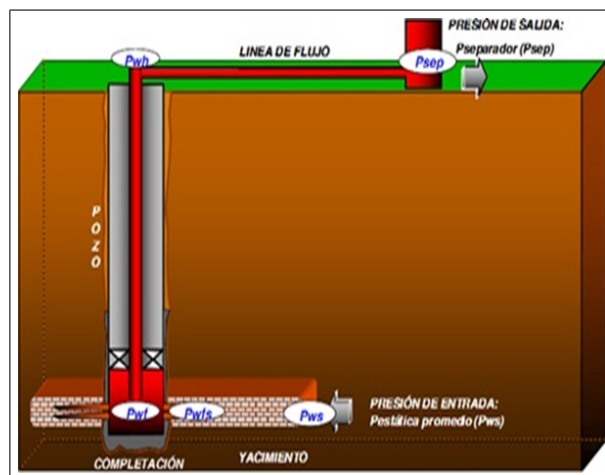
El sistema de producción está formado por el yacimiento, el completamiento, el pozo y las líneas de flujo en superficie. El yacimiento es una o varias unidades del subsuelo creadas e interconectadas por la naturaleza, mientras que

el completamiento, el pozo y las facilidades de superficie es infraestructura creada por el hombre para la extracción, medición, control, tratamiento y transporte de los fluidos extraídos del yacimiento.

1.2 PROCESO DE PRODUCCIÓN.

El proceso de producción de un pozo de petróleo comprende el recorrido de los fluidos desde el área externa del radio de drenaje en el yacimiento hasta el separador de producción en la estación de recolección.

Figura 1. Sistema de Producción



Fuente: MAGGIOLO, Ricardo, Optimización Integral de Sistemas de Producción Utilizado Análisis Nodal, AIP 2007

1.3 RECORRIDO DE LOS FLUIDOS EN EL SISTEMA.

El transporte de los fluidos dentro del sistema (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 están asociadas a la fricción, al peso de la columna y a ciertos efectos de aceleración. Debe recordarse además que el flujo en el yacimiento se da a través de un medio poroso.

1.3.1. Transporte en el Yacimiento

El movimiento de los fluidos comienza en el yacimiento a una distancia r_e del pozo donde la presión es P_{ws} , viaja a través del medio poroso hasta llegar a la cara de la arena o radio del pozo r_w , donde la presión es P_{wf} , aquí el fluido pierde energía en la medida que el medio sea de baja capacidad de flujo (K_o , h), presente restricciones en las cercanías del pozo (S), y el fluido ofrezca resistencia al flujo (μ). Mientras más grande sea el hueco mayor será el área de comunicación entre el yacimiento y el pozo aumentando el índice de productividad del pozo. La perforación de pozos horizontales aumenta sustancialmente el índice de productividad del pozo.

1.3.2. Transporte en las Perforaciones

Los fluidos aportados por el yacimiento atraviesan el completamiento que puede ser un revestimiento de producción cementado y perforado, normalmente utilizado en formaciones consolidadas, o un empaque con grava normalmente utilizado en formaciones poco consolidadas para el control de arena; para el primer caso la pérdida de energía se debe a la sobre compactación o trituración de la zona alrededor del túnel perforado y a la longitud de penetración de la perforación, en el segundo caso la pérdida de energía se debe a la poca área expuesta al flujo. Al atravesar el completamiento los fluidos entran al fondo del pozo con una presión P_{wf} .

1.3.3. Transporte en el Pozo

Ya dentro del pozo los fluidos ascienden a través de la tubería de producción venciendo la fuerza de gravedad y la fricción con las paredes internas de la tubería llegan al cabezal del pozo con una presión P_{wh} .

1.3.4. Transporte en la Línea de Flujo

Al salir del pozo si existe un reductor de flujo en el cabezal ocurre una caída brusca de presión que dependerá fuertemente del diámetro del orificio del reductor. A la descarga del reductor la presión en la línea de flujo es P_L , luego atraviesa la línea de flujo superficial y llega al separador en la estación de flujo, con una presión igual a la presión del separador P_{sep} , donde se separa la mayor parte del gas del petróleo.

1.4 CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DEL SISTEMA

El yacimiento posee una enorme cantidad de energía que se manifiesta en forma de presión la cual generalmente es suficiente para mantener el 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. La pérdida de energía en forma de presión a través del sistema depende de las características de los fluidos producidos y especialmente del caudal de flujo transportado de tal manera que la capacidad de producción del sistema responde a un balance entre la capacidad de aporte de energía del yacimiento y la demanda de energía de la instalación para transportar los fluidos hasta la superficie.

La suma de las pérdidas de energía en cada componente es igual a la pérdida total de energía en el sistema.

$$P_{ws} - P_{sep} = \Delta P_y + \Delta P_c + \Delta P_t + \Delta P_l \quad (1)$$

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

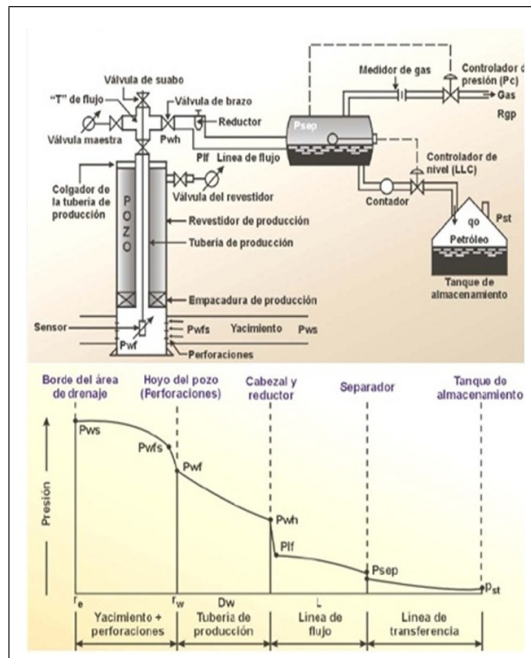
$$\Delta P_c = P_{wfs} - P_{wf} \text{ Caída de presión en el completamiento.}$$

$$\Delta P_t = P_{wf} - P_{wh} \text{ Caída de presión en el tubing.}$$

$$\Delta P_l = P_{wh} - P_{sep} \text{ Caída de presión en la línea de flujo.}$$

En un sistema de producción la presión va disminuyendo desde el yacimiento hacia el separador, para rangos de tiempo razonablemente cortos, la caída total de presión en el sistema de producción es constante

Figura 2. Componentes y perfil de Presiones del Sistema



Fuente: MAGGIOLO, Ricardo, Optimización Integral de Sistemas de Producción Utilizado Análisis Nodal, AIP 2007

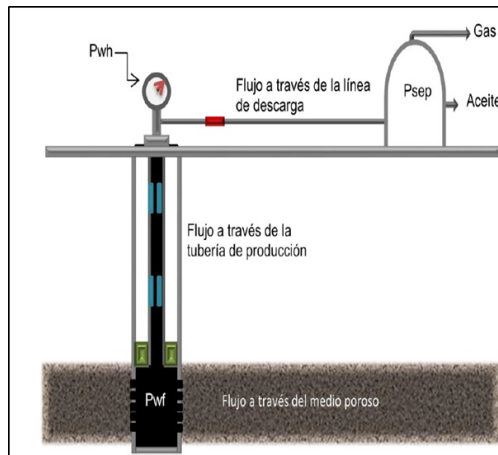
1.5 INTRODUCCIÓN AL ANÁLISIS NODAL

El Análisis Nodal es una técnica basada en procedimientos de análisis de sistemas que consiste en combinar los distintos componentes de un pozo de gas o de petróleo con el propósito de predecir las tasas de flujo y optimizar los distintos componentes en el sistema, para así tomar decisiones que conlleven al aumento en la producción de hidrocarburos del yacimiento. Esta técnica ha sido reconocida en la industria petrolera como un medio adecuado para el diseño y evaluación tanto en pozos fluyentes como en pozos que cuentan con un sistema de levantamiento artificial; tiene la particularidad de combinar la habilidad del pozo para producir los fluidos (IPR, Inflow Relationship) con la habilidad del sistema de tuberías para manejarlos (VLP, Vertical lift Performance) tomando en cuenta la manera como se interrelacionan las distintas pérdidas de presión.

El Análisis nodal permite saber con certeza que variables afectan el comportamiento del sistema de producción, y permite optimizar el caudal de petróleo producido. 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 el lodo de perforación, cemento etc.
- Flujo a través de la tubería de producción considerando cualquier posible restricción como empaquetamientos, válvulas de seguridad, estranguladores de fondo, etc.
- Flujo a través de la tubería horizontal o línea de descarga considerando el manejo de estranguladores de superficie.

Figura 3. Componentes Básicos en la Evaluación de un Sistema de Producción



Fuente: H BEGGS, Dale Production Optimization Using Nodal Analysis, Tulsa, Oklahoma. Petroskill Publication. 2003

Para predecir el comportamiento del sistema, se calcula la caída de presión en cada componente; La técnica consiste en seleccionar un punto o nodo en el pozo y dividir el sistema en ese punto, todos los componentes aguas arriba del nodo (upstream) comprenden la sección de entrada (Inflow section) y los componentes aguas abajo (downstream) comprenden la sección de salida (Outflow), una relación entre el caudal y la caída de presión del sistema debe estar disponible para cada componente del sistema.

El flujo a través del sistema puede ser determinado una vez se cumplan las siguientes condiciones:

- El flujo de entrada al nodo es igual al flujo de salida.
- Una sola presión existe en el nodo.

En un momento particular en la vida del pozo hay siempre dos presiones que permanecen fijas y no son función del caudal, una de ellas es la presión del yacimiento y la otra es la presión de salida del sistema. La presión de salida es

generalmente la presión del separador; pero si la presión del pozo es controlada con un orificio en la superficie, la presión fija sera la presión en la cabeza del pozo. Una vez que el nodo es seleccionado la presión es calculada en ambas direcciones comenzando desde las fijas:

- **Entrada al nodo (Inflow)**

$$P_y - \Delta P_{upstream} = P_{nodo}$$

- **Salida del nodo (Outflow)**

$$P_{sep} - \Delta P_{Downstream} = P_{nodo}$$

Tradicionalmente el balance de energía se hace en el fondo del pozo pero la disponibilidad actual de simuladores del proceso de producción permite establecer dicho balance en otros nodos de la trayectoria del proceso de producción: Cabeza de 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, a continuación se muestra el balance de energía para el nodo en el fondo del pozo y el nodo en el cabezal del pozo.

1.5.1. Nodo en el Fondo del Pozo

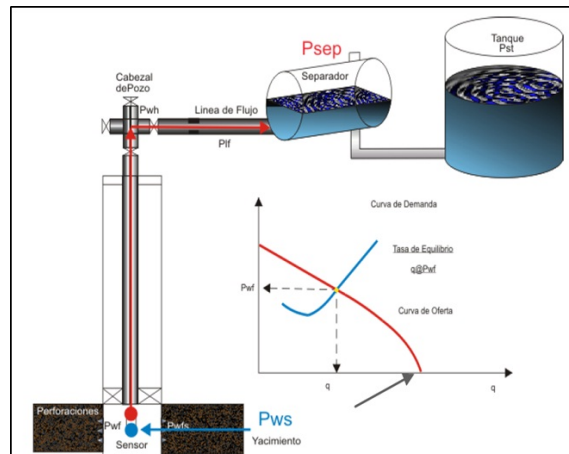
Para encontrar la tasa de flujo en esta posición, el sistema se divide en dos componentes: el yacimiento y la tubería de producción, en este caso se debe construir la curva de oferta a partir de las presiones de fondo y las tasas de flujo, curva IPR y la curva de demanda a partir de las tasas asumidas y sus

correspondientes presiones de cabeza, para llevar los fluidos a través de la línea horizontal hasta el separador, tomando las tasas de flujo supuestas y las presiones de cabeza, se determina las presiones de tubing requeridas.

$$P_{wf} = P_{ws} - \Delta P_y - \Delta P_c(Inflow) \quad (2)$$

$$P_{wf} = P_{sep} + \Delta P_l + \Delta P_t(Outflow) \quad (3)$$

Figura 4. Nodo solución en el fondo del pozo y curvas de oferta y demanda



Fuente: MARQUEZ, Ricardo; Analisis Nodal del Sistema de Produccion, Nivel Basico;Febrero 2008

1.5.2. Nodo en el Cabezal del Pozo

El sistema es dividido en dos componentes con el propósito de hallar la tasa de flujo posible: el separador y la línea de flujo se consideran como un solo componente; se comienza con la presión del separador determinando la presión de cabezal necesarias para mover las tasas de flujo asumidas a través de la línea de flujo hasta

el separador; el yacimiento y la sarta de tubería de producción se consideran como el otro componente; se comienza con la presión del yacimiento y se prosigue hasta el medio de las perforaciones hasta obtener P_{wf} utilizando la curva adecuada o ecuación IPR, luego se utiliza esta presión y se prosigue hasta el tope de la tubería con el fin de hallar la presión necesaria en el cabezal para la tasa de flujo establecida.

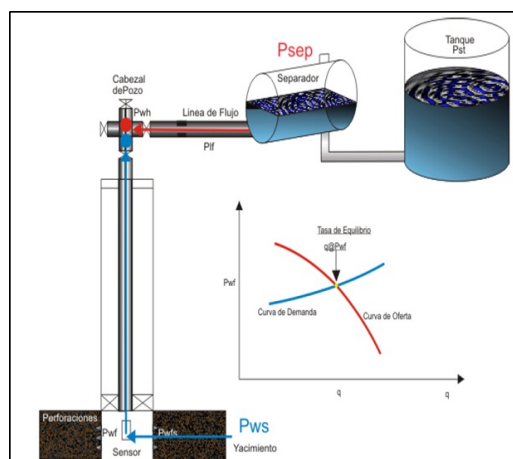
Al considerar la solución en la cabeza del pozo la línea de flujo es aislada y por lo tanto es fácil mostrar el efecto de cambiar el tamaño de dicha línea.¹

El nodo debe colocarse en el extremo justo antes o después del componente donde se modifica la variable.

$$P_{wh} = P_{ws} - \Delta P_y - \Delta P_c - \Delta P_t(Inflow) \quad (4)$$

$$P_{wh} = P_{sep} + \Delta P_l(Outflow) \quad (5)$$

Figura 5. Nodo Solución en el Cabezal del Pozo y Curvas de Oferta y Demanda



Fuente: MARQUEZ, Ricardo; Análisis Nodal del Sistema de Producción, Nivel Básico; Febrero 2008

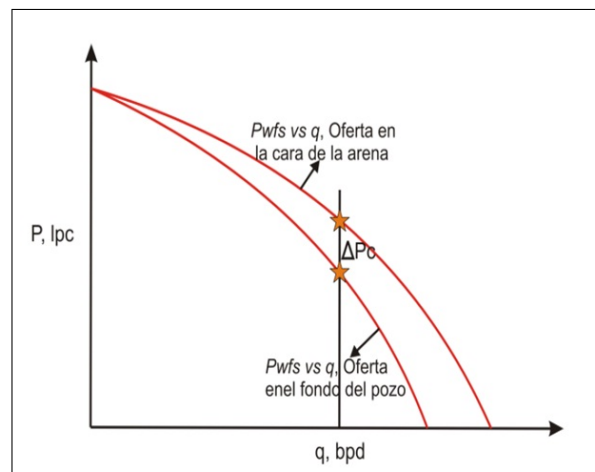
¹MAGGIOLO, Ricardo, "Optimización Integral de Sistemas de Producción Utilizando Análisis Nodal", AIP 2007

1.6 CONSTRUCCIÓN DE LAS CURVAS DE OFERTA Y DEMANDA

1.6.1. Curva de Oferta (IPR)

Podrá ser determinada partiendo desde la P_y y restandole todas las perdidas ocasionadas por el flujo de fluidos a través del medio poroso, estas perdidas pueden ser estimadas mediante la ecuación de flujo de fluidos bajo una condición de estado semi-estable o por cualquier otro método empírico disponible en la literatura, la representación gráfica de esta curva es posible mediante un gráfico de P_{nodo} vs q donde $P_{nodo} = P_{wf}$.

Figura 6. Curva Típica del Comportamiento de Afluencia



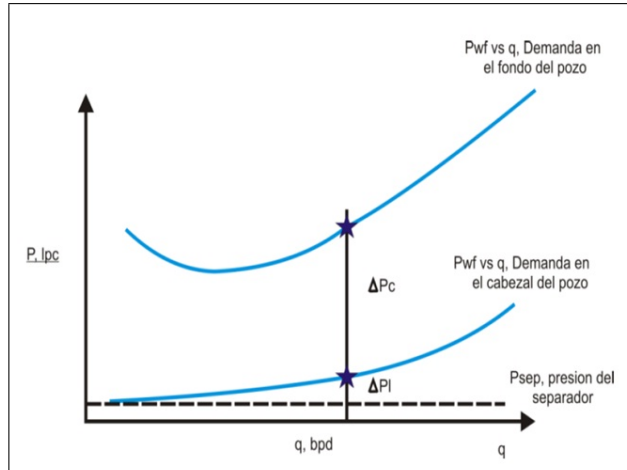
Fuente: MAGGIOLO, Ricardo, Optimización Integral de Sistemas de Producción Utilizado Análisis Nodal, AIP 2007

1.6.2. Curva de Demanda (VLP)

Si se evalúan la P_{nodo} requerida para distintas tasas de producción y se grafican se obtiene la curva de demanda de energía en ese punto .

La siguiente grafica muestra las curvas mencionadas para un caudal dada la representación de las perdidas de presión en la línea y en el pozo.

Figura 7. Curva Típica del Comportamiento de Efluencia



Fuente: MAGGILOLO, Ricardo, Optimización Integral de Sistemas de Producción Utilizado Análisis Nodal, AIP 2007

1.6.3. Balance de Energía

El balance de energía puede obtenerse numérica o gráficamente, para realizarlo numéricamente se asumen varias tasas de producción y se calcula la presión de oferta y demanda respectivas en cada nodo hasta que ambas presiones se igualen, el ensayo y error es necesario ya que no se pueden resolver analíticamente por la complejidad de las formulas involucradas para el calculo de las ΔP en función del caudal de producción quedaría de la siguiente manera:

$$P_{ws} - \frac{q_o \mu_o B_o}{0,00708 K h} - \left[\frac{2,30 * 10^{-14} \beta B_o}{L p_p^2 T P P^2 h_p^2} \right] q_o^2 - \left[\frac{\mu_o B_o \ln \frac{r_e}{r_w}}{0,00708 * 10^{-3} L_p K_p} \right] \left[\frac{q_o}{T P P h_p} \right] = \sum_{t=1}^m \frac{\Delta z}{144} \left(\frac{g \rho_m \text{sen} \theta}{g_c} + \frac{f_m \rho_m V_m^2}{2 g_c d} + \frac{\rho_m \Delta V_m^2}{2 g_c \Delta z} \right) + \sum_{t=1}^n \frac{\Delta z}{144} \left(\frac{g \rho_m \text{sen} \theta}{g_c} + \frac{f_m \rho_m V_m^2}{2 g_c d} + \frac{\rho_m \Delta V_m^2}{2 g_c \Delta z} \right) \quad (6)$$

$$\Delta P_{yacimiento} = \frac{q_o \mu_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0,75 + S}{0,00708 K_o h} \quad (7)$$

$$\Delta P_{completamiento} = - \left[\frac{2,30 * 10^{-14} \beta B_o \rho_o \left(\frac{1}{r_p}\right) \left(\frac{1}{r_c}\right)}{L_p^2 T P P^2 h_p^2} \right] q_o^2 - \left[\frac{\mu_o B_o \ln \frac{r_e}{r_w}}{0,00708 * 10^{-3} L_p \cdot K_p} \right] \left[\frac{q_o}{T P P h_p} \right] \quad (8)$$

$$\Delta P_{pozo} = \sum_{t=1}^m \frac{\Delta z}{144} \left(\frac{g \rho_m \text{sen} \theta}{g_c} + \frac{f_m \rho_m V_m^2}{2 g_c d} + \frac{\rho_m \Delta V_m^2}{2 g_c \Delta z} \right) \quad (9)$$

$$\Delta P_{linea} = \sum_{t=1}^n \frac{\Delta z}{144} \left(\frac{g \rho_m \text{sen} \theta}{g_c} + \frac{f_m \rho_m V_m^2}{2 g_c d} + \frac{\rho_m \Delta V_m^2}{2 g_c \Delta z} \right) \quad (10)$$

q_o = Tasa de producción, bbpd.

μ_o = Viscosidad en cp

B_o = Factor Volumetrico del petroleo, by/bn.

r_e = Radio de drenaje, pies

r_w = Radio del pozo, pies

S = Factor de daño, adim.

K_o = Permeabilidad efectiva al petróleo

h = Espesor de la arena neta petrolífera, pies

ρ_o = Densidad del petroleo, lbm/pie

β = Coeficiente de velocidad para flujo turbulento

r_p = Radio de la perforación, pulg.

r_c =Radio de la zona triturada alrededor del túnel perforado

L_p =Longitud del túnel perforado, pies

TPP =Densidad de tiro, tiros/pie

h_p Longitud del intervalo cañoneado, pies

g = Aceleración de la gravedad, $32.2 \frac{pie}{seg^2}$

g_c =Constante gravitacional, $32.2 \frac{pie}{seg^2}$

$\frac{g}{g_c}$ =Conversión de masa en fuerza, $1 \frac{lbf}{lbm}$

A_t =Área seccional de la tubería, pies

ΔZ =Longitud del intervalo de tubería, pies

ρ_m =Densidad de la mezcla multifasica gas-petroleo, $\frac{lbm}{pie^3}$

θ = Angulo que forma la dirección de flujo con la horizontal

f_m Factor de fricción de Moody de la mezcla multifasica, adim.

V_m Velocidad de la mezcla gas petróleo, $\frac{pie}{seg}$

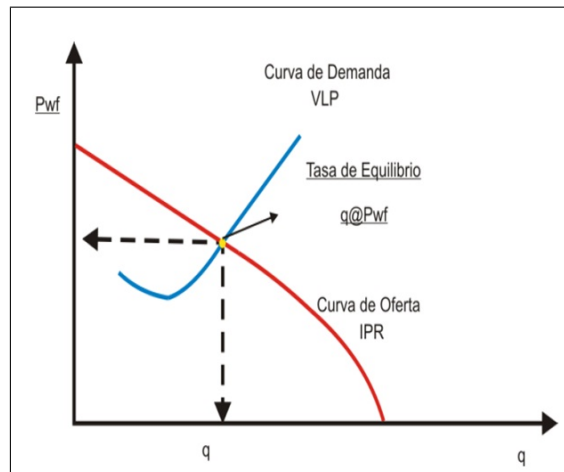
Para obtener gráficamente la solución se dibujan ambas curvas en el papel cartesiano y se obtiene el caudal donde se interceptan, a continuación se explica paso a paso el procedimiento:

- Dado un valor de q_l en superficie se determina P_{wfs} y P_{wf} a partir de la P_{ws} , luego se tabula y se grafica P_{wf} vs q_l
- Se repite el paso anterior para otros valores asumidos de q_l y se construye la curva de oferta de energía del sistema.
- Similarmente para valor de q_l en superficie se determina P_{wh} y P_{wf} a partir de la presión del separador y se construye la curva de demanda

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_l y ΔP_p .

Figura 8. Curvas de Oferta y Demanda



Fuente: MAGGILOLO, Ricardo, "Optimización Integral de Sistemas de Producción Utilizando Analisis Nodal", AIP 2007

1.7 OPTIMIZACION GLOBAL DEL SISTEMA

Optimizar globalmente el sistema 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 su impacto. A continuación se presenta una lista de las aplicaciones del análisis nodal en sistemas de producción:

- Selección de diámetros de tubing
- Selección de diámetros de líneas de flujo
- Diseños de Gravel Pack

- Dimensionamiento de los orificios de fondo o de superficie
- Analisis de problemas en restricciones
- Diseños de sistemas de levantamiento artificial
- Evaluación de estimulación de pozos
- Analizar la performance de la densidad de las perforaciones
- Predecir efectos de depleción de los yacimientos

1.8 MÉTODOS DE PRODUCCIÓN

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, línea de flujo y producción) sin necesidad de utilizar fuentes externas de energía en el pozo, se dice entonces que el pozo fluye naturalmente. A través del tiempo en yacimientos con empuje hidráulico los pozos empiezan a producir con altos cortes de agua, la columna de fluido se hará más pesada y el pozo dejará de producir. Similarmente en yacimientos volumétricos con empuje por gas en solución la energía del yacimiento declinará en la medida en que no se reemplazan los fluidos extraídos trayendo como consecuencia el cese de la producción por flujo natural. Cuando cesa la producción por flujo natural se requiere el uso de una fuente externa para lograr conciliar la oferta con la demanda, esta fuente de energía interna será un sistema de levantamiento artificial; entre los métodos de levantamiento artificial de mayor aplicación en la industria petrolera se encuentran:

- Levantamiento artificial por gas (L.A.G)
- Bombeo mecánico (B.M)

- Bombeo electrosomergible (B.E.S)
- Bombeo por cavidades progresivas (P.C.P)
- Bombeo hidráulico tipo jet (B.H.J)

1.8.1. 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 está fija, formando un engranaje helicoidal:

- 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 del 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 ($< 18^{\circ}\text{API}$) con cortes de arena hasta un 50 %.
- Producción de crudos medios ($18 - 30^{\circ}\text{API}$) con limitaciones en el % de H_2S
- Petróleos livianos ($> 30^{\circ}\text{API}$) 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*.

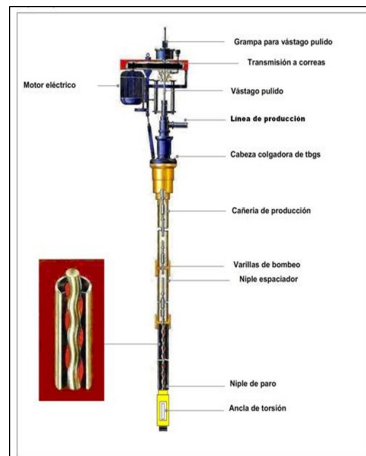
El sistema de impulsión está ubicado en la superficie accionando al rotor por medio de la sarta de varillas, estas constituyen la conexión flexible necesaria entre el eje de impulsión y el rotor.

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

- 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 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 9. Configuración típica de una PCP



Fuente: HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas, Oil Production.net. Version2008.

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 espaciamiento calculado entre el rotor y el pin de paro.

- **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:

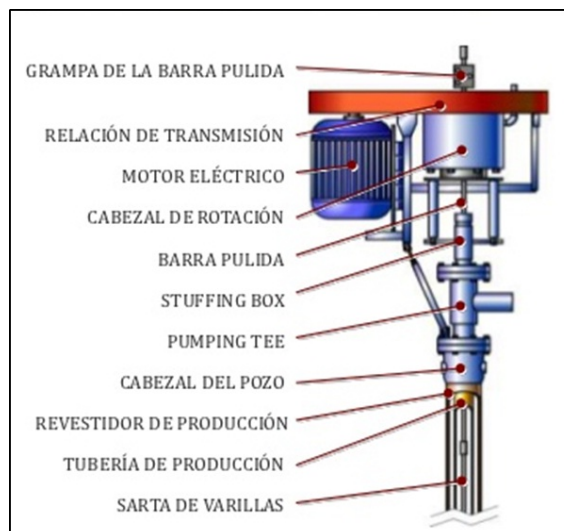
La bomba se baja con la sarta de varillas y se asienta en un pleno (PSN) que aprisiona la parte inferior del estator, por lo cual no es necesario retirar la tubería de producción para retirar la bomba de fondo.

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.

1.8.2. 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 motriz²

Figura 10. Equipo de Superficie



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

²Mathews, Zahacy and Skoczylas, Progressing Cavity Pumping Systems: Design, Operation and Performance Optimization, C-FER Technologies, Alberta Canada, 2005.

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 del prensa estopas.

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.

Freno de Retroceso: La segunda función importante del cabezal es la del frenado que requiere el sistema una vez que rota en marcha inversa llamado *Back Spin*. Cuando un sistema PCP esta en operación una cantidad significativa de energía se acumula en forma de torsión sobre las varillas, si el sistema se para repentinamente, la sarta de varillas de bombeo libera esa energía girando en forma inversa para liberar torsión. Adicionalmente a esta rotación inversa se le suma la producida debida a la igualación de niveles de fluido en la tubería de producción y el espacio anular en el momento de la parada.

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 un 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.

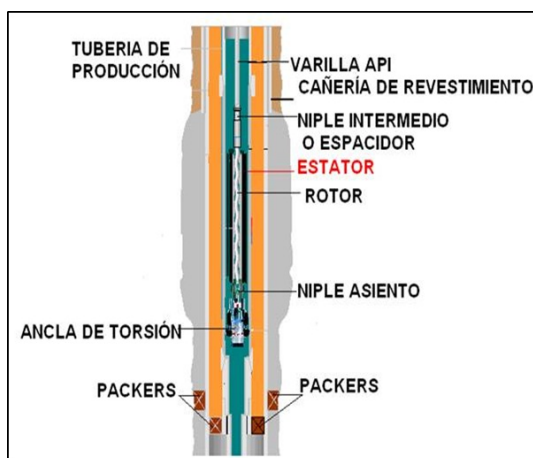
Variador de Frecuencia: Estos equipos son utilizados en conjunto con los motor reductores y con los equipos de polea-correa en los cuales la velocidad es constante (a menos que se cambie la caja reductora o la relación de poleas) para brindar la flexibilidad del cambio de velocidad en muy breve tiempo 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.

1.8.3. 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.

Figura 11. 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.

Elastomero: 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 está 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

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 $\frac{7}{8}$ 1" en tubings $2\frac{7}{8}$ ". 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.

1.8.4. 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.

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 atrapado 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 escurrecimiento 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 escurrecimiento e incrementando la eficiencia volumétrica de bombeo. El escurrecimiento se relaciona con la capacidad volumétrica de la bomba de modo que si la diferencia de presión aumenta, la capacidad disminuye. Teóricamente el escurrecimiento 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 sin o 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.

2. COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA EN FORMACIONES PRODUCTORAS

Al iniciar la producción la tasa de flujo hacia la cara del pozo dependerá de varios factores, tanto de la roca como del fluido, a medida que el pozo produce la presión cambia por esto se deben precisar las diferentes ecuaciones que describen la relación entre la presión fluyente de la formación P_{wfs} y la tasa de producción q_o que será capaz de soportar el yacimiento hacia la cara del pozo. Se presentan tres estados de flujo a medida que la presión cambia en el yacimiento.

2.1 FLUJO DE FLUIDOS EN EL YACIMIENTO, ESTADOS DE FLUJO

2.1.1. Flujo No Continuo

Se presenta justo antes de arrancar la producción de un pozo nuevo o que se encontraba cerrado por un periodo largo de tiempo, donde la característica principal es $\frac{dp}{dt} \neq 0$. Durante este periodo es de vital importancia conocer la presión de fondo fluyente, debido a que esta se utiliza para realizar pruebas de restauración y declinación las cuales arrojan datos primordiales del medio poroso como la capacidad efectiva de flujo K_o , h y el factor de daño de la formación, este periodo de flujo transitorio dura desde unas horas hasta varios días.³

³ MAGGIOLO, Ricardo, Optimización Integral de Sistemas de Producción Utilizando Análisis Nodal, AIP 2007

2.1.2. Flujo Continuo

Se presenta cuando el cambio de la presión con el tiempo es nulo $\frac{dp}{dt} = 0$ debido a la estabilización en el área de drenaje de un pozo perteneciente a un yacimiento con un volumen lo suficientemente grande o que está influenciado por un acuífero activo que mantendrá constante la presión P_{ws} . En este periodo el diferencial de presión a través del área de drenaje es constante y esta representado por la diferencia entre la presión en el radio externo de drenaje, P_{ws} a una distancia r_e , del centro del pozo y la presión fluyente en la cara de la arena P_{wfs} a una distancia r_w o radio del pozo ambas presiones deben ser referidas a la misma profundidad y por lo general se utiliza el punto medio de las perforaciones o cañoneo. Para cada valor de este diferencial ($P_{ws} - P_{wfs}$) tradicionalmente conocido como *Draw-Down* se establecerá un caudal de flujo desde el yacimiento hasta el pozo.

2.1.3. Flujo Semi-Continuo

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

2.2 ECUACIONES QUE DESCRIBEN EL COMPORTAMIENTO DEL POZO

Para calcular la caída de presión que ocurre en el yacimiento es necesario tener una ecuación que exprese las pérdidas de energía o presión debido a la viscosidad o fuerzas de fricción como función de la velocidad o tasa de flujo. Sin embargo la forma de dicha ecuación, puede ser diferente para los diferentes tipos de fluidos, la ecuación básica para estas ecuaciones es la ley de Darcy, ampliamente utilizada en la industria del petróleo; la cual sirve para modelar tanto flujo vertical como horizontal.

2.2.1. La Ley de Darcy

A continuación se presenta la ecuación de Darcy para flujo radial que permite estimar la tasa de Producción de petróleo que será capaz de aportar un área de drenaje circular hacia el pozo productor bajo condiciones de flujo continuo.

$$q_o = \frac{0,00708Kh}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S + aq_o} \int_{P_{wf}}^{P_{ws}} \frac{K_{ro}}{\mu_o B_o} dp \quad (11)$$

Donde:

q_o = Tasa de Petróleo, $\frac{bb}{d}$

K = Permeabilidad absoluta promedio horizontal del área de drenaje, md

h = Espesor de la arena neta petrolífera, pies

P_{ws} = Presión del yacimiento a nivel de las perforaciones, lpcm

P_{wfs} = Presión de fondo fluyente a nivel de las perforaciones, lpcm

r_e = Radio de drenaje, pies

r_w =Radio del pozo, pies

S =Factor de daño

aq_o =Factor de turbulencia de flujo

μ_o =Viscosidad del petroleo a la presión promedio, cps

B_o =Factor volumetrico de formación a la presión promedio, $\frac{by}{bn}$.

K_{ro} =Permeabilidad relativa al petroleo, adim.

K_o =Permeabilidad efectiva al petroleo, md.

2.2.2. Simplificaciones de la Ecuacion de Darcy

Si se considera un yacimiento subsaturado con presión de fondo P_{wfs} , mayor que la presión de burbuja P_b el producto μ_o , B_o es aproximadamente constante por lo tanto puede salir de la integral. En segundo lugar dado que no existe gas libre en el área de drenaje, toda la capacidad de flujo del medio poroso estará disponible para el flujo de petróleo en presencia de agua irreducible S_{wi} es decir el valor de K_{ro} debe ser tomado de las curvas de permeabilidades relativas agua-petroleo a la S_{wi} este valor es constante y también puede salir de la integral, normalmente el termino de turbulencia $a'q_o$ solo se considera en pozos de gas donde las velocidades de flujo en las cercanías del pozo son mucho mayores que las obtenidas en pozos de petroleo, bajo esta consideraciones la ecuación anterior después de resolver la integral y evaluar el resultado entre los limites de integración, quedara simplificada de la siguiente manera:

$$q_o = \frac{0,00708Kh(P_{ws} - P_{wfs})}{\mu_o B_o \left(\ln \left(\frac{re}{r_w} \right) + S \right)} \quad (12)$$

La misma ecuación puede obtenerse con la solución $P(r, t)$ de la ecuación de bajo ciertas condiciones iniciales y de contorno y evaluándola para $r = r_w$. En términos

de la presión promedio en el área de drenaje P_{ws} , la ecuación después de utilizar el teorema del valor medio quedaría así⁴

$$q_o = \frac{0,00708Kh(P_{ws} - P_{wfs})}{\mu_o Bo \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0,5 + S \right)} \quad (13)$$

La ecuaciones homologas a las anteriores pero bajo condiciones de flujo semicontinuo son las siguientes:

$$q_o = \frac{0,00708Kh(P_{ws} - P_{wf})}{\mu_o Bo \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0,5 + S \right)} \quad (14)$$

En términos de la presión promedio en el area de drenaje la ecuación quedaría:

$$q_o = \frac{0,00708Kh(P_{ws} - P_{wf})}{\mu_o Bo \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0,75 + S \right)} \quad (15)$$

Este es el estado de flujo mas utilizado para estimar la tasa de producción de un pozo que produce en condiciones estables. Para estimar el verdadero potencial del pozo sin daño se podrian utilizar las ecuaciones (12) y (15) asumiendo $S = 0$ y compararlo con la producción actual según las pruebas, la diferencia indicaría la magnitud del daño o pseudodaño existente⁵.























⁴MAGGIOLO, Ricardo. "Optimización Integral de Sistemas de Producción Utilizando Análisis Nodal". AIP 2007

⁵Ibid 4

2.2.3. Modificaciones de las Ecuaciones Para los Casos Donde el Área de Drenaje no es Circular

Los pozos difícilmente drenan áreas de formas geométricas definidas, pero con ayuda del espaciamiento de pozos sobre el tope estructural, la producción de pozos vecinos etc. Se puede asignar formas de áreas de drenaje de los pozos y hasta en algunos casos la posición relativa del pozo en dicha área. Para considerar la forma del área de drenaje se sustituye en la ecuación anterior el término $\ln \frac{r_e}{r_w}$ por $\ln X$ donde X se lee de la tabla publicada por *Mathews & Russel*, el valor de X que incluye el factor de forma desarrollado por Dietz.(1965).

Figura 12. Factores de Mathews & Russell

Sistema	X	Sistema	X
	$\frac{r_e}{r_w}$		$\frac{0.966 A}{r_w}$
	$\frac{0.571 A}{r_w}$		$\frac{1.44 A}{r_w}$
	$\frac{0.565 A}{r_w}$		$\frac{2.206 A}{r_w}$
	$\frac{0.604 A}{r_w}$		$\frac{1.925 A}{r_w}$
	$\frac{0.61 A}{r_w}$		$\frac{6.59 A}{r_w}$
	$\frac{0.678 A}{r_w}$		$\frac{9.36 A}{r_w}$
	$\frac{0.668 A}{r_w}$		$\frac{1.724 A}{r_w}$
	$\frac{1.368 A}{r_w}$		$\frac{1.794 A}{r_w}$
	$\frac{2.066 A}{r_w}$		$\frac{4.072 A}{r_w}$
	$\frac{0.884 A}{r_w}$		$\frac{9.523 A}{r_w}$
	$\frac{1.485 A}{r_w}$		$\frac{10.135 A}{r_w}$

Fuente: H BEGGS, Dale Production Optimization Using Nodal Analysis, Tulsa, Oklahoma. Petroskill Publication. 2003

2.3 INDICE DE PRODUCTIVIDAD (J)

Se llama así a la constante de proporcionalidad con la cual se mide la productividad de un pozo y se define como la relación existente entre la tasa de producción, q_o y el diferencial entre la presión del yacimiento y la presión fluyente en el fondo del pozo, $(P_{ws} - P_{wfs})$.

2.3.1. J Para flujo Continuo

$$J \left[\frac{bpd}{lpc} \right] = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wfs}} = \frac{0,00708K_o h}{\mu_o B_o \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S \right)} \quad (16)$$

2.3.2. J Para flujo Semi-Continuo

$$J \left[\frac{bpd}{lpc} \right] = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wfs}} = \frac{0,00708K_o h}{\mu_o B_o \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0,75 + S \right)} \quad (17)$$

En las relaciones anteriores la tasa es de petróleo, q_o ya que se había asumido flujo de solo petróleo, pero en general la tasa que se debe utilizar es la de líquido, q_l conocida también como tasa bruta ya que incluye el agua producida⁶.

⁶MAGGOLO, Ricardo. "Optimización Integral de Sistemas de Producción Utilizando Análisis Nodal". AIP 2007

2.3.3. Escala típica del índice de productividad

- Baja Productividad $J < 0,5$
- Media Productividad $0,5 < J < 1,0$
- Alta Productividad $1 < J < 2,0$
- Excelente Productividad $J > 2,0$

2.3.4. Factores que Afectan el Índice de Productividad

A medida que el tiempo transcurre el índice de productividad cambia, debido a la producción de los fluidos confinados en el medio poroso. Los factores que afectan el índice de productividad son :

- Mecanismos de Empuje.
- Comportamiento de Fases.
- Permeabilidad Relativa.
- Viscosidad.
- Factor Volumetrico.

2.4 EFICIENCIA DE FLUJO (EF)

Cuando el daño a la formación es cero, el índice de productividad reflejara la verdadera productividad del pozo , a este índice de productividad ideal se le denota como J' . La eficiencia de flujo se define como la relación existente entre el índice de productividad real y el índice de productividad ideal.

$$EF = \frac{J}{J'} \quad (18)$$

2.5 IPR (INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIPS)

La curva IPR es la representación gráfica de las presiones de fondo fluyendo y las tasas de líquido que el yacimiento esta en capacidad de aportar al pozo para cada una de estas presiones. Es decir para cada P_{wf} existe una tasa de producción de líquido que se puede obtener del índice de productividad.

$$q_l = j (P_{ws} - P_{wf}) \quad (19)$$

ó también

$$P_{wfs} = P_{ws} - \frac{q_l}{j} \quad (20)$$

2.5.1. Método de Vogel

Teniendo en cuenta la ecuación de Darcy para yacimientos saturados y contando como datos como K, h, re, r_w , curvas de permeabilidad relativa y análisis PVT , se podrían calcular las tasas de producción para diferentes valores de P_{wfs} hasta llegar a P_{ws} , en otras palabras se podría obtener la IPR para cualquier tiempo de la vida productiva del yacimiento y observar su cambio debido a la disminución de la permeabilidad efectiva al petróleo por el aumento progresivo en la saturacion del

gas en el área de drenaje en la medida en que se agota la energía del yacimiento. Vogel (1978) 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.

Correlación de Vogel para obtener una curva IPR adimensional

$$\frac{q_o}{q_{omax}} = \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \right] \quad (21)$$

Dónde:

q_o = Caudal de aceite correspondiente a la P_{wf}

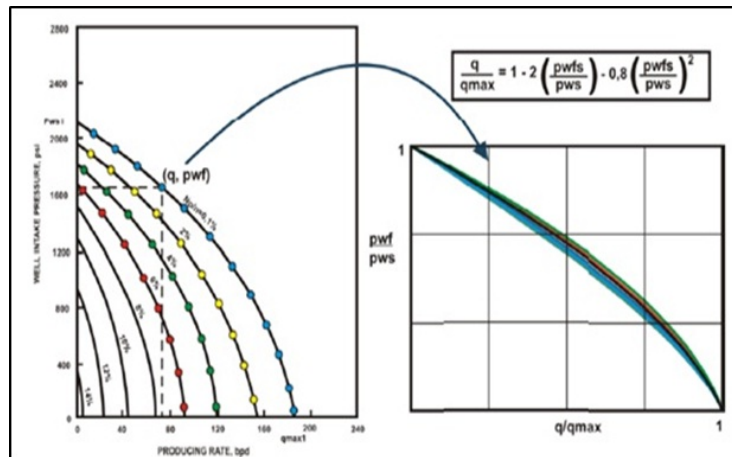
q_{omax} = Caudal de aceite máximo, cuando P_{wf} es igual a P_{ws} .

P_{ws} = Presión de fondo estática

La solución encontrada por Vogel ha sido ampliamente utilizada en la predicción de curvas IPR cuando existen dos fases (líquido y gas) y trabaja razonablemente para pozos con porcentajes de agua hasta del 30 %⁷.

⁷MAGGILOLO. Ricardo Optimización Integral de Sistemas de Producción Utilizando Análisis Nodal. AIP 2007

Figura 13. Ilustración del trabajo de Vogel



Fuente: MAGGILOLO, Ricardo, Optimización Integral de Sistemas de Producción Utilizando Análisis Nodal. AIP 2007.

2.5.2. Método de Fetcovich

M. J. Fetcovich (1973) demostró que los pozos de petróleo y los pozos de gas que producen por debajo del punto de burbuja, se comportan de manera similar en términos del índice de productividad por lo que desarrollo la siguiente correlación.

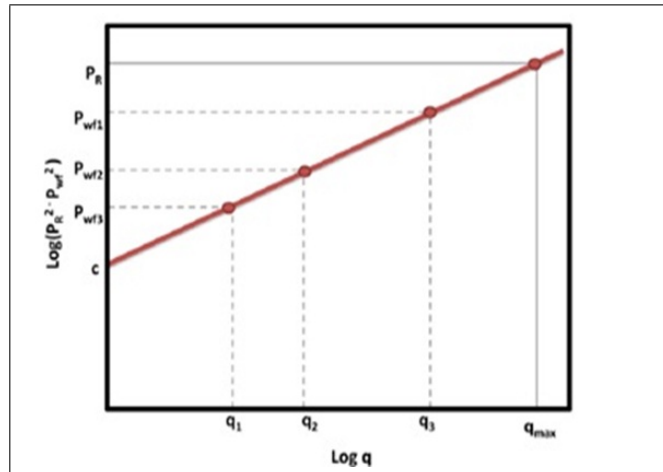
$$q_o = C (P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n \quad (22)$$

Donde:

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

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

Figura 14. Modelo de Fetcovich para la Determinación de C y n



Fuente: H BEGGS, Dale Production Optimization Using Nodal Analysis, Tulsa, Oklahoma. Petroskill Publication. 2003

El comportamiento del IPR ha sido objeto de estudio por muchos mas autores a parte de Vogel y Fetcovich; donde han sido desarrolladas una gran cantidad de correlaciones. Estas correlaciones 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.

3. FLUJO MULTIFASICO EN TUBERÍAS

Se entiende por flujo multifásico cualquier fluido que esta compuesto de más de una fase o componente, el estudio del flujo multifásico en tuberías permite estimar la presión requerida en el fondo del pozo para transportar un determinado caudal de producción hasta la estación de recolección en superficie, es necesario su estudio para obtener diseños viables operacionales y económicamente que permitan un óptimo funcionamiento de los pozos y por consiguiente del campo.

El objetivo del presente capitulo es determinar mediante correlaciones de flujo multifásico en tuberías, la habilidad que tiene un pozo para extraer los fluidos del yacimiento.

Durante el transporte de los fluidos desde el fondo del pozo hasta el separador en la estación de recolección existen pérdidas de energía tanto en el pozo como en la línea de flujo; las fuentes de perdidas de energía provienen de los efectos gravitacionales, fricción y cambios de energía cinética.

3.1 ECUACIÓN GENERAL DE GRADIENTE DE PRESIÓN

El punto de partida de las diferentes correlaciones de flujo multifasico horizontal es la ecuación general del gradiente de presión , la cual puede describirse de la siguiente forma:

$$\frac{\Delta P}{\Delta Z} = \left(\frac{g\rho \sin\theta}{g_c} + \frac{f_m \rho V^2}{2g_c d} + \frac{g\Delta V^2}{2g_c \Delta Z} \right) \quad (23)$$

Donde:

$\frac{g\rho\sin\theta}{g_c}$ =Gradiente de presión por gravedad (80-90 %)

$\frac{f_m\rho V^2}{2g_c d}$ =Gradiente de presión por fricción (5-20 %)

$\frac{g\Delta V^2}{2g_c\Delta Z}$ =Gradiente de presión por cambio de energía cinética o aceleración.

La componente de aceleración es muy pequeña a menos de que exista una fase altamente compresible a bajas presiones.

En las ecuaciones anteriores:

θ = ángulo que forma la dirección de flujo con la horizontal.

ρ = densidad de la mezcla multifásica, $\frac{lbm}{ft^3}$

V = velocidad de la mezcla multifásica, $\frac{ft}{seg}$

g = aceleración de la gravedad, $32,2 \frac{ft}{seg^2}$

f_m = factor de fricción de Moody, adimensional

d = diámetro interno de la tubería, ft

3.2 CONSIDERACIONES TEÓRICAS DEL FLUJO MONOFÁSICO Y MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS.

A continuación se presentan algunas consideraciones teóricas requeridas para comprender el cálculo del flujo monofásico y multifásico en tuberías.

3.2.1. Cálculo del factor de fricción.

El cálculo de gradiente de presión por fricción requiere determinar el valor del factor de fricción. El cálculo requiere evaluar si el flujo es laminar o turbulento, para ello es necesario calcular el número de Reynolds.

$$N_{Re} = \frac{dV\rho}{\mu} \quad (24)$$

En unidades practicas

$$N_{Re} = \frac{1488dV\rho}{\mu} \quad (25)$$

Donde:

d = diámetro interno de la tubería, ft

V = velocidad de la mezcla multifasica, $\frac{ft}{seg}$

ρ = densidad de la mezcla multifasica, $\frac{lbm}{ft^3}$

μ = viscosidad del fluido.

Existe flujo laminar si el numero de Reynolds es menor de 2100 en caso contrario se considera flujo turbulento

3.2.2. Factor de Fricción para Flujo Laminar

Para determinar el factor de fricción en flujo laminar, se utiliza una expresión analítica derivada igualando el gradiente de presión de Pouseuille con el termino del gradiente de fricción (ecuacion de Darcy Weisbach).

Ecuación de Pouseuille

$$V = \frac{d^2}{32\mu} \left(\frac{dP}{dL} \right) \quad (26)$$

Obtenida integrando el perfil de velocidad para este tipo de flujo en tubos capilares horizontales.

Combinando esta ecuación con la componente de fricción se tiene:

$$f = f_m = \frac{64\rho}{\mu v d} = \frac{64}{N_{Re}} \quad (27)$$

f = Factor de fricción de Moody.

3.2.3. Factor de Fricción en Flujo Turbulento, Tuberías Lisas

Numerosas ecuaciones empíricas han sido propuestas para predecir el factor de fricción bajo condiciones de flujo turbulento. En el caso de tuberías lisas las ecuaciones mas utilizadas en su rango de aplicabilidad son:

Drew, Koo y McAdams

$$f = 0,0056 + 0,5N_{Re}^{-0,25} \quad 3000 < Re < 3 * 10^6 \quad (28)$$

Blasius

$$f = 0,316N_{Re}^{-0,25} \quad N_{Re} < 10^5 \quad (29)$$

Como las paredes de una tubería no son normalmente lisas, es necesario utilizar ecuaciones que consideren la rugosidad de la pared interna de la tubería. En flujo

turbulento la rugosidad puede tener un efecto significativo sobre el factor de fricción. La rugosidad de la pared es una función del material de la tubería, del método del fabricante, la edad de la tubería y del medio ambiente al cual esta expuesta.

3.2.4. Factor de Fricción en Flujo Turbulento, tuberías Rugosas.

El análisis dimensional sugiere que el efecto de rugosidad no es debido a su valor absoluto, sino a su valor relativo, al diámetro interno de la tubería, $\frac{\epsilon}{d}$. El experimento de Nikuradse genera las bases para los datos del factor de fricción a partir de tuberías rugosas. Su correlación para tubería completamente rugosa es la siguiente

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1,74 - 2\log\frac{2\xi}{d} \quad (30)$$

La región donde el factor de fricción varía con el número de Reynolds y la rugosidad relativa es llamada *la región de transición o pared parcialmente rugosa*. Colebrook propuso una ecuación empírica para describir la variación de f en esta región:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1,74 - 2\log\left(\frac{2\xi}{d} + \frac{18,7}{N_{Re}\sqrt{f}}\right) \quad (31)$$

La ecuación de Colebrook, para f requiere de un proceso de prueba y error por lo que puede expresarse como:

$$f_c = \left\{ 1,74 - 2 \log \left(\frac{2\xi}{d} + \frac{18,7}{N_{Re} \sqrt{f}} \right) \right\}^{-2} \quad (32)$$

Valores de f son supuestos (f_s) y luego calculado (f_c), hasta que ellos se aproximen dentro de una tolerancia aceptable. El valor inicial para f_s puede ser obtenido a partir de una de las ecuaciones explícitas para tuberías lisas.

3.3 PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DEL FLUJO MULTIFASICO

El conocimiento de la velocidad y de las propiedades de los fluidos tales como viscosidad, densidad y en algunos casos tensión superficial son requeridos para los cálculos de gradiente de presión, cuando estas variables son calculadas para flujo bifásico se utilizan ciertas reglas de mezclas y definiciones únicas a estas aplicaciones.

A continuación se presentan las definiciones básicas para flujo bifasico y la forma de calcular estos parámetros.

3.3.1. Hold-Up de Líquido.

La fracción de líquido es definido como la razón del volumen de un segmento de tubería ocupado por líquido al volumen total del segmento de tubería.

$$H_L = \frac{\text{Volumen de liquido en un segmento de tubería}}{\text{Volumen del segmento de tubería}} \quad (33)$$

El *hold-up* es una fracción que varía desde cero para flujo monofásico de gas a 1 para flujo de líquido únicamente.

El remanente del segmento de tubería es ocupado por gas, el cual es referido como un hold up de gas o fracción ocupada por gas.

$$H_g = 1 - H_L \quad (34)$$

3.3.2. Fracción de líquido sin deslizamiento

Hold-up sin deslizamiento, algunas veces llamado contenido de líquido de entrada, es definido como la razón del volumen de líquido en un segmento de tubería dividido para el volumen del segmento de tubería considerando que el gas y el líquido viajaran a la misma velocidad.

$$\lambda_L = \frac{q_L}{q_L + q_g} = \frac{V_{sL}}{V_m} \quad (35)$$

Donde q_g y q_L son las tasas de gas y de líquido en sitio, respectivamente, el *hold-up* de gas sin deslizamiento es definido por:

$$\lambda_g = 1 - \lambda_L = \frac{q_g}{q_L + q_g} \quad (36)$$

Es obvio que la diferencia entre el hold-up de líquido y el hold-up sin deslizamiento es una medida del grado de deslizamiento entre las fases de gas y de líquido.

3.3.3. Densidad de Líquidos.

La densidad total de líquido puede calcularse usando un promedio ponderado por volumen entre las densidades del petróleo y del agua, las cuales pueden ser obtenidas de correlaciones matemáticas, para ello se requiere del cálculo de la fracción de agua y de petróleo a través de las tasas de flujo en sitio.

$$\rho_L = \rho_o F_o + \rho_w F_w \quad (37)$$

$$F_o = \frac{q_o B_o}{q_o B_o + q_w B_w} \quad (38)$$

$$F_w = 1 - F_o \quad (39)$$

3.3.4. Densidad Bifásica

El cálculo de la densidad bifásica requiere conocer el factor *hold-up* de líquido con o sin deslizamiento.

$$\rho_s = \rho_L H_L + \rho_g H_g \quad (40)$$

$$\rho_m = \rho_L \lambda_L + \rho_g \lambda_g \quad (41)$$

$$\rho_k = \frac{\rho_L \lambda_L^2}{H_L} + \frac{\rho_g \lambda_g}{H_g} \quad (42)$$

$$\rho_f = \frac{\rho_m^2}{\rho_s} = \frac{[\rho_L \lambda_L + \rho_g (1 - \lambda_L)]^2}{\rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L)} \quad (43)$$

La primera de las ecuaciones es usada por la mayoría de los investigadores para determinar el gradiente de presión debido al cambio de elevación.

Algunas correlaciones son basadas en la suposición que no existe deslizamiento y por eso usan la segunda de las ecuaciones para calcular la densidad bifásica.

Las últimas ecuaciones son presentadas por algunos investigadores (Hagerdon & Brown, por ejemplo) para definir la densidad utilizada en las perdidas por fricción y numero de Reynolds.

3.3.5. Velocidad

Muchas de las correlaciones de flujo bifásico están basadas en una variable llamada velocidad superficial. La velocidad superficial de una fase líquida esta definida como la velocidad que esta fase exhibiría si fluyera solo ella a través de toda la sección transversal de la tubería.

La velocidad superficial del gas esta dada por:

$$V = \frac{q_g}{A} \quad (44)$$

La velocidad real del gas esta dada por:

$$V_{sg} = \frac{q_g}{H_g A} \quad (45)$$

Donde A es el area transversal de la tuberia.

La velocidad superficial del líquido viene dada por:

$$V_{SL} = \frac{q_L}{A} \quad (46)$$

La velocidad real del líquido esta dada por:

$$V_L = \frac{q_L}{AH_L} \quad (47)$$

En unidades de campo se tiene:

Para el líquido

$$V_{sl} = \frac{5,615 (q_o B_o + q_w B_w)}{86400 A_t} \quad (48)$$

Y para el gas:

$$V_{sg} = \frac{(q_L RGL - q_o R_s) B_g}{86400 A_t} \quad (49)$$

La velocidad superficial bifásica viene dada por:

$$V_m = V_{sl} + V_{sg} \quad (50)$$

La velocidad de deslizamiento es definida como la diferencia entre las velocidades reales del gas y del líquido.

$$V_s = V_g + V_L = \frac{V_{sg}}{H_g} + \frac{V_{sl}}{H_L} \quad (51)$$

3.3.6. Velocidad de Erosión (Velocidad Limite)

Líneas de flujo, multiples de produccion, 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:

$$V_e = \frac{C}{\sqrt{\rho_m}} \quad (52)$$

Donde:

V_e = Velocidad erosional del fluido $\frac{ft}{s}$ C = Constante empírica ρ_m = Densidad de la mezcla bifasica $\frac{lb}{ft^3}$

3.3.7. 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 definido de forma diferente por varios autores.

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

$$\mu_L = F_o\mu_o + F_w\mu_w \quad (53)$$

La siguiente expresión ha sido utilizada para calcular la viscosidad bifásica.

$$\mu_m = \lambda_L\mu_L + \lambda_g\mu_g \quad (\text{Sin deslizamiento}) \quad (54)$$

$$\mu_s = \mu_L^{H_L} \mu_g^{H_g} \quad (\text{Con deslizamiento}) \quad (55)$$

3.3.8. Tensión Superficial

La tensión superficial depende de otras propiedades de fluido tales como gravedad del aceite, gravedad del gas y gas disuelto. Cuando la fase líquida contiene ambos, agua y aceite, los mismos son factores de peso para calcular densidad y viscosidad son usados, así:

$$\sigma_L = F_o\sigma_o + F_w\sigma_w \quad (56)$$

Donde:

σ_o = tensión en la superficie de petróleo

σ_w = tensión en la superficie del agua

3.4 PATRONES DE FLUJO

La diferencia básica entre flujo de una sola fase y flujo bifásico es que en este último la fase gaseosa y líquida pueden estar distribuidas en la tubería en una variedad de configuraciones de flujo, las cuales difieren unas de otras por la distribución especial de la interfase, resultando en características diferentes de flujo tales como los perfiles de velocidad y 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 de 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 los patrones de flujo es un problema central en el análisis de flujo bifásico. Realmente todas las variables de diseño de flujo son frecuentemente dependientes del patrón de flujo existente. Las variables de diseño son las caídas de presión, el *hold-up* del líquido, los coeficientes de transferencia de calor y masa, etc.

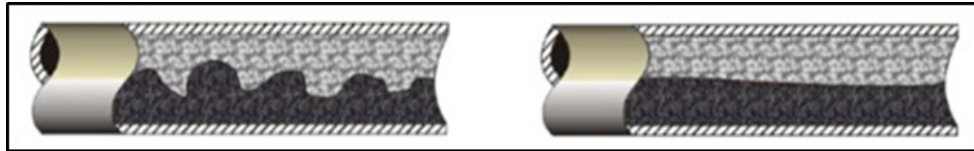
En el pasado, existieron desacuerdos entre los investigadores de flujo bífásico en la definición y clasificación de los patrones de flujo. Algunos detallaron tantos patrones de flujo como fueron posibles; mientras otros trataron un grupo con un mínimo de patrones de flujo, el desacuerdo fue principalmente debido a la complejidad del fenómeno de flujo y al hecho de que los patrones de flujo fueron generalmente determinados subjetivamente por observación visual. También los patrones de flujo son generalmente reportados para cualquier inclinación o para un estrecho rango de ángulos de inclinación.

3.4.1. Patrones de Flujo para Flujo Horizontal y Cercanamente Horizontal

Flujo Estratificado (Stratified Smooth y Stratified Wavyt): Abreviado como "St" ocurre a tasas de flujo relativamente bajas de gas y de líquido. Las dos fases son separadas por gravedad, donde la fase líquida fluye al fondo de la tubería y la fase gaseosa en el tope. Este patrón es subdividido en *Stratified Smooth* (SS) donde la interfase gas-líquido es lisa y *Stratified Wavy* (SW) , ocurre a tasas de gas

relativamente altas a la cual las ondas estables se forman sobre la interfase.

Figura 15. Patrón de Flujo Estratificado

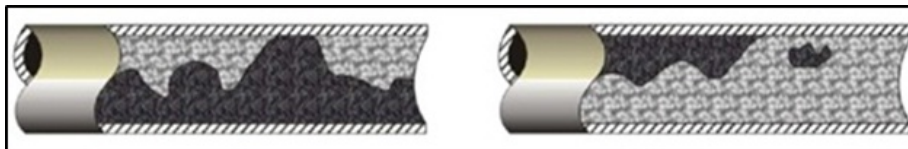


Fuente: MAGGIOLO, Ricardo; "Optimización Integral de Sistemas de Producción Utilizando Análisis Nodal". AIP 2007

Flujo Intermitente (Flujo de Tapon y Flujo Burbuja Alargado): Abreviado como "I" el flujo intermitente es caracterizado por flujo alternado de líquido y gas, *plugs* o *slugs* 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. El mecanismo de flujo es el de un rápido movimiento del tapón de líquido ignorando el lento movimiento de la película de líquido a la cabeza del tapón.

El líquido en el cuerpo del tapón podría ser aireado por pequeñas burbujas las cuales son concentradas en el frente del tapón y al tope de la tubería. El patrón de flujo intermitente es dividido en patrones de flujo *Slug* (SL) y de burbuja alargada (EB). El comportamiento de flujo entre estos es el mismo con respecto al mecanismo de flujo y por eso generalmente ninguna distinción se realiza entre ellos.

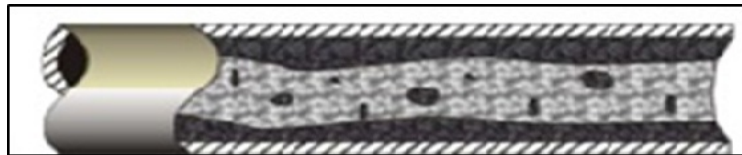
Figura 16. Patrón de Flujo Intermitente



Fuente: MAGGIOLO, Ricardo; "Optimización Integral de Sistemas de Producción Utilizando Análisis Nodal". AIP 2007

Flujo Anular: Flujo anular ocurre a muy altas tasa de flujo de gas. La fase gaseosa fluye en un centro de alta velocidad, la cual podría contener gotas de liquido arrastradas. El liquido fluye como una delgada película alrededor de la pared de la tubería. La película al fondo es generalmente mas gruesa que al tope, dependiendo de las magnitudes relativas de las tasas de flujo de gas y de liquido. A las tasa de flujo mas 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. Este tipo de flujo ocurre en los límites de transición entre los flujos *Stratified Wavy*, *Slug* y Anular.

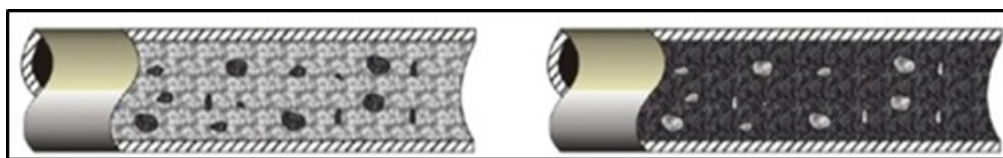
Figura 17. Patrón de Flujo Anular



Fuente: MAGGIOLO, Ricardo; "Optimización Integral de Sistemas de Producción Utilizando Análisis Nodal". AIP 2007

Burbujas Dispersas: 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 las 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.

Figura 18. Patron de Flujo Burbujas Dispersas



Fuente: MAGGILOLO, Ricardo; "Optimizacion Integral de Sistemas de Produccion Utilizando Analisis Nodal". AIP 2007

3.4.2. Patrones de Flujo para Flujo Vertical y Fuertemente Inclinado

En este rango de ángulos de inclinación, el patrón estratificado desaparece y un nuevo modelo de flujo es observado: el Churn Flow. Generalmente los patrones de flujo son más simétricos alrededor de la dirección axial, y menos dominados por la gravedad. Los patrones de flujo existentes son Flujo Burbuja (Bubbly Flow y Flujo de Burbuja Dispersa), Slug Flow, Churn Flow, Flujo Anular.

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 caracterizada 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.

Flujo Slug (Tapon "SI"): Este patrón de flujo en tuberías verticales es simétrico alrededor del eje de la tubería. La mayoría de la fase gaseosa esta localizada en bolsillos de gas de gas en forma de una gran bala denominada "Taylor Bubble" con un diámetro casi igual al diámetro de la tubería. El flujo consiste de sucesivas burbujas separadas por tapones de líquido. Una delgada película fluye corriente

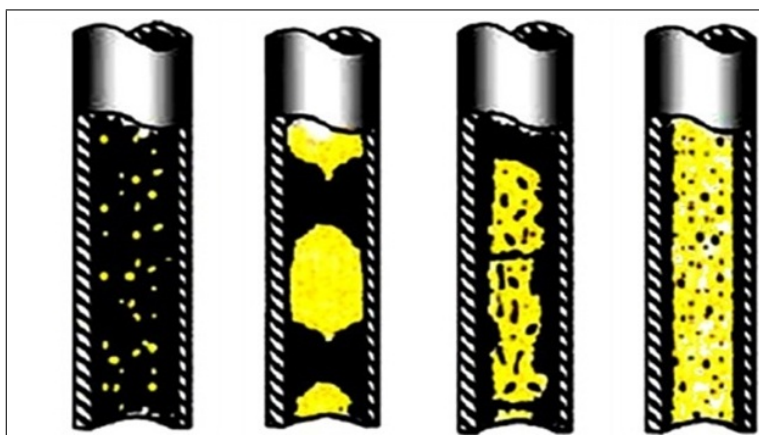
abajo entre la burbuja y la pared de la tubería. La película penetra en el siguiente tapón líquido y crea una zona de mezcla aireada por pequeñas burbujas de gas.

Flujo Churn (Transición "Ch"): Este patrón de flujo es caracterizado por un movimiento oscilatorio, este tipo de flujo es similar al Slug Flow, los límites no están bien claros entre las fases. Ocurre a mayores tasas de flujo de gas donde el patrón de líquido en la tubería llega a ser corto y espumoso.

Flujo Anular (Neblina "An"): El flujo vertical debido a la simetría de flujo, el espesor de la película líquida alrededor de la pared de la tubería es aproximadamente uniforme. Como en el caso horizontal 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. La interfase es altamente ondeada resultando en un alto esfuerzo de corte interfacial. En flujo vertical corriente abajo, el patrón anular existe también a bajas tasas de flujo en la forma de "falling film". El patrón tapón en flujo corriente abajo es similar al del flujo corriente arriba, excepto que generalmente la burbuja Taylor es inestable y localizada excentricamente al eje de la tubería. La burbuja Taylor podría ascender o descender, dependiendo de las tasas de flujo relativa de las fases⁸.

⁸MAGGIOLO, Ricardo. Optimización Integral de Sistemas de Producción Utilizando Análisis Nodal. AIP 2007

Figura 19. Patrones de Flujo para Tuberías Verticales y Fuertemente Inclínadas



Fuente: MAGGIOLLO, Ricardo; "Optimización Integral de Sistemas de Producción Utilizando Análisis Nodal". AIP 2007

3.5 CORRELACIONES PARA FLUJO MULTIFÁSICO

Las correlaciones empíricas han sido la herramienta de uso común en la solución de problemas de flujo bifásico. Las correlaciones ofrecen el método más eficaz para evaluar características asociadas con este flujo; por su parte los modelos mecánicos, intentan modelar matemáticamente la física del fenómeno en estudio aplicando principios fundamentales como el de la conservación de la masa, de cantidad de movimiento lineal y de energía, a volúmenes de control que por lo general consideran promedios espaciales y temporales de las propiedades y velocidades de los fluidos.

A continuación se encuentran los principales modelos y correlaciones que actualmente se usan en la industria petrolera.

3.5.1. Modelos y Correlaciones para Flujo Vertical

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 esta 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 PrudhoeBay⁹.

Beggs & Brill Original: Esta correlación es usada para predecir las pérdidas de presión y hold-up. La correlación fue desarrollada siguiendo un estudio de flujo de dos fases en tuberías horizontales e inclinadas. La correlación se basa en 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 angulo de inclinación. Esta correlación fue desarrollada teniendo en cuenta consideraciones como tuberías 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 %.

Beggs & Brill Revised: La diferencia con la versión original es que esta 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 ha

⁹PIPESIM (2009), Schlumberger User's Guide

cambiado del estándar para tubería lisa por un factor de fricción basado en el promedio de la velocidad del fluido.

Duns & Ros Fue desarrollada para flujo vertical de gas y mezclas de líquido en los pozos considerando deslizamiento entre las fases y estableciendo patrones de flujo. Fueron desarrolladas ecuaciones para cada una de las tres regiones de flujo, la primera corresponde a flujo burbuja, tapón y parte de espuma; en la segunda se encuentra lo que sobra del flujo espuma y slug y en la tercera se encuentra el flujo niebla. Cada región tiene una correlación distinta para el cálculo de hold-up. Estas ecuaciones fueron basadas en extensos trabajos experimentales usando mezclas de aceite y aire. Esta correlación fue desarrollada para tuberías de entre 1 y 3 pulg, gravedades API entre 13 y 36 °API, GOR de hasta 5000 scf/STB, presencia de gas, crudo y agua teniendo en cuenta un factor de corrección. Según los autores se emplea un seguimiento representado a continuación¹⁰:

- 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 funcionará satisfactoriamente para la mayoría de condiciones de pozo.

¹⁰PIPESIM (2009). Schlumberger, User's Guide

Govier & Aziz Es usada para calcular pérdidas de presión, hold-up y regímenes 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.

Hagerdon & Brown Fue desarrollada siguiendo un estudio experimental de gradientes de presión durante flujo continuo de dos fases en tuberías verticales de diámetro pequeño, las pruebas fueron conducidas para una amplia variación de tasas de flujo, relaciones gas-liquido y viscosidades de líquido. Los datos usados para el desarrollo de esta correlación fueron obtenidos en pozos verticales de aproximadamente 1500 pies, diámetros de tubería de 1 y 2 in y 5 diferentes tipos de fluido como: agua y cuatro tipos de crudo con viscosidades entre 10 y 110 cp. Los aspectos principales de esta correlación son¹¹:

- La ecuación de gradiente de presión incluye el término de energía cinética y considera que existe deslizamiento entre las fases.
- No considera los patrones de flujo.
- El factor de fricción de flujo bifásico se calcula utilizando el diagrama de Moody.
- La viscosidad líquida tiene un efecto importante en las pérdidas de presión que ocurre en flujo bifásico.
- El hold-up es función de cuatro 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 & Ross)¹²

¹¹PIPESIM (2009), Schlumberger User's Guide.

¹²MAGGIOLO, Ricardo. "Optimización Integral de Sistemas de Producción Utilizando Analisis Nodal". AIP 2007.

Aunque esta correlación fue desarrollada sin incluir los regímenes de flujo el simulador usa los mapas desarrollados por Beggs & Brill, Duns & Ross y Taitel Dukler para determinar el regímenes 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%.

Mukherjee & Brill: Es usada para predecir pérdidas de presión, hold-up y mapa de flujo. 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 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 los datos experimentales.

Orkiszewski Fue desarrollada para la predicción de pérdidas de presión en tuberías verticales para mas de una fase presente; es una extensión del trabajo realizado por Griffith & Wallis. Son considerados cuatro regimenes de flujo: burbuja, tapón, transición de tapón-anular y anular niebla. Este modelo esta compuesto de diferentes métodos cada uno de ellos realizado para un patrón de flujo distinto. La precisión de este metodo fue verificada cuando los valores predichos fueron comparados con 148 medidas de perdidas de presión con un error promedio de 0,8% y una desviación estandar de 10,8%. Este modelo fue desarrollado para diámetros de tubería entre 1 y 2 in, gravedades API entre 10 y 30°API, RGL hasta 5000 y sin importar el corte de agua.

3.5.2. Modelos y Correlaciones para Flujo Horizontal.

Beggs & Brill Original: Esta correlación es usada para predecir las pérdidas de presión y 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 corregido dependiendo del ángulo de inclinación.

Beggs & Brill Revised: La diferencia de esta correlación con la original es que esta 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 por un factor de fricción basado en el promedio de la velocidad del fluido.

Dukler (AGA) & 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 correlación de dukler es usada para calcular las perdidas por fricción, el hold-up, y el diferencial de presión en la tubería¹³

Mukherjee & Brill La correlación de Mukherjee & Brill es usada para los cálculos de pérdidas de presión, hold-up y la determinación del régimen de flujo. Fue desarrollada mediante un estudio de las caídas de presión en tuberías inclinadas.

¹³PIPESIM (2009), Schlumberger User's Guide.

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.

Oliemans La correlación de Oliemans fue desarrollada para 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 de 30 a 100 km de tubería operados a presiones de 1500 psi o mayores.

Xiao La correlación de Xiao considera flujo de dos fases en tuberías horizontales, el modelo primero determina el patrón de flujo existente y después calcula las características del flujo, el hold-up de líquido y las caídas de presión para flujo estratificado, intermitente, anular o disperso, el modelo fue ampliamente probado con una gran cantidad de datos tanto de campo como de laboratorio incluyendo aceites negros y composicionales.

En el cuadro mostrado a continuación se presentan las correlaciones y modelos mecánicos mas importantes que emplea el software PIPESIM.

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 distintos cuerpos como resultado de una

diferencia de temperatura. La termodinámica enseña que esta diferencia de energía se define como calor.

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.

$$q = -KA \frac{\delta T}{\delta X} \quad (57)$$

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 K se llama constante de conductividad térmica del material, el signo (-) es para satisfacer el segundo principio de la termodinámica.

3.6.2. Convección

Se caracteriza porque se produce por intercambio de un fluido (aire o 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 esta a menor temperatura, lo que se llama convección en si es el transporte de calor por medio de las corrientes ascendentes y descendentes del fluido.

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

$$q = hA(T_p - T_\infty) \quad (58)$$

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 por convección.

3.6.3. Radiación

En contra posición a los mecanismos de transferencia de calor por conducción y convección la transferencia de energía involucra un medio, el calor puede transferirse a través de zonas en las que exista un vacío perfecto. En este caso el mecanismo es la radiación electromagnética. Se limitara el análisis a 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.

$$q_{emitido} = \sigma AT^4 \quad (59)$$

Donde σ es la constante de proporcionalidad y se denomina constante de Stefan-Boltzman y tiene un valor de $5.67 \times 10^{-8} \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}^4$.

¹⁴HOLMAN, JP. Transferencia de Calor, Editorial McGraw-Hill/Interamericano de España,S.A.U. Octava Edición

4. GENERALIDADES DEL CAMPO BONANZA

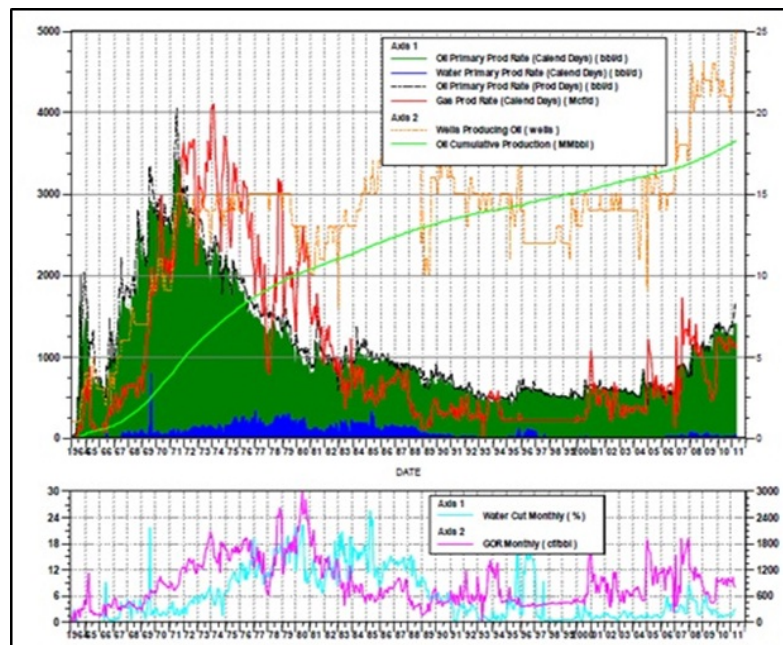
4.1 RESEÑA HISTÓRICA

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 $175 \frac{PCN}{BN}$. 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 Lisama 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. A partir de la reversión, ECOPETROL S.A. adelantaron campañas de reacondicionamiento de pozos que permitieron mantener la producción del Campo en un promedio de 500 BOPD. Entre 2006 y 2007 se perforaron 8 pozos (Bonanza 24 al 31), que sumado a otros trabajos de reacondicionamiento han permitido llevar los niveles de producción

a los actualmente observados (1.100 - 1200 BOPD año 2010). Sin embargo, en la campaña de perforación adelantada se han observado bajos potenciales (promedio 100 BOPD) y bajas presiones (300-500 Psi) en los yacimientos productores.

En el campo se han perforado hasta la fecha 31 pozos, todos productores, de los cuales 6 se han abandonado por problemas mecánicos y/o bajo potencial de producción (Bonanza 4, 6, 7, 9, 13 y 14). Los 25 restantes permanecen activos o en proceso de completamiento. Durante el año 2011 se perforaron los 8 últimos incluyendo 7 productores (Bonanza 32, 33, 35, 36, 37, 38 y 39) y 1 inyector (Bonanza-9R). Luego del inicio de la explotación comercial en 1952, el Campo Bonanza alcanzó su máxima producción en Mayo de 1971, con 3413 BOPD. A abril de 2011, la producción promedio del campo es de 1.403 BOPD, con 42 BWPD que corresponden a un corte de agua de 2.9%, y 1.1 MPCD de gas, para un GOR de $786 \frac{PCN}{BN}$.

Figura 20. Historia de Producción del Campo Bonanza

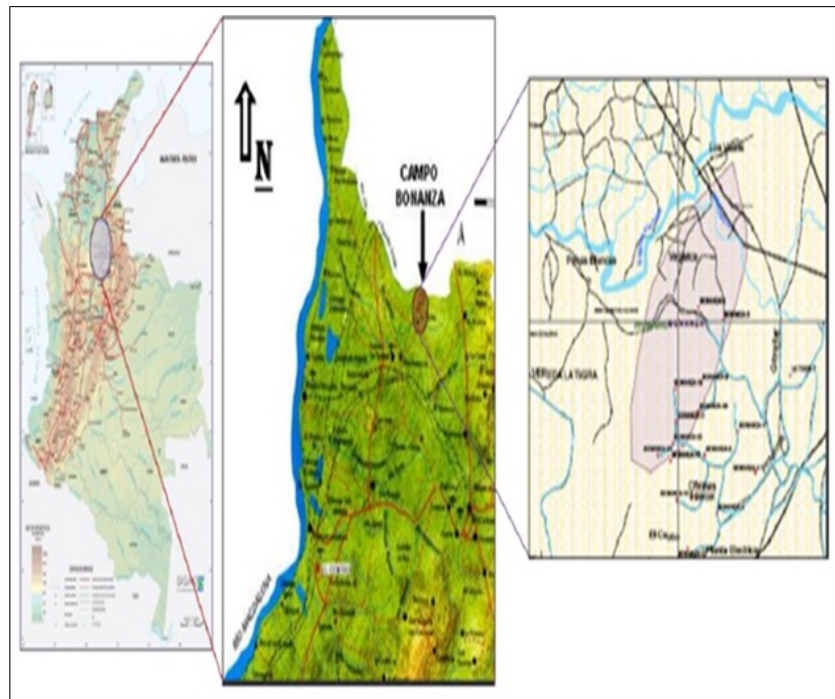


Fuente: Plan de desarrollo Campo Bonanza 2011

4.2 LOCALIZACIÓN

El Campo Bonanza está localizado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, en el Departamento de Santander, municipio de Rionegro, aproximadamente 320 Km. al NW de la Capital Bogotá y 40 Km. de la Población de Barrancabermeja.

Figura 21. Localización geográfica del Campo Bonanza



Fuente: Ecopetrol S.A.

4.3 GEOLOGÍA

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 convergencia al oeste. Las dimensiones de la estructura son: 5 Km de longitud y 3 Km de ancho aproximadamente.

4.4 ESTRATIGRAFÍA

Estratigráficamente la producción proviene de yacimientos clásticos de edad terciaria depositados en un ambiente predominantemente fluvial meándrico.

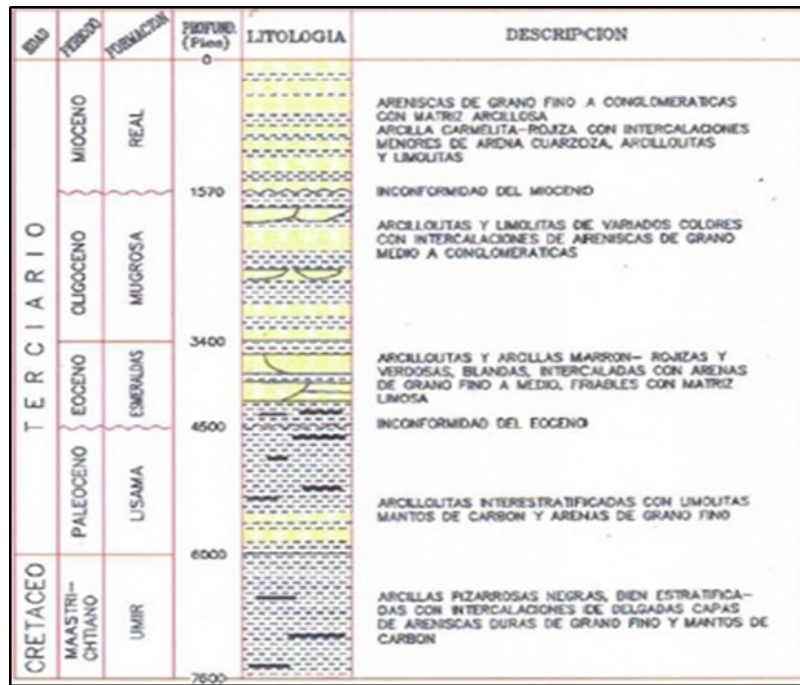
La secuencia sedimentaria atravesada por los pozos perforados en el área del Campo Provincia, corresponde a sedimentos del Terciario. Incluyen las formaciones Lisama (Paleoceno), Esmeraldas-La Paz (Eoceno), Mugrosa (Oligoceno) y Real (Mioceno).

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.

4.4.1. 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-

Figura 22. Columna Estratigráfica del área de Bonanza



Fuente: Ecopetrol S.A.

Maastrichtiano con base en datación de foraminíferos y amonites¹⁵ 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 arenaceos, alternando con depósitos de medio transicional salino y aguas frescas.

4.4.2. 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

¹⁵T.H. Van der Hammen, L.G. Morales, 1958

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 Lisama, los Grupos Chorro (Formaciones La Paz y Esmeraldas), Chuspas (Formaciones Mugrosa, Colorado) del Terciario inferior y el Grupo Real (Terciario superior).

4.4.3. 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 palinológicas¹⁶. 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.

¹⁶T. Van der Hammen 1954, Morales 1958

4.4.4. 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 acuñamiento de estos sedimentos fue causado posiblemente por procesos erosivos y/o a procesos no depositacionales debidos a movimientos tectónicos que afectaron la paleotopografía.

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 palinológicas¹⁷

4.4.5. 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.

¹⁷Gallo, 1970, P. Morales, M. Rueda, R. E. Cruz Ramírez, 1988

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.

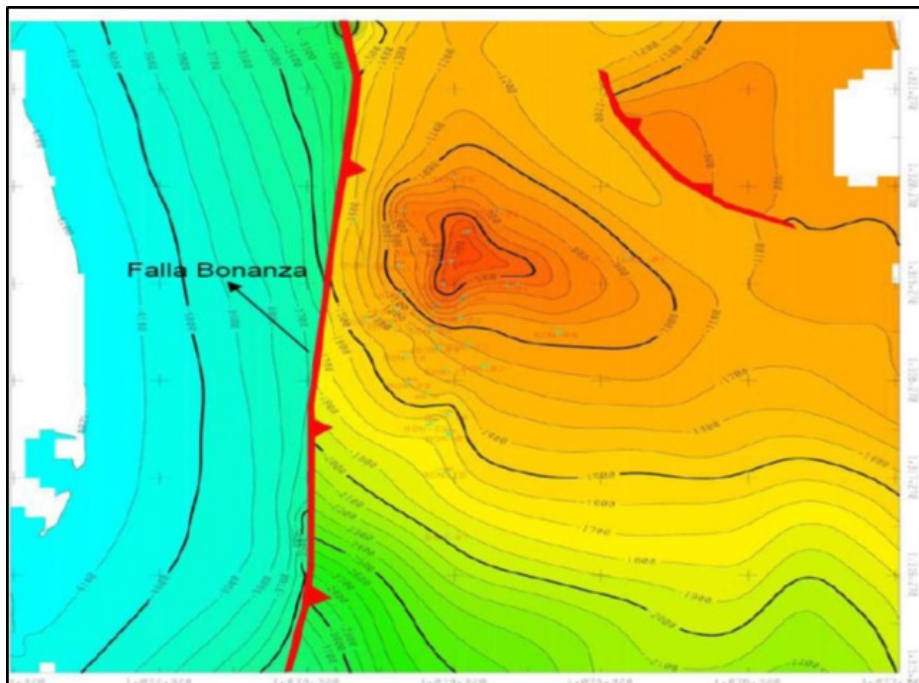
4.4.6. Mioceno

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. El contacto con la infrayacente Unidad Mugrosa es erosivo y con una discordancia angular, generada como resultado del levantamiento de la cordillera Oriental durante el Mioceno. La Formación real presenta un ambiente de sedimentación continental de tipo fluvial de corrientes entrelazadas y abanicos aluviales, el contacto con la infrayacente Formación Mugrosa es erosivo y con una discordancia angular, generada como resultado del levantamiento de la cordillera Oriental durante el Mioceno que depositaron los sedimentos de tipo molasa del antepaís del Valle Medio del Magdalena.

4.5 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. 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 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.

Figura 23. Mapa Estructural al Tpe de la Discordancia del Mioceno



Fuente: Ecopetrol S.A.

La Falla Bonanza tiene una disposición Norte-Sur, como se observa en los mapas estructurales interpretados. Su salto alcanza 1000ms y se ve truncada por la discordancia del Mioceno en el sector sur. En dirección norte, dentro del volumen sísmico 3D, es claro apreciar que la falla corta dicha discordancia generando un mayor salto en esa dirección. Los pliegues y levantamientos observados en las formaciones localizadas por encima de la discordancia del Mioceno, permite inferir que esta falla tiene un segundo periodo de actividad o reactivación de edad post-Mioceno.

La discordancia del Mioceno tiene una presencia regional y en el sector del Campo Bonanza afecta en mayor proporción el sur del campo donde ha erosionado prácticamente toda la formación mugrosa y la parte superior de la formación Esmeraldas. En el norte del campo, la discordancia tiene mejor impacto permitiendo encontrar la secuencia completa de la formación Esmeraldas y gran parte de la formación Mugrosa, poniendo estas formaciones siempre en contacto con la formación Real.

Dado que los pozos estos no han perforado la parte superior de la Formación Mugrosa y en la mayoría de ellos se interpretaba el tope de esta formación en lo que realmente es un tope de Intramugrosa.

4.6 PROPIEDADES DE YACIMIENTO

4.6.1. Mecanismos de Producción

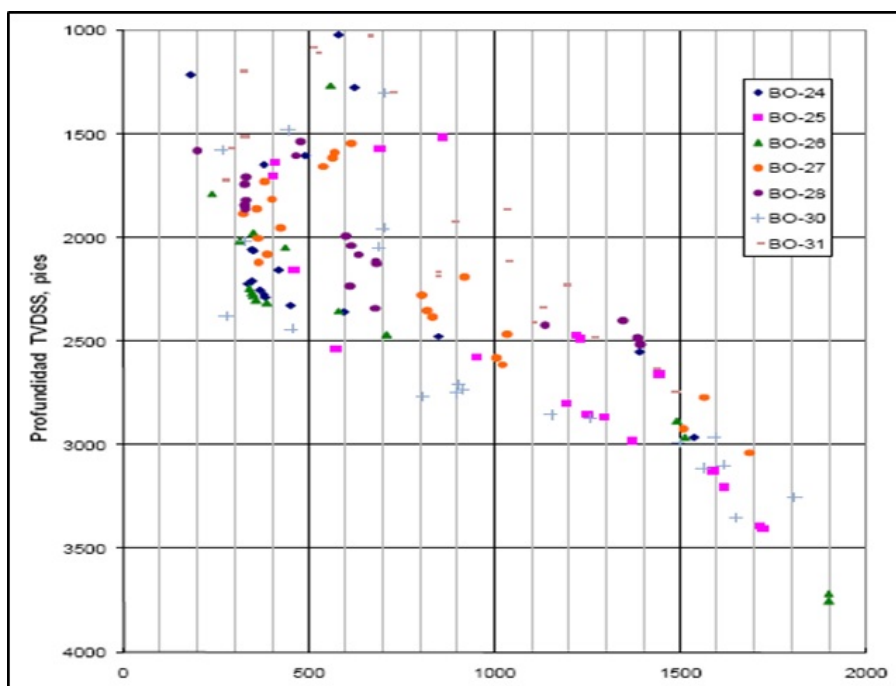
Teniendo en cuenta el comportamiento de la producción primaria (Declinación de producción y presión, BSW y GOR), se identifica como mecanismo primario de producción para los yacimientos Formación Mugrosa y Formación Esmeraldas el de Gas en Solución. No se ha evidenciado la presencia de un acuífero de 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.

4.6.2. Presiones

La presión inicial que se tiene identificada es de 1200 *psi* para la Formación Mugrosa y 1500 *psi* para la Formación Esmeraldas. 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 promedio actual es de 300 *psi* para la Formación Mugrosa y 500 *psi* para la Formación Esmeraldas, aunque los pozos perforados mostraron 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, y confirma la necesidad de implementar un proyecto de recuperación secundaria para desplazamiento de fluidos y mantenimiento de presión, a fin de obtener incrementos significativos en el Factor de Recobro. La *Figura 24* ilustra las presiones medidas en yacimiento con herramienta MDT durante la campaña de perforación 2006-2007.

Figura 24. Mediciones MDT Campaña de Perforación 2006-2007



Fuente: Ecopetrol S.A.

4.7 PROPIEDADES DEL FLUIDO

Para cada yacimiento se cuenta con un análisis PVT representativo.

Tabla 1. Propiedades PVT del Fluido de la Formación Mugrosa

T @ 1750'SS	101	°F	Presión Inicial	1161	
Grav Gas	0.624		Presión de Burbuja	1499	psi
Grav Oil	23	API	Salinidad de agua	2959.5	ppm NaCl
T sep	105	°F	Uw @ Pi	0.6853	cp
Pres sep	25	psi	Bw @ Pi	1.0044	$\frac{BB}{STB}$
GOR ini	175	$\frac{SCF}{STB}$	Cw @ Pi	3.03E-06	$\frac{1}{psi}$
			Cf	3.27E-06	$\frac{1}{psi}$

Fuente: Ecopetrol S.A

Tabla 2. Propiedades PVT del fluido de la Formación Esmeraldas

T @ 1750'SS	109	°F	Presión Inicial	1450	
Grav Gas	0.602		Presión de Burbuja	1585	psi
Grav Oil	19	API	Salinidad de agua	3695	ppm NaCl
T sep	105	°F	Uw @ Pi	0.6253	cp
Pres sep	25	psi	Bw @ Pi	1.0061	$\frac{BB}{STB}$
GOR ini	150	$\frac{SCF}{STB}$	Cw @ Pi	2.98E-06	$\frac{1}{psi}$
			Cf	3.32E-06	$\frac{1}{psi}$

Fuente: Ecopetrol S.A

4.8 SISTEMA DE RECOLECCIÓN

Los pozos que actualmente se encuentran activos y que cuentan con sistema de levantamiento por cavidades progresivas se encuentran distribuidos dentro del campo de la siguiente manera:

- Colector de 6" que recibe la producción de los pozos bonanza 3, 32, 33, 31, 25, 8, 35, 30, 24,11, 26
- Colector de 4" que recibe la producción de los pozos bonanza 19, 20, 27, 36, 37, 38, 39.
- Los pozos bonanza 17, 21, 10, 28 llegan de manera independiente a la estación por línea de 3".

5. DESARROLLO DEL MODELO DE SIMULACIÓN

El objetivo general de realizar el análisis nodal en los pozos del campo Bonanza fue determinar las tasas óptimas de producción y el comportamiento del fluido en el sistema de producción, para este análisis se utilizó el simulador PIPESIM, de Schlumberger; este simulador permite efectuar análisis de sensibilidad sobre cualquier variable del sistema y representar gráficamente el flujo de entrada y de salida en cualquier nodo del mismo proporcionando una manera de entender dónde pueden residir las oportunidades de mejoramiento de la producción. El desarrollo del modelo de simulación que representa las condiciones actuales de producción del campo, se realizó de la siguiente manera:

Figura 25. Desarrollo del modelo de simulación



Fuente: Autor

5.1 RECOPIACIÓN Y VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN.

La información necesaria para el desarrollo del modelo fue extraída de bases de datos como TWM, de reportes de producción y otros archivos suministrados por personal de producción e ingeniería del campo Bonanza. La validación de la información se realizó conjuntamente con su recopilación.

5.1.1. Información requerida por el simulador.

- Datos de producción. (GOR, BSW, API, QI)
- Estados mecánicos.
- Análisis PVT
- Longitudes, diámetros y elevaciones de líneas de flujo.
- Especificaciones de la bomba de subsuelo.

5.1.2. Datos de Producción.

Gracias al personal de control de producción del campo bonanza se logró obtener información de los parámetros de producción actuales del campo y de las últimas pruebas de producción dentro de las cuales se reportan los siguientes datos:

Tabla 3. Datos de producción

POZO	PROD. BRUTA (Bfpd)	BSW%	PROD. NETA (Bopd)	PROD GAS (Kpcd)	GOR (Scf/stb)	°API
BON 03	30	50,00	15	1	66,66	21
BON 08	66	0,00	64	158	2468,75	24,2
BON 10	53	0,00	53	11	207,54	22
BON 11	22	1,50	22	21	954,54	22,6
BON 17	96	15,00	82	11	134,14	21
BON 19	83	4,00	80	10	125	22
BON 20	30	1,20	30	20	666,66	22,4
BON 21	79	0,60	79	13	164,55	21
BON 24	47	0,20	47	163	3468,08	21
BON 25	57	0,40	57	8	140,35	22,7
BON 26	72	0,60	72	185	2569,44	22
BON 27	251	0,50	250	19	76	19
BON 28	94	0,40	94	13	138,29	19
BON 30	18	0,40	18	13	722,22	20,5
BON 31	66	0,00	66	13	196,96	21
BON 32	106	3,00	93	12	129,03	22
BON 33	25	2,00	25	124	4960	20,3
BON 35	112	2,00	92	2	21,73	22,1
BON 36	25	50,00	13	16	1230,76	21
BON 37	119	6,00	112	42	375	20
BON 38	144	3,00	139,68	174	1245,70	20
BON 39	110	1,00	109	34	311,92	18

Fuente: Ecopetrol S.A

5.1.3. Datos del Fluido

Para la caracterización del fluido se contó con análisis PVT para cada una de las formaciones productoras (Mugrosa y Esmeraldas), es importante contar con estos análisis para poder obtener una buena caracterización del fluido presente y de esta manera tener datos precisos para ingresar al simulador.

5.1.4. Datos de los estados mecánicos

La información requerida por el simulador, encontrada en los estados mecánicos fue la siguiente: tubería de producción con su respectivo diámetro y longitud, sistema de levantamiento artificial, en este caso bombeo por cavidades progresivas, profundidad de asentamiento de la bomba y modelo.

Tabla 4. Información de los estados mecánicos

POZO	OD TUBING	LONG TBG (ft)	OD CASING	LONG CSG (ft)	SLA	MODELO	FABRICANTE	INTAKE (ft)
BON 03	27/8"	3190	7"	3600	PCP	28.40-500	WEATHERFORD	3190
BON 08	27/8"	3245	7"	3495	PCP	18.40-600	WEATHERFORD	3245
BON 10	27/8"	2818	7"	3146	PCP	28.40-500	WEATHERFORD	2818
BON 11	27/8"	2915	7"	3227	PCP	28.40-500	WEATHERFORD	2915
BON 17	27/8"	2500	7"	2698	PCP	28.40-500	WEATHERFORD	2500
BON 19	27/8"	2907	7"	3311	PCP	28.40-500	WEATHERFORD	2907
BON 20	27/8"	2115	7"	2345	PCP	28.40-500	WEATHERFORD	2115
BON 21	27/8"	2777	7"	2866	PCP	18.40-600	WEATHERFORD	2777
BON 24	27/8"	3250	7"	3552	PCP	28.40-500	WEATHERFORD	3250
BON 25	27/8"	3730	7"	4183	PCP	18.40-600	WEATHERFORD	3730
BON 26	27/8"	3717	7 "	4745	PCP	18.40-600	WEATHERFORD	3717
BON 27	27/8"	3550	7"	3942	PCP	18.40-600	WEATHERFORD	3550
BON 28	27/8"	2968	7"	3686	PCP	28.40-500	WEATHERFORD	2968
BON 30	27/8"	2620	7 "	3265	PCP	28.40-500	WEATHERFORD	2620
BON 31	27/8"	3263	7"	3590	PCP	18.40-600	WEATHERFORD	3263
BON 32	27/8"	3205	7"	3475	PCP	28.40-500	WEATHERFORD	3205
BON 33	27/8"	3536	7"	3976	PCP	18.40-600	WEATHERFORD	3536
BON 35	27/8"	3415	7"	3905	PCP	18.40-600	WEATHERFORD	3415
BON 36	27/8"	3750	7"	4083	PCP	28.40-500	WEATHERFORD	3750
BON 37	27/8"	3351	7"	3740	PCP	28.40-500	WEATHERFORD	3351
BON 38	27/8"	3723	7"	3957	PCP	28.40-500	WEATHERFORD	3723
BON 39	27/8"	3729	7"	4254	PCP	28.40-500	WEATHERFORD	3729

Fuente: Ecopetrol S.A

Datos de Survey: En casos en los que se encontraron pozos desviados se procedió a ingresar los datos de desviación consignados en los *surveys* de cada pozo.

5.1.5. Datos de líneas de flujo

Medición y Cálculo de distancias y Elevaciones: Para algunos pozos se contó con un perfil topográfico detallado de la línea de flujo, para pozos en los cuales no se cuenta con perfil topográfico se utilizó la elevación del terreno consignado en los estados mecánicos para determinar la diferencia de elevación entre los diferentes elementos del sistema de recolección.

Tabla 5. Datos de las líneas de flujo

LINEA	OD LINE (in)	LONGITUD (ft)	Δ ELEVACIÓN (ft)
BON 03	3"	4001	-59
BON 08	3"	2178	-58
BON 10	3"	2198	64
BON 11	3"	2230	-21
BON 17	3"	1320	91
BON 19	3"	1621	-25
BON 20	3"	1432	22
BON 21	3"	1482	87
BON 24	3"	1194	41
BON 25	3"	4030	-58
BON 26	3"	1033	31
BON 27	3"	738	-36
BON 28	3"	3795	44
BON 30	3"	753	42
BON 31	3"	2571	-17,6
BON 32	3"	7042	100
BON 33	3"	3742	100
BON 35	3"	1129	46
BON 36	3"	1948	87,2
BON 37	3"	1728	20
BON 38	3"	1717	18,3
BON 39	3"	1699	20,21
TRAMO1	6"	1560	-42
TRAMO 2	6"	264	20
TRAMO 3	6"	643	3
TRAMO 4	4"	946	20
TRAMO 5	4"	1026	20

Fuente: Ecopetrol S.A

5.1.6. Datos de Presión en el Sistema

En el caso de la presión del yacimiento se usó correlación directa por superposición, la cual consiste en utilizar los datos de un MDT de un pozo aledaño al de interés para inferir la presión y la temperatura del mismo mediante un cálculo de delta de profundidades de los topes de las formaciones de interés, posteriormente la PMP se modifica mediante la suma o resta de dicho delta dependiendo si la formación de interés se encuentra situada arriba o abajo de la profundidad del tope de la formación que posee el MDT. Con este nuevo dato de PMP se calcularon los datos de presión y temperatura del yacimiento, en caso de no encontrar un punto exacto se utilizó interpolación para hallar los datos de presión y temperatura a esta PMP. Los datos de presión de entrada a la bomba y de presión en cabeza de pozo

fueron obtenidos de pruebas de producción y pruebas sonolog.

Tabla 6. Datos de presión en el sistema

POZO	Pyac	PWF	PIP	PWH
BON 03	1263	280	136	85
BON 08	1117	300	218	70
BON 10	1090	360	221	130
BON 11	1090	155	23	50
BON 17	1165	230	166	100
BON 19	1090	338	146	100
BON 20	1106	275	177	110
BON 21	1090	137	82	100
BON 24	1090	255	135	60
BON 25	1382	415	43	90
BON 26	1090	340	102	60
BON 27	1164	498	448	100
BON 28	1118	435	180	50
BON 30	1168	330	62	40
BON 31	1323	290	165	100
BON 32	1258	650	550	120
BON 33	1254	491	42	35
BON 35	1094	503	180	90
BON 36	1118	831	306	65
BON 37	1146	439	325	100
BON 38	1147	446	366	90
BON 39	1123	703	540	100

Fuente: Ecopetrol S.A

5.2 MONTAJE DE LA DATA AL SIMULADOR.

Teniendo la información recopilada, organizada y realizado el control de calidad de la misma se procedió a ingresar la información al software especializado de la siguiente manera:

5.2.1. Modelo de Superficie

Inicialmente se creó el modelo de superficie o red de recolección en este se pueden incluir tantos pozos y líneas como sea necesario, se ingresa a la pestaña




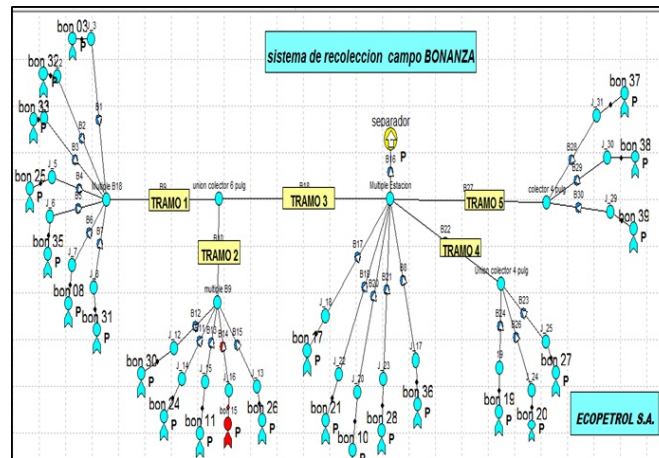
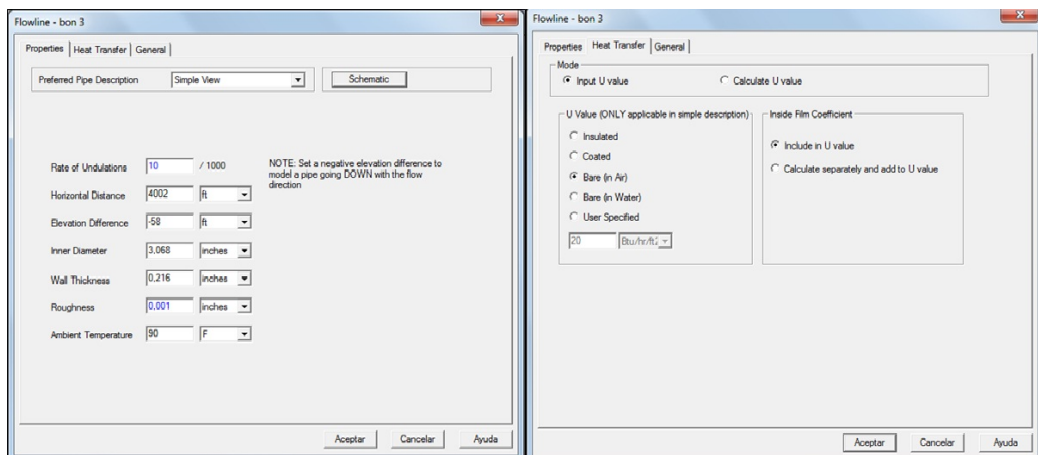
"New Network" donde aparecerá el área de trabajo, y se empiezan a seleccionar los pozos representados por el siguiente icono  los pozos deben ir conectados a las líneas de flujo  por medio de uniones ; en este modelo se carga la data correspondiente a las líneas de flujo, haciendo doble click sobre cada línea se ingresa la información correspondiente a cada una de ellas.

Figura 26. Modelo de Superficie Campo Bonanza



Fuente: Autor. PIPESIM

Figura 27. Data correspondiente a la línea de flujo



Fuente: Autor. PIPESIM

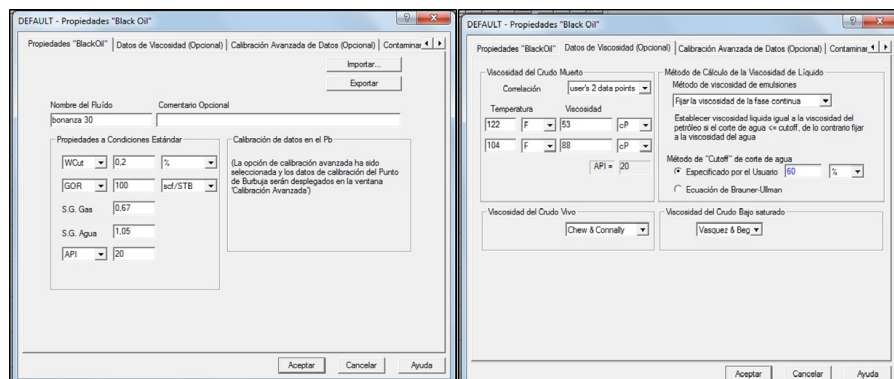
5.2.2. Modelo de Pozo

Una vez terminado el modelo de superficie y haciendo doble click sobre cada pozo se carga la data correspondiente para definir el modelo del pozo a continuación se da una descripción paso a paso del montaje y ajuste de las condiciones operacionales actuales tomando como ejemplo el pozo Bonanza 32.

Caracterización del fluido: Es necesario describir el fluido que se va a simular, dependiendo de la información con que se cuente se selecciona la opción de modelado de fluido más conveniente "Black Oil" o "Composicional" en este caso se seleccionó la opción *Black Oil*.

La caracterización del fluido se logra accediendo al menú *configurar black oil properties* para ingresar los datos del fluido. En la siguiente pestaña Datos de Viscosidad se ingresan los datos de viscosidad a dos temperaturas diferentes seleccionando user's 2 data point, como se muestra a continuación, si no se tienen los datos de viscosidad se utiliza cualquier correlación de las que se incluyen el simulador para el cálculo de esta.

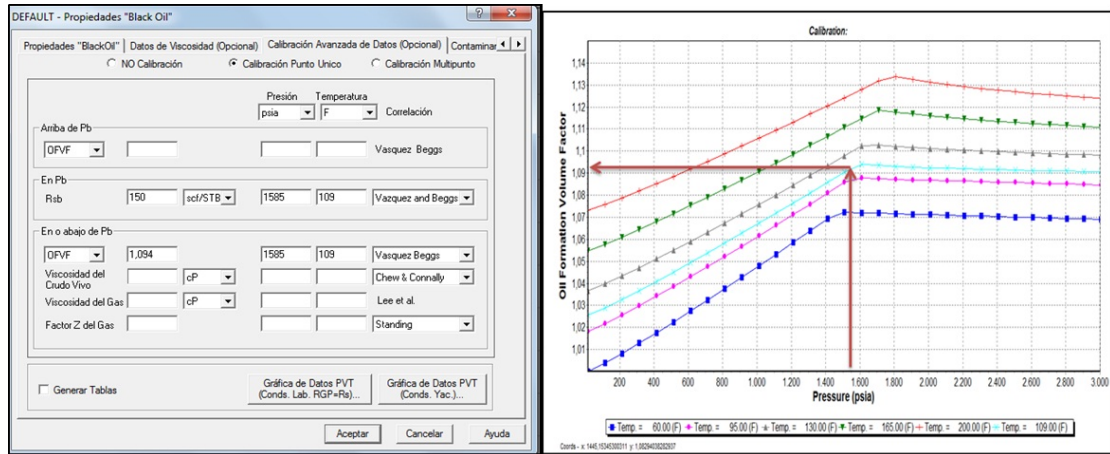
Figura 28. Data Modelo del Fluido



Fuente: Autor. PIPESIM

Si se cuenta con datos PVT, es posible realizar un mejor ajuste del fluido ingresando en calibración avanzada ajustar el modelo del fluido a los datos PVT reales. En este caso el mejor ajuste para el factor volumétrico de formación se logró con la correlación de Vásquez and Beggs.

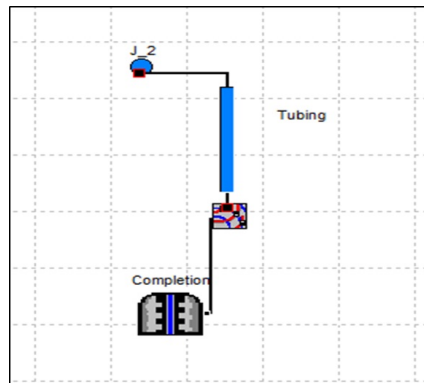
Figura 29. Calibración Avanzada



Fuente: Autor. PIPESIM

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

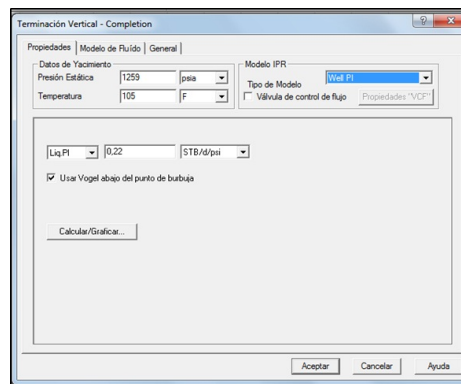
Figura 30. Modelo de Pozo



Fuente: Autor. PIPESIM

Completamiento: La información cargada en esta sección es requerida para graficar la curva IPR; existen varios modelos para obtener esta curva, la selección depende de las características del yacimiento y de la información con que se cuente; en este caso se seleccionó el modelo de well PI; el índice de productividad puede ser calculado con el software, conociendo las presiones en el sistema y ajustando a la presión de entrada a la bomba reportada en pruebas.

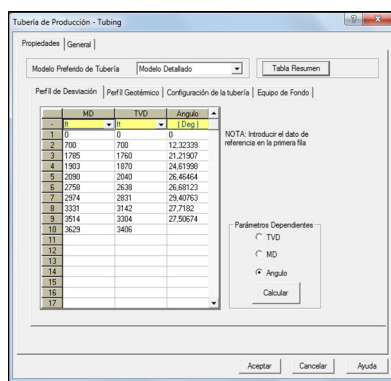
Figura 31. Data del completamiento



Fuente: Autor. PIPESIM

Tubería de Producción: En esta sección se carga toda la data correspondiente a la tubería de producción y equipo de fondo, tales como: perfil de desviación, perfil geotérmico, longitudes, diámetros y espesores de las tuberías de producción, y equipo de fondo.

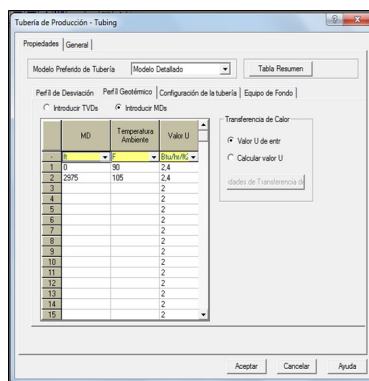
Figura 32. Data de la Tubería de Producción



Fuente: Autor. PIPESIM

En la pestaña *deviation survey* se ingresa la información correspondiente dependiendo de si el pozo es vertical o desviado, en la pestaña *geothermal survey* 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, buscando ajustar los datos de temperatura en la cabeza del pozo de manera que los datos arrojados por el simulador se ajusten a los datos reales de cada pozo.

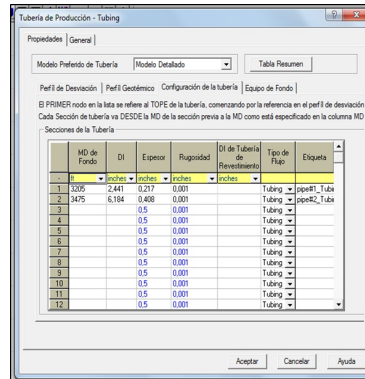
Figura 33. Data Correspondiente al Perfil Geotermico



Fuente: Autor. PIPESIM

En la pestaña configuración de la tubería se ingresan información correspondiente a longitudes, diámetros y espesores de la tubería, como se muestra a continuación.

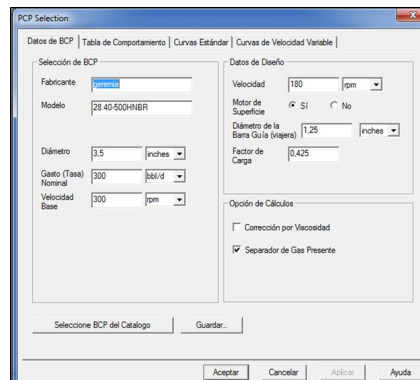
Figura 34. Configuración de la tubería Pozo



Fuente: Autor. PIPESIM

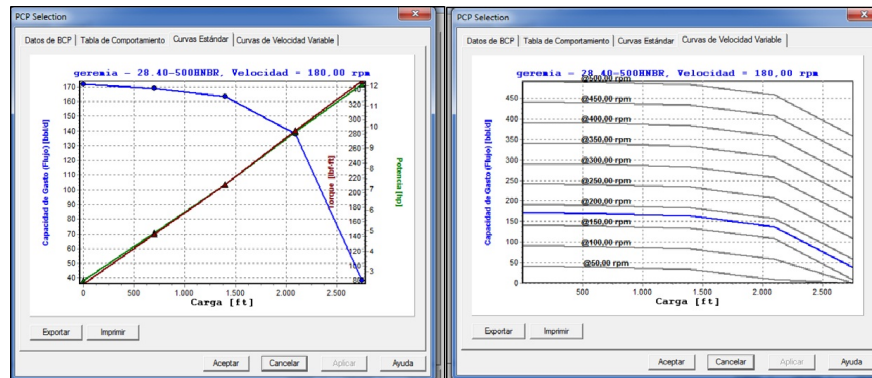
La siguiente pestaña corresponde al equipo de fondo, en esta sección se carga la información correspondiente a la bomba de subsuelo, esta información incluye: tipo de bomba, modelo fabricante, velocidad de operación, y eficiencia del separador del gas si se encuentra instalado.

Figura 35. Data correspondiente al equipo de Fondo



Fuente: Autor. PIPESIM

Figura 36. Curvas de Comportamiento Equipo de Fondo Pozo Bonanza 32



Fuente: Autor. PIPESIM

5.3 REPRODUCCIÓN DE LAS CONDICIONES OPERACIONALES ACTUALES

Para lograr reproducir las condiciones actuales de operación del campo por medio del simulador es necesario realizar un análisis de sensibilidades de algunas variables como se muestra a continuación.

5.3.1. Ajuste de la Correlación de Flujo Multifásico

El simulador incorpora todas las correlaciones de flujo multifásico actuales tanto empíricas como mecánicas que constituyen el estándar industrial de hoy en día. 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 vertical.

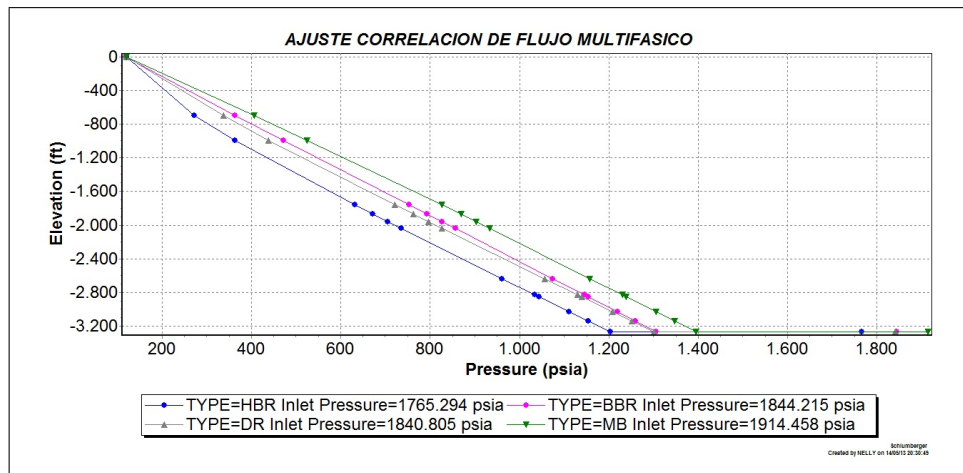
Para el ajuste de la correlación de FMV se relacionaron los datos de presión y profundidad con un MDT tomado al pozo bonanza 32 como se muestra a continuación.

Tabla 7. Datos de Presión MDT Pozo Bonanza 32

Tope	Base	Espesor	Presion MDT
2616	2542	26	1090
2772	2798	26	1168
2808	2842	34	1168
2920	2924	4	1226
2826	2930	4	1226
2933	2940	7	1226
2964	2967	3	1245
3049	3063	14	1349
3123	3123	13	1417
3130	3130	4	1410
3132	3142	10	1410
3239	3249	10	1434
3316	3334	8	1450

Fuente: Los Autores

Figura 37. Ajuste Correlación de flujo Multifasico Vertical

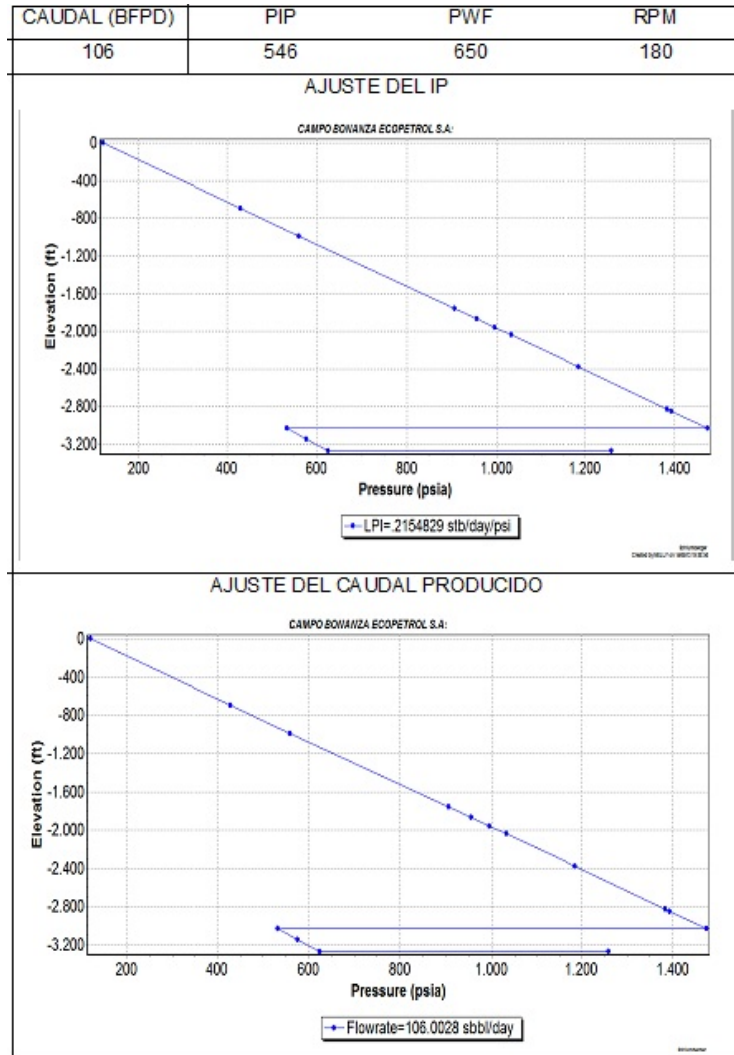


Fuente: Autor. PIPESIM

5.3.2. Ajuste del Sistema de Levantamiento

Como se mencionó anteriormente la información requerida por el simulador y que corresponde al sistema de levantamiento es la siguiente: modelo de la bomba, fabricante, velocidad de operación, intake, eficiencia del separador y factor de carga. Con la variación del factor de carga (equipo de fondo) como único criterio de ajuste se buscó igualar la presión de entrada a la bomba arojada por el simulador con la presión de entrada real para esto se ingresan los datos de presión en cabeza y caudal de producción y se corre un perfil elevación presión, obteniendo de esta manera un valor para el IP, este valor de IP calculado, se ingresa en el modelo para graficar el IPR del pozo y se corre nuevamente un perfil elevación presión para obtener el caudal actual.

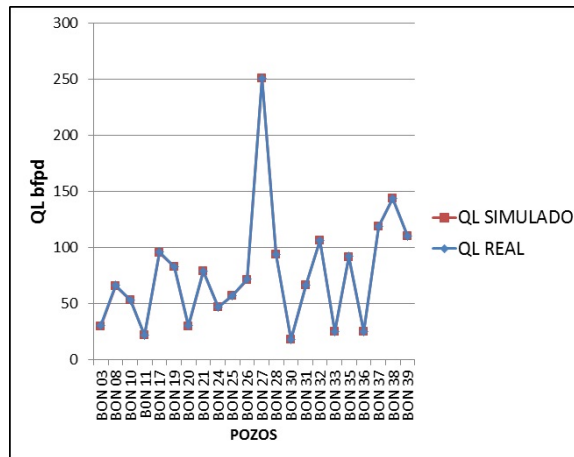
Figura 38. Reproducción de las condiciones operacionales actuales pozo Bonanza 32



Fuente: Autor.

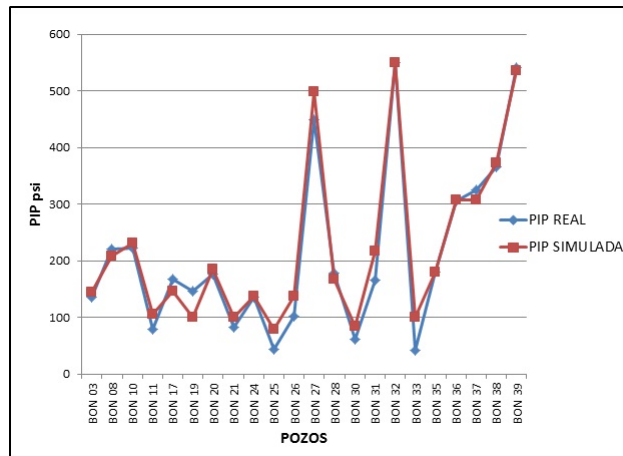
En la *Figura 40* se puede observar el ajuste logrado entre la PIP real y la PIP simulada para cada uno de los pozos de igual manera se muestra el ajuste entre el caudal de producción real y el arrojado por el simulador.

Figura 39. Ajuste del caudal de liquido real y simulado



Fuente:Autor.

Figura 40. Ajuste de la Presión de Entrada a la Bomba Real y Simulado



Fuente:Autor.

Teniendo ajustados los datos de presión de entrada a la bomba y caudal arrojados por el simulador a los datos reales es posible hacer el análisis nodal para cada pozo y de esta manera conocer el punto de operación actual y el potencial máximo.

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

- Cuantificar la capacidad de producción del pozo en función del comportamiento del IP.
- Identificar las limitaciones hidráulicas presentes en la red de recolección.
- Determinar oportunidades de optimización:
 - Disminuyendo la Demanda de Energía para Levantar los Fluidos del Yacimiento teniendo en cuenta:
 - Cambio de diámetro de tubería de producción
 - Disminución de la presión en cabeza de pozo.
 - Aumento de la velocidad de operación de la bomba de cavidades progresivas.
 - Aumentando la Oferta de Fluidos al Pozo teniendo en cuenta:
 - Calculo del daño o pseudodaño de la formación productora.

5.4 EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.

5.4.1. CALCULO DEL IP

Mediante el uso del simulador y con los datos obtenidos en la prueba de producción fue posible calcular el valor del índice de productividad (IP) de las formaciones productoras, que representa de mejor manera el comportamiento de los pozos en términos de producción.

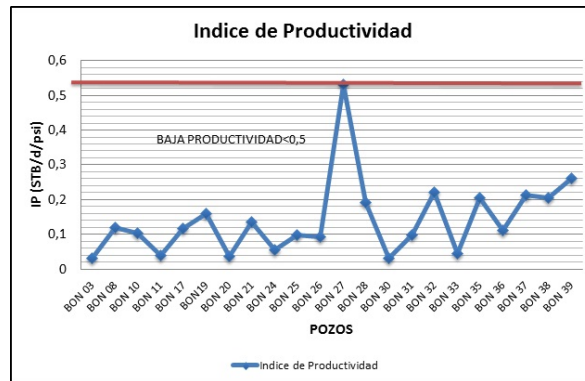
Tabla 8. Índice de Productividad y AOF Calculados para el Campo Bonanza

Pozo	QL(BFPD)	PIP(psi)	PWH(psi)	THW(°F)	GOR	BSW	RPM	DD(psi)	IP(Simulador)	AOF
BON 03	30	136,2	85	90	67	50	55	983	0,035	32,48
BON 08	66	218,18	70	90	2468	0	70	817	0,120	75
BON 10	53	221,4	130	90	208	0	92	730	0,103	62,5
BON 11	22	22,9	50	90	954	1,5	45	935	0,039	23
BON 17	96	166,2	100	90	134	15	179	935	0,117	102,5
BON 19	83	146,3	100	90	125	4	85	752	0,159	96
BON 20	30	176,6	110	90	667	1,2	80	831	0,036	39
BON 21	79	82,2	100	90	165	0,6	90	953	0,135	81,5
BON 24	47	135,5	60	90	3468	0,2	74	835	0,056	60
BON 25	57	43	90	90	141	0,4	90	967	0,097	67,5
BON 26	72	101,2	60	90	2570	6	90	750	0,094	102,5
BON 27	251	448	100	90	76	0,5	90	666	0,505	347
BON 28	94	178,9	50	90	139	0,4	172	683	0,192	119
BON 30	18	61,4	40	90	722	0,4	62	838	0,03	21
BON 31	66	165,3	100	90	197	0	100	1033	0,098	72,5
BON 32	106	548	135	90	129	3	180	608	0,22	152
BON 33	25	42	75	90	4960	2	45	763	0,044	31
BON 35	112	179,5	90	90	18	2	170	591	0,213	130
BON 36	25	305,9	65	90	1231	50	90	287	0,112	70
BON 37	119	325,1	110	90	371	6	85	707	0,23	147
BON 38	144	366,3	90	90	1247	3	170	701	0,203	228
BON 39	110	539,4	110	90	312	1	130	420	0,262	281

Fuente: Autor

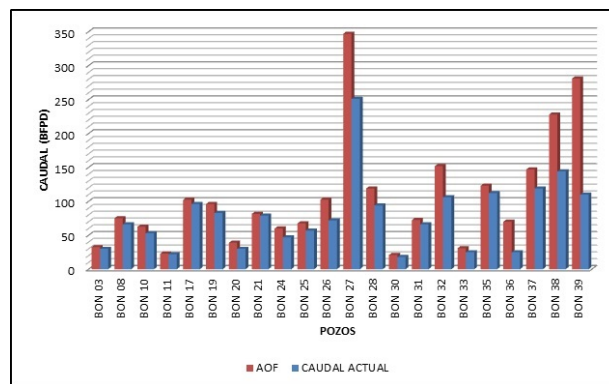
A partir del cálculo del IP se puede observar una productividad en general para todos los pozos muy baja, razón por la cual se puede intuir que la sensibilización de las variables *outflow* (curva de demanda) no tendrá un efecto significativo sobre la capacidad de producción del sistema, puesto que la mayoría de los pozos ya están produciendo muy cerca de su máximo potencial. En la *Figura 41* y *Figura 42* se pueden apreciar mejor estos valores.

Figura 41. Índice de Productividad



Fuente:Autor.

Figura 42. Comparación Caudal Actual Vs AOF



Fuente:Autor.

Para las condiciones operacionales actuales en la mayoría de los pozos el *drawdown* sobrepasa el *drawdown* crítico promedio estimado para las formaciones productoras de 770 *psia*, un diferencial de presión alto puede causar incremento de las tasas de arrastres de los granos de arena y partículas finas hacia la cara del pozo provocando daño a la formación o taponamiento por migración de finos y arena.

5.4.2. IDENTIFICACIÓN DE LIMITACIONES HIDRÁULICAS 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 mas importantes son:

- Velocidad de la mezcla bifasica menor que el 65 % de la velocidad de erosión, esto con el fin de evitar la erocion 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.

Tabla 9. Resultados Limitaciones Hidráulicas Sistema de Recolección Actual

LINEA	PWH (psi)	LONGITUD (ft)	OD (in)	ΔP (psi)	GRADIENTE DE PRESION (Psi/100 ft)		VELOCIDAD DE LA MEZCLA (ft/s)		VELOCIDAD DE EROSION (ft/s)	HOLD-UP DE LIQUIDO (fr)	PATRON DE FLUJO
					limite	actual	limite (Ve*0,65)	actual			
TRAMO3	****	643	6	8.33	<1	1.2954	97.56	31.2	150.1	0.27	STRAT. SMOOTH
TRAMO1	****	1560	6	2.05	<1	0.1314	73.58	12.1	113.2	0.1	STRAT. SMOOTH
bon 03	85	4001	3	20.55	<1	0.5136	15.34	0.1	23.6	0.286	STRAT. SMOOTH
bon 32	120	7042	3	79.95	<1	1.1353	38.48	2.8	59.2	0.838	INTERMITENT
bon 33	75	3742	3	30	<1	0.8017	127.465	11.9	196.1	0.4544	INTERMITENT
bon 25	100	4030	3	7.09	<1	0.1759	103.61	14.3	159.4	0.1531	STRAT. SMOOTH
bon 35	90	1129	3	0.976	<1	0.0864	12.805	0.3	19.7	0.1598	STRAT. SMOOTH
bon 08	65	2178	3	4.784	<1	0.2197	102.57	16	157.8	0.1385	STRAT. SMOOTH
bon 31	110	2571	3	8.098	<1	0.3150	33.995	1.3	52.3	0.1987	STRAT. SMOOTH
TRAMO 2	****	264	6	0.85	<1	0.3220	104.325	11.3	160.5	0.199	STRAT. SMOOTH
bon 30	50	753	3	13.86	<1	1.8406	62.14	1.3	95.6	0.763	INTERMITENT
bon 24	55	1194	3	17.01	<1	1.4246	29.445	0.7	45.3	0.898	INTERMITENT
bon 11	40	2230	3	1.943	<1	0.0871	70.265	2.1	108.1	0.118	STRAT. SMOOTH
bon 15	54	2615	3	14.15	<1	0.5411	169.195	40.5	260.3	0.12	STRAT. SMOOTH
bon 26	60	1033	3	13.41	<1	1.2982	22.49	0.6	34.6	0.9275	INTERMITENT
P. IND.											
bon 17	100	1320	3	41.4	<1	3.1364	30.94	1.6	47.6	0.89	INTERMITENT
bon 21	90	1482	3	40.67	<1	2.7443	136.37	37.9	209.8	0.405	INTERMITENT
bon 10	65	2198	3	29.28	<1	1.3321	41.21	11.3	63.4	0.8388	INTERMITENT
bon 28	50	3795	3	37.52	<1	0.9887	33.735	1.9	51.9	0.857	INTERMITENT
bon 36	65	1948	3	8.31	<1	0.4266	65.78	2.2	101.2	0.395	STRAT. SMOOTH
TRAMO 4	****	946	4	2.463	<1	0.2604	28.015	4.7	43.1	0.2142	STRAT. SMOOTH
bon 19	90	1621	3	2.894	<1	0.1785	61.165	1.7	94.1	0.1872	STRAT. SMOOTH
bon 20	125	1432	3	9.615	<1	0.6714	0	2.5		0.7309	INTERMITENT
bon 27	100	738	3	3.154	<1	0.4274	70.07	3.2	107.8	0.2291	STRAT. SMOOTH
TRAMO 5	****	1026	4	40.67	<1	3.9639	68.25	24.2	105	0.5607	INTERMITENT
bon 37	80	1728	3	22.86	<1	1.3229	32.89	2.4	50.6	0.8111	INTERMITENT
bon 38	100	1717	3	34.07	<1	1.9843	56.68	9.4	87.2	0.5943	STRAT. SMOOTH
bon 39	100	1699	3	31.95	<1	1.8805	30.875	4.4	47.5	0.7389	INTERMITENT

Fuente: Autor

De acuerdo a los criterios contemplados para la identificación de las limitaciones hidráulicas del sistema de recolección actual, la velocidad de la mezcla no sobrepasa el límite de velocidad de erosión permitido lo cual quiere decir que en este caso no se encuentran limitantes.

Según el patrón de flujo presente en los tramos de tubería se evidencia flujo estratificado suave e intermitente tipo pistón lo cual tampoco representa una limitante, ya que la consideración en cuanto al régimen de flujo es evitar el flujo tipo tapón o *slug* que se presenta a velocidades de mezcla mucho mayores que las encontradas en

el sistema de recolección actual. 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 depositación 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 depositación de sólidos por lo que se tendrá que aplicar o acentuar los mecanismos para mitigar este fenómeno.

En cuanto a la caída de presión, sí existen algunas limitantes pero éstas se presentan en su mayoría en líneas que van de cabeza de pozo hasta el múltiple este es el caso de las líneas de los pozos bonanza 32, 30, 24, 26, 17, 21, 10, 37, 38, 39 éstas pérdidas de presión se deben principalmente a condiciones topográficas irregulares (pérdidas por elevación). Las pérdidas de presión en los tramos 3 y 5 se deben principalmente a limitación en el diámetro de la tubería puesto que el Tramo 3 es una tubería de 6" que recoge la producción de los pozos asociados al múltiple bonanza 18 (pozos 03,32,33,25,35,08,31) y el múltiple bonanza 9 (pozos 30,24,11,15,26). Los altos caudales de líquido y de gas generan incremento en la velocidad de la mezcla produciendo elevada fricción en las paredes de la tubería, de igual manera sucede en el Tramo 5 una tubería de 4" de diámetro que recoge la producción de los pozos bonanza 37, 38, y 39 en los cuales hay pérdidas adicionales por elevación.

5.4.3. ANÁLISIS NODAL Y SENSIBILIZACION DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.

La capacidad de producción de un pozo con bomba de cavidades progresivas depende de la profundidad de asentamiento y de la capacidad de bombeo de la misma, su función es succionar el fluido reduciendo la presión de fondo fluyendo,

logrando conciliar la capacidad de transporte de la infraestructura instalada (outflow) y la capacidad de aporte de fluidos del yacimiento (inflow).

Las características principales de las bombas de cavidades progresivas son su caudal (desplazamiento volumétrico) y su altura de descarga (head); el caudal o desplazamiento es el volumen que la bomba puede desplazar a determinadas condiciones de velocidad (rpm) y head. Para garantizar condiciones óptimas de operación la bomba debe estar funcionando dentro del rango operativo recomendado por el fabricante el software *PIPESIM* nos permite determinar estas condiciones.

Con el análisis también es posible observar si el diámetro de la tubería genera un impacto significativo en el sistema bien sea en una disminución de la energía o en permitir un mayor flujo.

Un sistema de producción puede ser optimizado seleccionando la combinación de componentes que permita la máxima tasa de producción al menor costo.

Al realizar el análisis nodal pozo a pozo se puede determinar el efecto que tiene la sensibilización de cada uno de las variables propuestas en este estudio sobre la capacidad de transporte de la infraestructura instalada (curva de demanda).

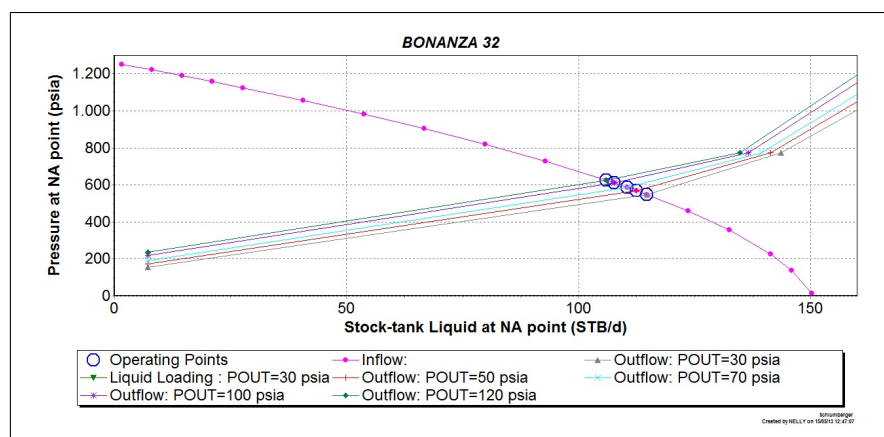
Cambio de diámetro de la tubería de producción. En el análisis nodal realizado pozo a pozo donde se sensibilizo el diámetro de la tubería de producción no se observaron cambios en cuanto al caudal transportado por lo que puede decirse que el diámetro de la tubería de producción utilizado actualmente en todos los pozos del campo Bonanza es el adecuado para el manejo de los volúmenes de fluido que el yacimiento es capaz de aportar, por lo tanto no se considera como un parámetro a optimizar.

Disminución de la presión en cabeza Para que la presión en cabeza de pozo aumente o disminuya deben existir cambios en el sistema (variación de velocidad (rpms) de la bomba, choke, aumento de BSW, líneas de transferencia etc.). Si la presión de cabeza disminuye la presión de fondo fluyendo también disminuye por lo tanto la capacidad de producción aumenta. Sin embargo se debe tener en cuenta que a medida que la presión de fondo disminuye, el nivel dinámico de fluido en el pozo también disminuye, se debe tener cuidado en garantizar la sumergencia de la bomba y así evitar que ésta trabaje en seco y pueda dañarse. Además de esto se debe tener en cuenta también que un diferencial de presión alto (drawdown) puede ocasionar desestabilización de la formación y generar mayor producción de arena, en este caso el drawdown promedio calculado para el campo es de 770 psia.

En el análisis realizado a cada pozo se pudo observar que al disminuir la presión en cabeza, en la mayoría de los pozos no ocurren cambios en cuanto al caudal transportado a continuación se muestran los pozos 32 y 37 en los cuales existe alguna variación en el caudal.

BONANZA 32

Figura 43. Análisis Nodal Sensibilización de PWH Bonanza 32



Fuente:PIPESIM

Tabla 10. Sensibilización de la presión en cabeza de pozo Bonanza 32

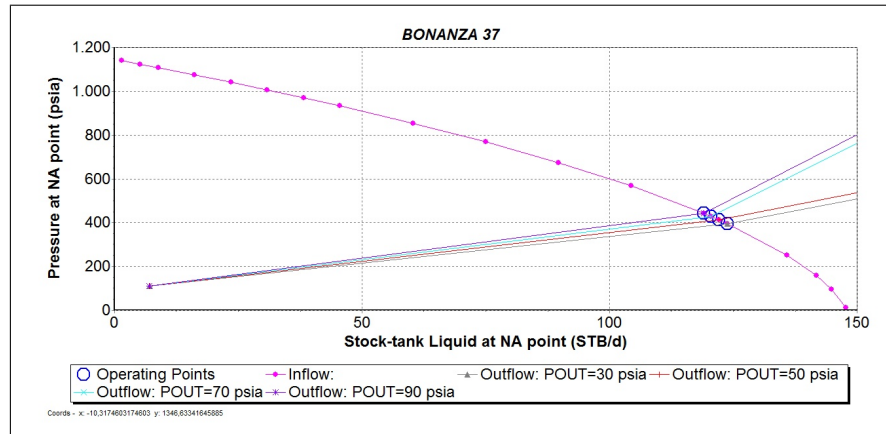
PWH (psia)	PWF (psia)	PIP (psia)	Draw Down (psia)	SUMERGENCIA (ft)	CAUDAL (bfpd)	KW/h
120	635	543	623	1628	106	7,69
100	620	528	638	1553	109	7,64
70	596	504	662	1493	112	7,58
50	578	486	680	1448	114	7,53
30	559	466	699	1400	116	7,49

Fuente: Autor

La presión en cabeza de pozo actual es de 120 psia, como puede observarse al disminuir la presión en cabeza de pozo a un valor entre los 50 y 30 psia se obtiene un incremento en el caudal de 10 BFPF lo que corresponde al 8,49% de la producción actual. De acuerdo a los resultados obtenidos en la identificación de limitaciones hidráulicas del sistema de recolección la línea de flujo del pozo Bonanza 32 con OD de 3" presenta un gradiente de presión de 1,13 psi/100ft lo que provoca una restricción al flujo, al disminuir este tipo de limitaciones se podrá obtener una disminución en la presión de cabeza del pozo, como puede observarse también con la disminución de la presión en cabeza hasta este punto aún no se ha alcanzado el drawdown máximo permitido.

BONANZA 37

Figura 44. Análisis Nodal Sensibilización de PWH Bonanza 37



Fuente:PIPESIM

Tabla 11. Sensibilización de la presión en cabeza de pozo Bonanza 37

PWH (psia)	PWF (psia)	PIP (psia)	Draw Down (psia)	SUMERGENCIA (ft)	CAUDAL (bfpd)	KW/h
90	442	333	704	1033	119	4,93
70	428	319	718	994	120,5	4,90
50	413	304	723	956	122	4,86
30	395	286	751	909	123	4,83

Fuente: Autor

La presión en cabeza de pozo actual es de 90 psia, como puede observarse al disminuir la presión en cabeza de pozo a un valor entre 50 y 30 psia se obtiene un incremento en el caudal de 4 BFPF lo que corresponde al 3,57% de la producción actual. De acuerdo a los resultados obtenidos en la identificación de las limitaciones hidráulicas del sistema de recolección la línea de flujo del pozo Bonanza 37 con OD de 3" presenta un gradiente de presión de 1,32 psi/100ft lo que se considera como una restricción al flujo. Para mantener el drawdown por debajo del máximo permitido para esta formación la presión en cabeza podrá disminuirse hasta un valor de 30 psia.

Aumento en la velocidad de operación. Cuando se aumenta la velocidad de operación de la bomba, se disminuye la PIP (presión en la entrada de la bomba), debido a la disminución del nivel dinámico del fluido, lo que se traduce en una reducción de la columna hidrostática, conjuntamente con el incremento en la velocidad de operación se aumenta la presión de descarga de la bomba y esto sumado a la PIP , produce un mayor delta de presión de la bomba $\Delta P_{bomba} = P_{descarga} - P_{entrada}$ lo anterior produce una mayor capacidad de extracción de la bomba y con ello mayor capacidad de producción del pozo claro siempre se debe tener en cuenta la capacidad de producción del pozo para garantizar la sumergencia de la bomba.

El aumento de la velocidad de operación se debe hacer de manera gradual, sin tener cambios bruscos en el aumento de las rpms en especial para pozos donde el aporte de arena es significativo como es el caso del Campo Bonanza.

Cuando un pozo tiene una alta producción de arena según condiciones de diseño la presión nominal de la bomba debe ser por lo menos 75 % mayor que el delta de presión de la bomba, para garantizar condiciones óptimas de operación. Además el porcentaje de gas a la entrada de la bomba no debe exceder el 40 %. A continuación serán generadas alternativas para la optimización de los pozos Bonanza 27, 28, 32, 35, 37, 38, 39 teniendo en cuenta que al aumentar la velocidad de operación se observan cambios en el caudal producido. Los demás pozos no se mostraron sensibles a estos cambios pues el aumento en el caudal no fue muy notorio y si por el contrario mostraron un aumento significativo en el consumo energético además de sobrepasar el drawdown promedio calculado para las formaciones productoras.

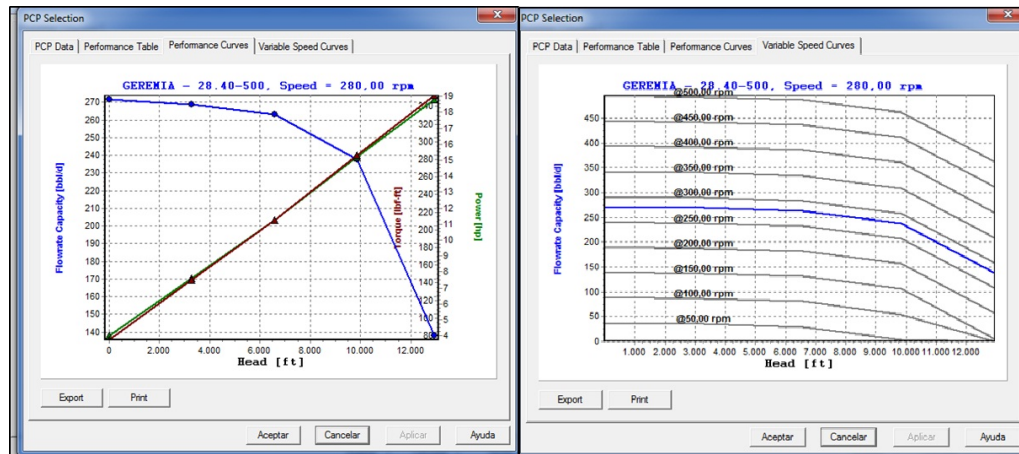
BONANZA 27 Características del SLA del pozo Bonanza 27

Tabla 12. Estado Actual Pozo Bonanza 27

Tubing ID (in)	2.441
Bomba	28.40-500
Intake (ft)	3550
Nivel (ft)	2206
Sumergencia (ft)	1343
Velocidad (rpm)	280
PIP (psi)	448

Fuente: Autor. Ecopetrol S.A.

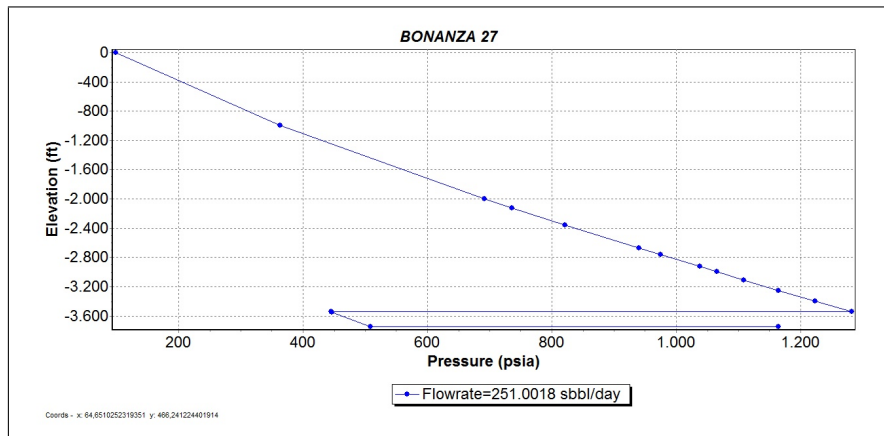
Figura 45. Curva de Comportamiento y Velocidad Variable Bomba Pozo Bon 27



Fuente:PIPESIM

La curva de comportamiento de la bomba muestra como a estas condiciones de operación y de acuerdo a la profundidad de asentamiento de la bomba ésta se encuentra operando bajo condiciones óptimas, aunque se esperaría producir más caudal, en la curva de velocidad variable se evidencia el escurrimiento del fluido a través de la línea de sello (rotor-estator) relacionado con la eficiencia volumétrica, pues es de esperarse que si el escurrimiento aumenta la eficiencia disminuye.

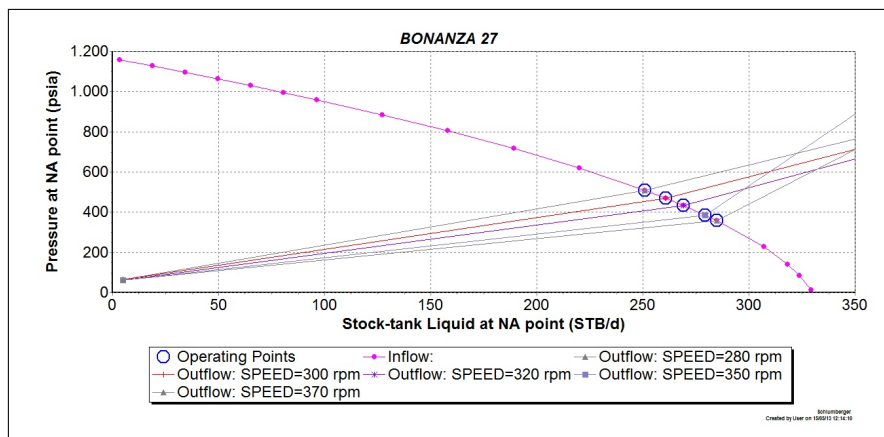
Figura 46. Comportamiento Pozo Bonanza 27



Fuente:PIPESIM

Sabiendo que la bomba se encuentra en el rango operativo óptimo es posible realizar una sensibilización entre la energía requerida y el caudal producido esto con el fin de saber si existe una velocidad de operación mejor que pueda permitir producir más caudal o en su defecto tener una disminución en el consumo energético analizándolo de tal modo que sea posible realizar algún cambio y además que este sea económicamente sostenible.

Figura 47. Análisis Nodal Sensibilización Velocidad Variable Bonanza 27



Fuente:PIPESIM

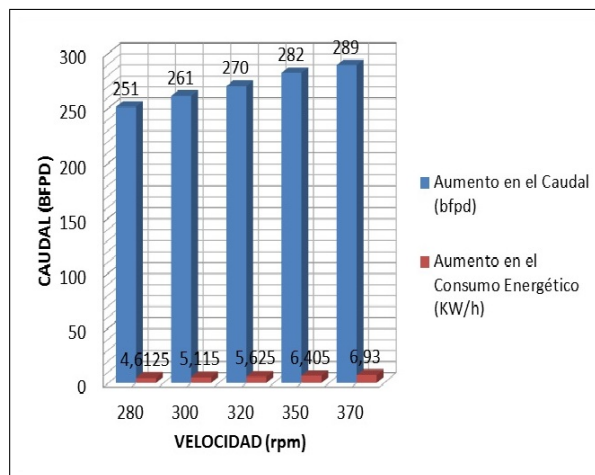
Tabla 13. Sensibilización Velocidad Variable Pozo Bonanza 27

Velocidad (rpm)	PD (psia)	PIP (psia)	ΔP Pump (psia)	Draw Down (psia)	QI (BFPD)	KW/h
280	1250	483	767	571	251	4,61
300	1260	445	815	610	261	5,11
320	1270	410	860	645	270	5,62
350	1280	363	917	694	282	6,40
370	1287	335	952	722	289	6,93

Fuente: Autor

El comportamiento del caudal presenta un aumento gradual así como la energía consumida, podría pensarse que existe una compensación entre el aumento de la producción con su respectivo consumo. Debe recordarse que el aumento en las *rpms* se debe hacer de manera gradual pues aumentos drásticos en la velocidad favorecen la producción de arena, por lo tanto no se debe exceder el drawdown permitido para cada formación. El drawdown promedio estimado para esta formación fue de 770 psia, de acuerdo a lo anterior es posible aumentar la velocidad operación hasta un valor de 370 rpm sin sobrepasar el drawdown promedio. En la *Figura 48* se puede observar mejor el incremento en el caudal y el respectivo aumento en el consumo energético.

Figura 48. Comportamiento Caudal y Energía Pozo Bonanza 27.



Fuente: Autor

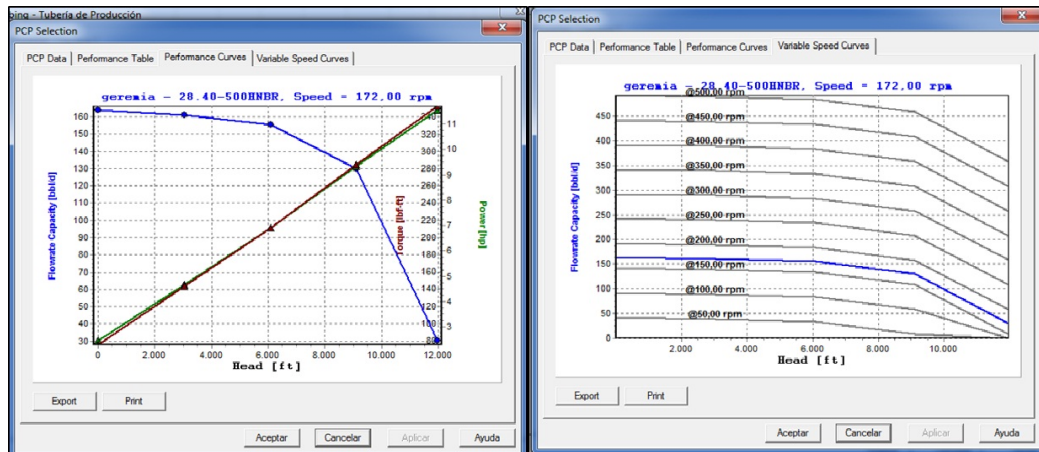
BONANZA 28 Características del SLA del pozo Bonanza 28

Tabla 14. Estado Actual Pozo Bonanza 28

Tubing ID (in)	2.441
Bomba	28.40-500
Intake (ft)	2968
Nivel (ft)	1855
Sumergencia (ft)	1112
Velocidad (rpm)	172
PIP (psi)	179

Fuente: Autor. Ecopetrol S.A.

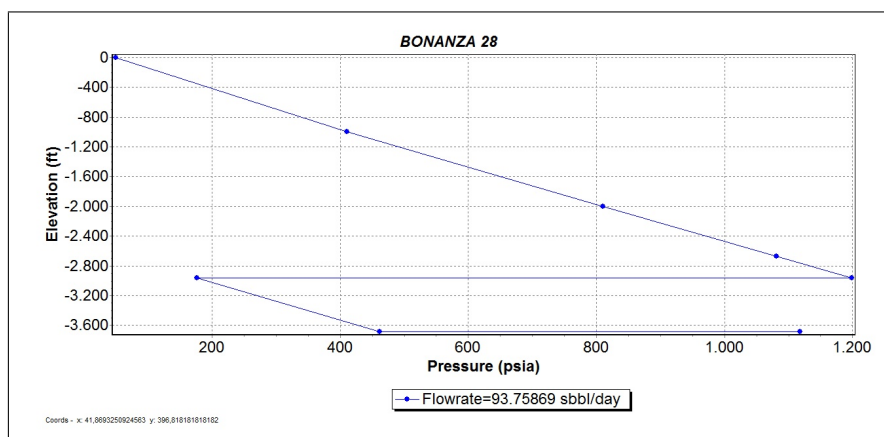
Figura 49. Curva de Comportamiento y Velocidad Variable Bomba Pozo Bon 28



Fuente:PIPESIM

La curva de comportamiento de la bomba muestra como a estas condiciones de operación y de acuerdo a la profundidad de asentamiento de la bomba ésta se encuentra operando bajo condiciones óptimas, aunque se esperaría producir más caudal, en la curva de velocidad variable se evidencia el escurrimiento del fluido a través de la línea de sello (rotor-estator) relacionado con la eficiencia volumétrica, pues es de esperarse que si el escurrimiento aumenta la eficiencia disminuye.

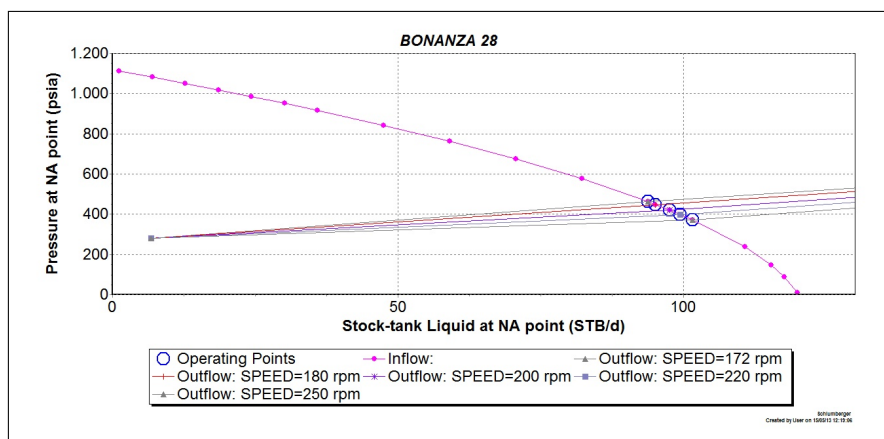
Figura 50. Comportamiento Pozo Bonanza 28



Fuente:PIPESIM

Sabiendo que la bomba se encuentra en el rango operativo óptimo es posible realizar una sensibilización entre la energía requerida y el caudal producido esto con el fin de saber si existe una velocidad de operación mejor que pueda permitir producir más caudal o en su defecto tener una disminución en el consumo energético analizándolo de tal modo que sea posible realizar algún cambio y además que este sea económicamente sostenible.

Figura 51. Análisis Nodal Sensibilización Velocidad Variable Bonanza 28



Fuente:PIPESIM

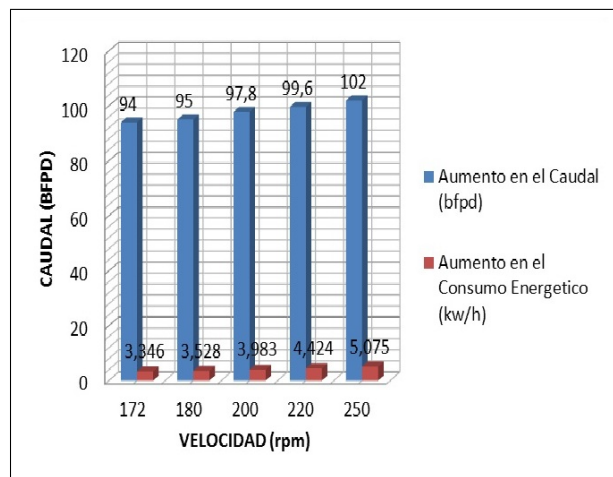
Tabla 15. Sensibilización Velocidad Variable Pozo Bonanza 28

Velocidad (rpm)	PD (psia)	PIP (psia)	ΔP Pump (psia)	Draw Down (psia)	QI (BFPD)	KW/h
172	1198	178	1020	655	94	3,34
180	1199	163	1036	669	95	3,52
200	1202	135	1067	697	97,8	3,98
220	1204	114	1090	719	99,6	4,42
250	1205	92	1113	746	102	5,07

Fuente: Autor

El comportamiento del caudal presenta un aumento gradual así como la energía consumida. Debe recordarse que el aumento en las rpms se debe hacer de manera gradual pues aumentos drásticos en la velocidad favorecen la producción de arena, también debe tenerse en cuenta no exceder el drawdown permitido para cada formación. De acuerdo a lo anterior es posible aumentar la velocidad operación hasta un valor de 250 rpm sin sobrepasar el drawdown promedio. En la *Figura 52* se puede observar mejor el incremento en el caudal y el respectivo aumento en el consumo energético.

Figura 52. Comportamiento Caudal y Energía Pozo Bonanza 28.



Fuente: Autor

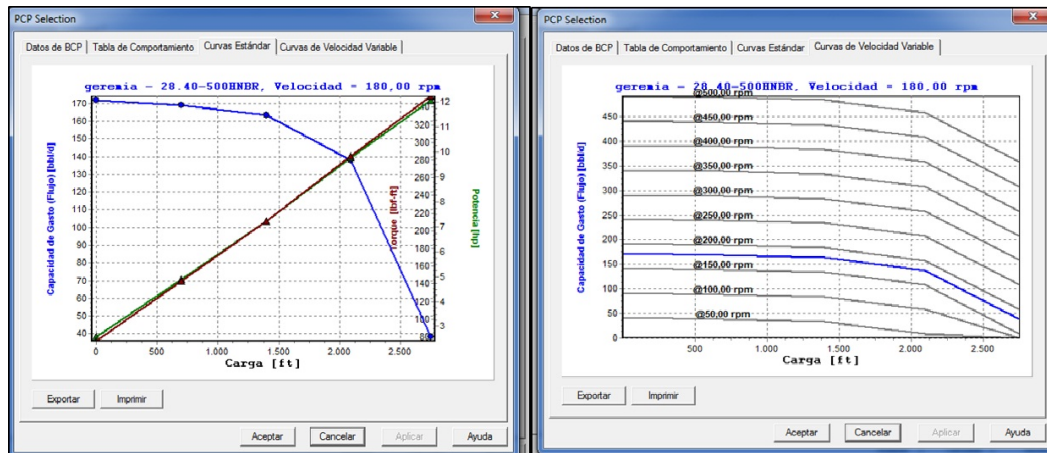
BONANZA 32 Características del SLA del pozo Bonanza 32

Tabla 16. Estado Actual Pozo Bonanza 32

Tubing ID (in)	2.441
Bomba	28.40-500
Intake (ft)	3205
Nivel (ft)	1576
Sumergencia (ft)	1628
Velocidad (rpm)	180
PIP (psi)	549

Fuente: Autor. Ecopetrol S.A.

Figura 53. Curva de Comportamiento y Velocidad Variable Bomba Pozo Bon 32

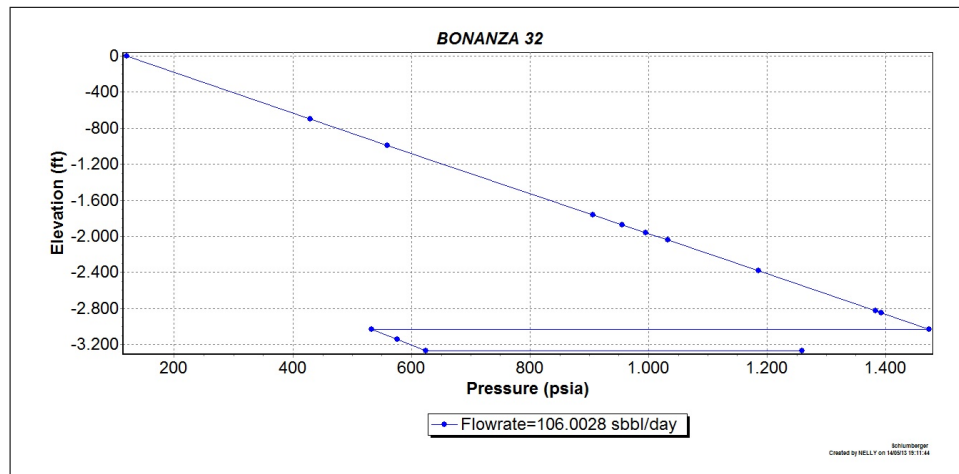


Fuente:PIPESIM

La curva de comportamiento de la bomba muestra como a estas condiciones de operación se produciría 138 BFPD, pero en la curva de velocidad variable se evidencia el escurrimiento del fluido a través de la línea de sello (rotor-estator) relacionado con la eficiencia volumétrica, pues es de esperarse que si el escurrimiento aumenta la eficiencia disminuye. En pozos con alta producción de arena como es el caso del bonanza 32 se prefieren bombas de gran capacidad con baja eficiencia volumétrica. Esta bomba se encuentra operando, bajo condiciones óptimas pues la presión nominal de la bomba supera en más del 75 % al delta de

presión de la bomba y el % de gas a la entrada de la misma está por debajo del 30 %, estos parámetros son considerados para que la bomba opere en condiciones óptimas en pozos donde el aporte de arena es significativo.

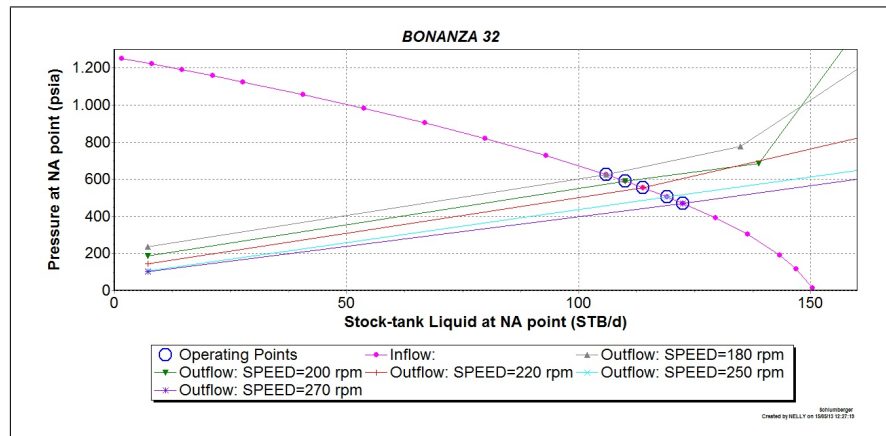
Figura 54. Comportamiento Pozo Bonanza 32



Fuente:PIPESIM

Sabiendo que la bomba se encuentra en el rango operativo óptimo es posible realizar una sensibilización entre la energía requerida y el caudal producido esto con el fin de saber si existe una velocidad de operación mejor que pueda permitir producir más caudal o en su defecto tener una disminución en el consumo energético analizándolo de tal modo que sea posible realizar algún cambio y además que este sea económicamente sostenible.

Figura 55. Análisis Nodal Sensibilización Velocidad Variable Bonanza 32



Fuente:PIPESIM

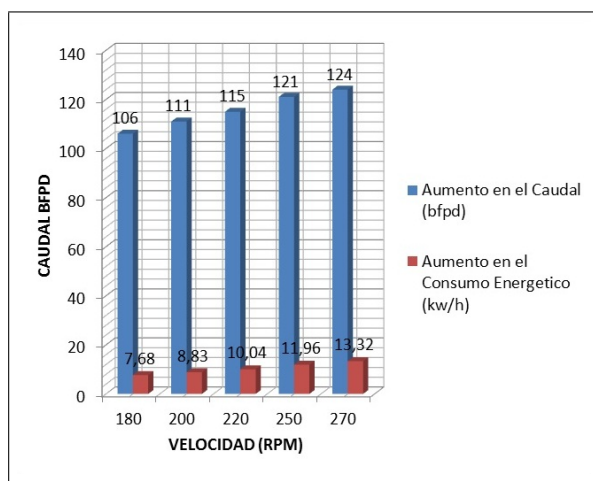
Tabla 17. Sensibilización Velocidad Variable Pozo Bonanza 32

Velocidad (rpm)	PD (psia)	PIP (psia)	ΔP Pump (psia)	Drawdown (psia)	QI (BFPD)	KW/h
180	1473	543	930	624	106	7,69
200	1481	509	972	658	111	8,82
220	1490	475	1015	692	115	10,03
250	1504	425	1079	742	121	11,96
270	1514	391	1123	775	124	13,79

Fuente: Autor

El comportamiento del caudal presenta un aumento gradual así como la energía consumida, podría pensarse que existe una compensación entre el aumento de la producción con su respectivo consumo. Debe recordarse que el aumento en las rpm se debe hacer de manera gradual pues aumentos drásticos en la velocidad favorecen la producción de arena, como se pudo observar será posible aumentar la velocidad de la bomba hasta 260 rpm sin que se sobrepase el drawdown máximo permitido para esta formación. En la *Figura 56* se puede observar mejor el incremento en el caudal y el respectivo aumento en el consumo energético.

Figura 56. Comportamiento Caudal y Energía Pozo Bonanza 32.



Fuente: Autor

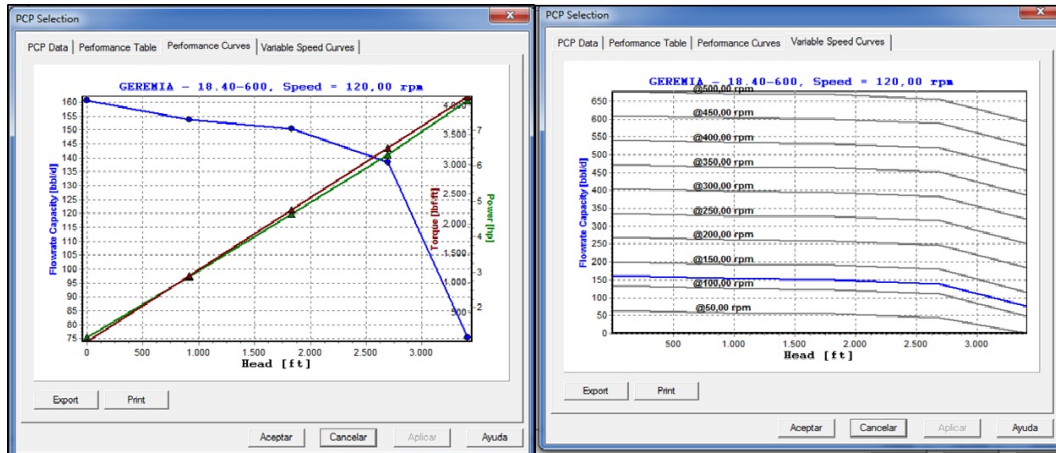
BONANZA 37 Características del SLA del pozo Bonanza 37

Tabla 18. Estado Actual Pozo Bonanza 37

Tubing ID (in)	2.441
Bomba	18.40-600
Intake (ft)	3351
Nivel (ft)	2317
Sumergencia (ft)	1033
Velocidad (rpm)	120
PIP (psi)	330

Fuente: Autor. Ecopetrol S.A.

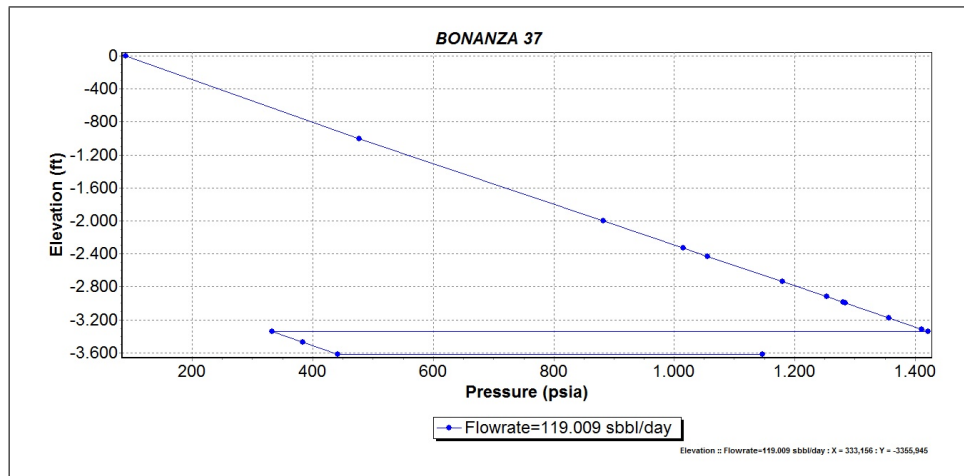
Figura 57. Curva de Comportamiento y Velocidad Variable Bomba Pozo Bon 37



Fuente:PIPESIM

La curva de comportamiento de la bomba muestra como a estas condiciones de operación se produciría 140 BFPD, pero en la curva de velocidad variable se evidencia el escurrimiento del fluido a través de la línea de sello (rotor-estator) relacionado con la eficiencia volumétrica, pues es de esperarse que si el escurrimiento aumenta la eficiencia disminuye, en pozos con alta producción de arena se prefieren bombas de gran capacidad con baja eficiencia volumétrica. Esta bomba se encuentra operando, bajo condiciones óptimas pues la presión nominal de la bomba supera en más del 75 % al delta de presión de la bomba y el % de gas a la entrada de la misma está por debajo del 30 %, estos parámetros son considerados para que la bomba opere en condiciones óptimas en pozos donde el aporte de arena es significativo.

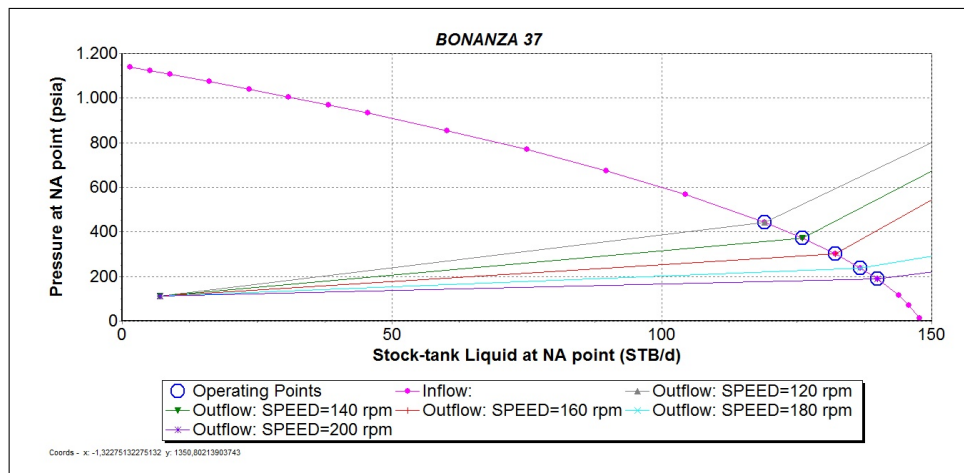
Figura 58. Comportamiento Pozo Bonanza 37



Fuente:PIPESIM

Sabiendo que la bomba se encuentra operando dentro del rango óptimo se realiza el análisis nodal desde el fondo del pozo sensibilizando la velocidad de operación para determinar si existe una velocidad de operación mejor, con la cual se pueda producir más caudal, pero se mantenga las condiciones de operación óptimas del equipo de fondo.

Figura 59. Análisis Nodal Sensibilización Velocidad Variable Bonanza 37



Fuente:PIPESIM

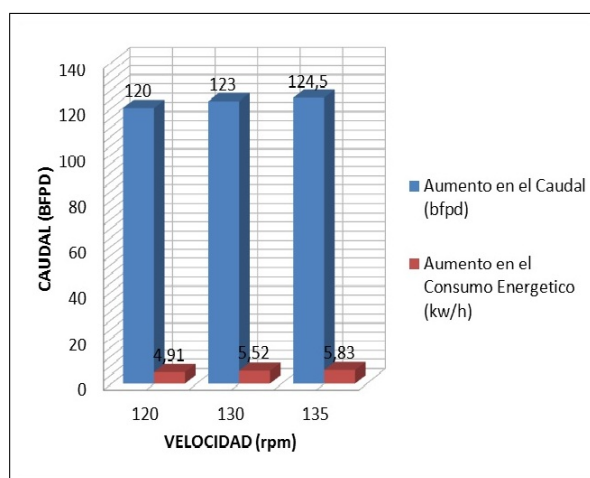
Tabla 19. Sensibilización Velocidad Variable Pozo Bonanza 37

Velocidad (rpm)	PD (psia)	PIP (psia)	ΔP Pump (psia)	Drawdown (psia)	QI (BFPD)	KW/h
120	1421	326	1095	711	119	4,91
140	1432	255	1177	782	126	6,12
160	1445	185	1260	851	132	7,42
180	1452	122	1330	915	137	8,49
200	1460	75	1385	961	140	10,12

Fuente: Autor

El comportamiento del caudal presenta un aumento gradual así como el consumo de energía, se recomienda mantener condiciones de operación con las cuales no se sobrepase el drawdown máximo permitido para las formaciones productoras, como se pudo observar en la tabla anterior a velocidades iguales o mayores 140 rpm se obtienen valores superiores al drawdown promedio estimado para esta formación que fue de 770 psia. Por esta razón en la *Figura 60* solo se relaciona el caudal y el consumo energético para aquellas velocidades por debajo de 140 rpms.

Figura 60. Comportamiento Caudal y Energía Pozo Bonanza 37.



Fuente: Autor

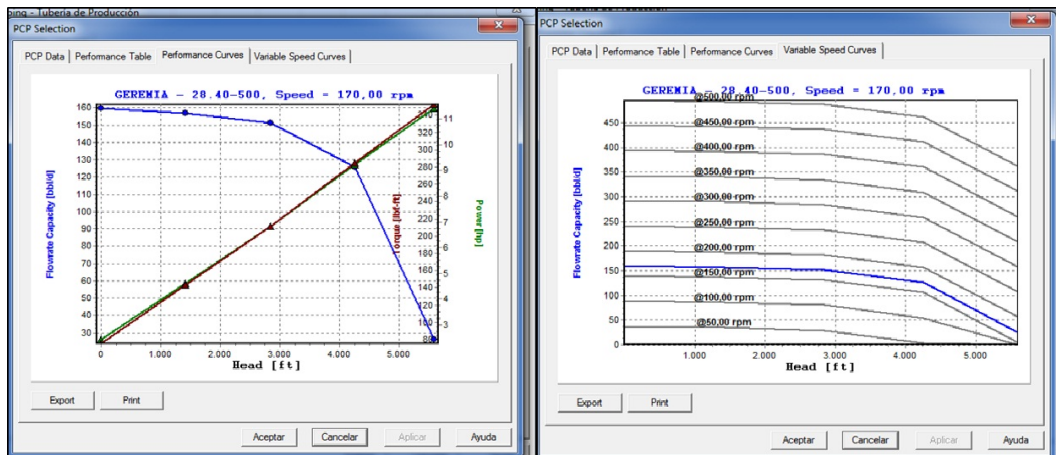
BONANZA 38 Características del SLA del pozo Bonanza 38

Tabla 20. Estado Actual Pozo Bonanza 38

Tubing ID (in)	2.441
Bomba	28.40-500
Intake (ft)	3723
Nivel (ft)	2620
Sumergencia (ft)	1102
Velocidad (rpm)	170
PIP (psi)	373

Fuente: Autor. Ecopetrol S.A.

Figura 61. Curva de Comportamiento y Velocidad Variable Bomba Pozo Bon 38

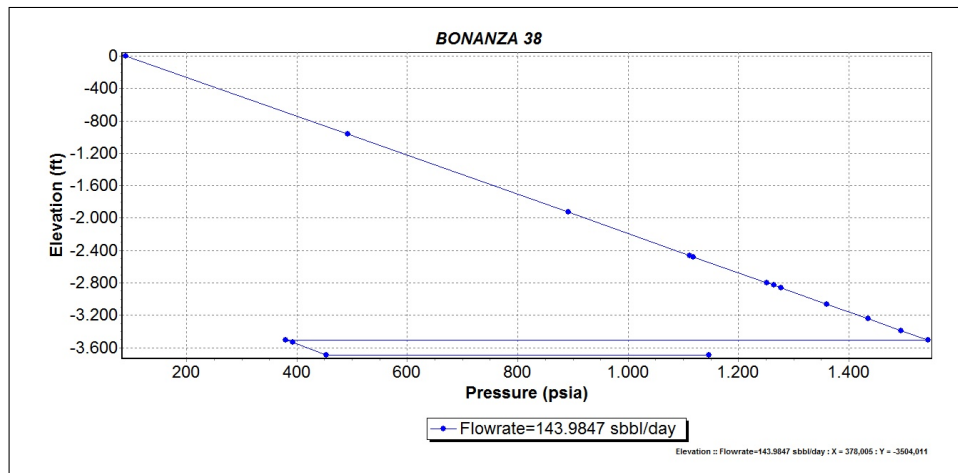


Fuente:PIPESIM

La curva de comportamiento de la bomba muestra que la bomba se encuentra operando bajo condiciones óptimas. En la curva de velocidad variable se evidencia el escurrimiento del fluido a través de la línea de sello (rotor-estator) relacionado con

la eficiencia volumétrica, pues es de esperarse que si el escurrimiento aumenta la eficiencia disminuye. En pozos con alta producción de arena se prefieren bombas de gran capacidad con baja eficiencia volumétrica. Esta bomba se encuentra operando, bajo condiciones óptimas pues la presión nominal de la bomba supera en más del 75 % al delta de presión de la bomba y el % de gas a la entrada de la misma está por debajo del 30 %, estos parámetros son considerados para que la bomba opere en condiciones óptimas en pozos donde el aporte de arena es significativo.

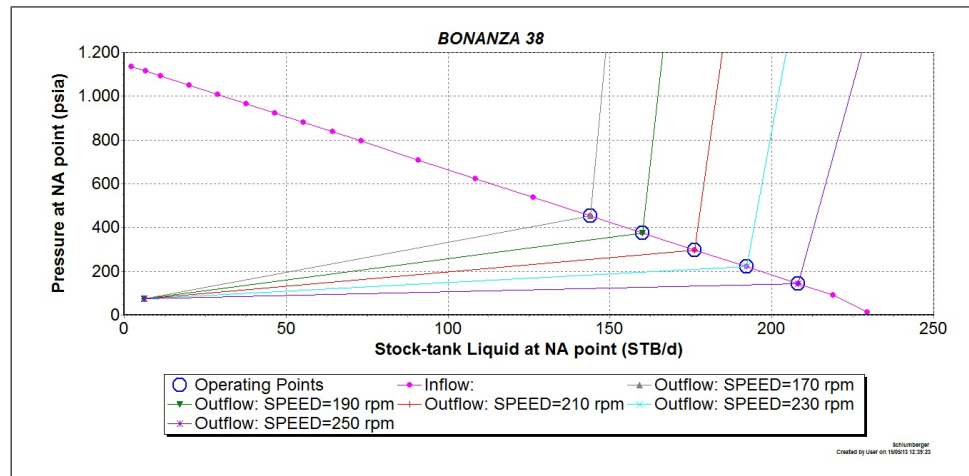
Figura 62. Comportamiento Pozo Bonanza 38



Fuente:PIPESIM

Sabiendo que la bomba se encuentra operando dentro del rango óptimo se realiza el análisis nodal desde el fondo del pozo, para determinar si existe una velocidad de operación que permita obtener más caudal.

Figura 63. Análisis Nodal Sensibilización Velocidad Variable Bonanza 38



Fuente:PIPESIM

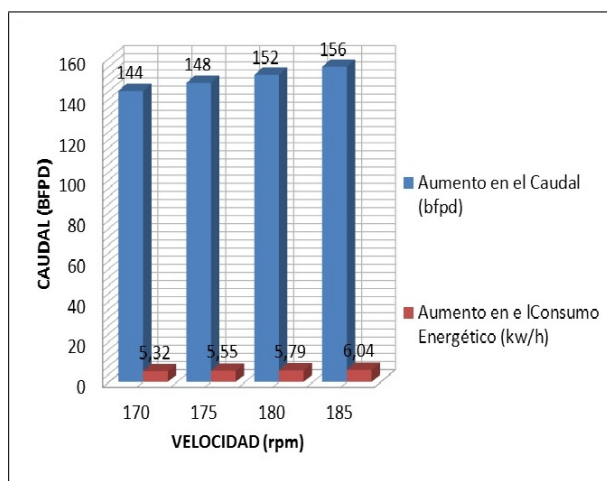
Tabla 21. Sensibilización Velocidad Variable Pozo Bonanza 38

Velocidad (rpm)	PD (psia)	PIP (psia)	ΔP Pump (psia)	Draw Down (psia)	QI (BFPD)	KW/h
170	1544	368	1176	706	144	5,51
190	1550	290	1260	784	160	6,24
210	1557	212	1345	862	175	7,24
230	1563	134	1429	940	191	8,30
250	1574	58	1516	1016	207	9,42

Fuente: Autor

El comportamiento del caudal presenta un aumento gradual así como el consumo de energía, se recomienda mantener condiciones de operación con las cuales no se sobrepase el drawdown máximo permitido para las formaciones productoras, como se pudo observar en la tabla anterior a velocidades iguales o mayores 190 rpm se obtienen valores superiores al drawdown promedio estimado para esta formación. Por esta razón en la *Figura 64* solo se relaciona el caudal y el consumo energético para velocidades por debajo de 190 rpm.

Figura 64. Comportamiento Caudal y Energía Pozo Bonanza 38.



Fuente: Autor

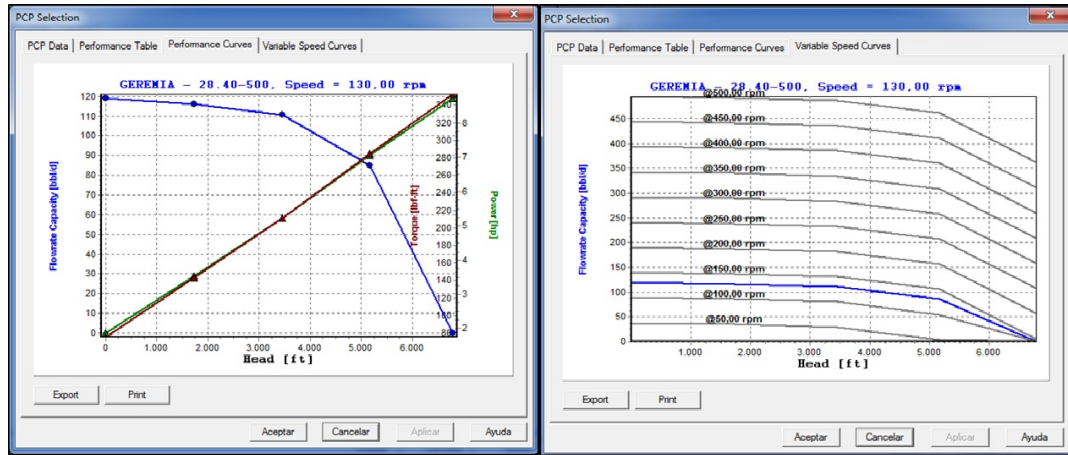
BONANZA 39 Características del SLA del pozo Bonanza 39

Tabla 22. Estado Actual Pozo Bonanza 39

Tubing ID (in)	2.441
Bomba	28.40-500
Intake (ft)	3729
Nivel (ft)	2013
Sumergencia (ft)	1715
Velocidad (rpm)	130
PIP (psi)	535

Fuente: Autor. Ecopetrol S.A.

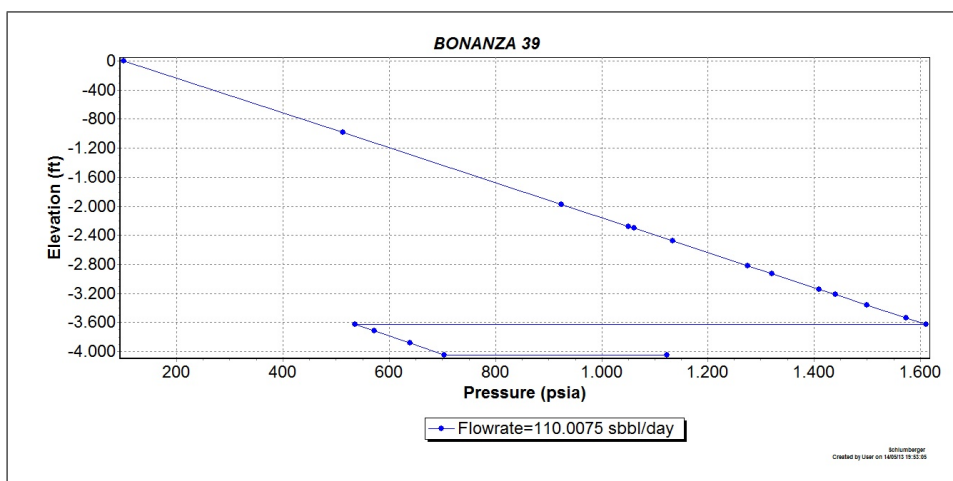
Figura 65. Curva de Comportamiento y Velocidad Variable Bomba Pozo Bon 39



Fuente:PIPESIM

De acuerdo a la curva de comportamiento la bomba se encuentra operando dentro del rango optimo pues la presión nominal de la bomba es mayor en un 75% que el ΔP de la misma, actualmente el caudal producido es de 110 BFPD y como se observa en la curva la bomba bajo estas condiciones de operación está en la capacidad de manejar este caudal; se evidencia también el escurrimiento del fluido a través de la línea de sello (rotor- estator).

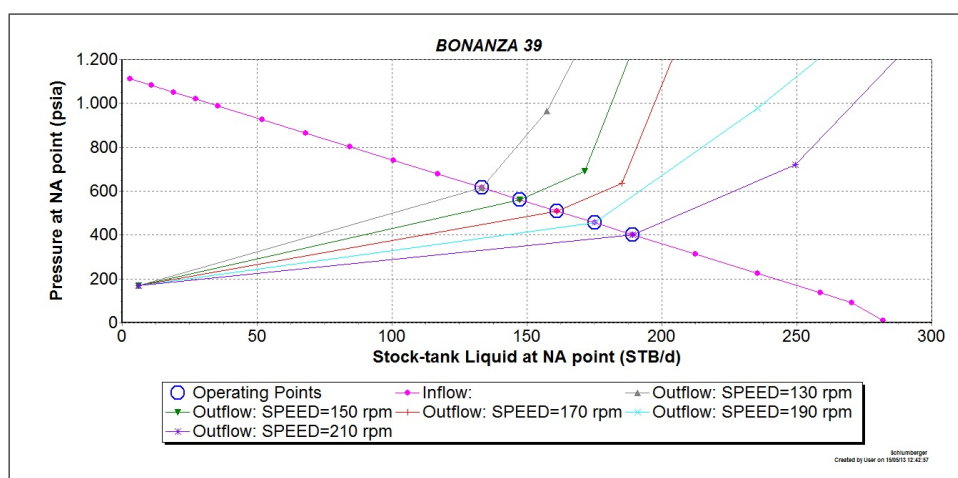
Figura 66. Comportamiento Pozo Bonanza 39



Fuente:PIPESIM

Sabiendo que la bomba se encuentra dentro del rango de operación óptimo se realiza el análisis nodal en el fondo del pozo sensibilizando la velocidad de operación de la bomba donde se podrá determinar el aumento en el caudal producido y el consumo energético al variar este parámetro.

Figura 67. Análisis Nodal Sensibilización Velocidad Variable Bonanza 39



Fuente:PIPESIM

Tabla 23. Sensibilización Velocidad Variable Pozo Bonanza 39

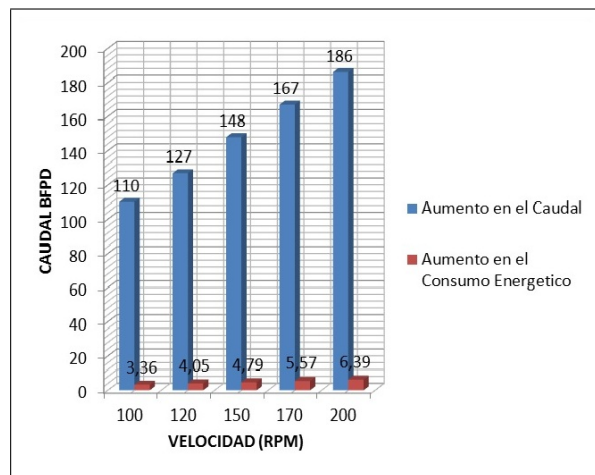
Velocidad (rpm)	PD (psia)	PIP (psia)	ΔP Pump (psia)	Draw Down (psia)	QI (BFPD)	KW/h
130	1611	535	1073	416	110	3,36
150	1620	446	1154	488	127	4,05
170	1629	394	1235	561	148	4,78
190	1638	322	1316	638	167	5,56
210	1646	252	1394	639	186	6,39

Fuente: Autor

El comportamiento del caudal presenta un aumento gradual así como el consumo de energía, es posible aumentar la velocidad de la bomba hasta 210 rpm sin que sobrepase el drawdown máximo permitido para esta formación.

En la *Figura 68* se puede observar mejor el impacto sobre la producción y el consumo energético al aumentar la velocidad de operación.

Figura 68. Comportamiento Caudal y Energía Pozo Bonanza 39.



Fuente: Autor

5.4.4. ANÁLISIS NODAL Y SENSIBILIZACIÓN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN

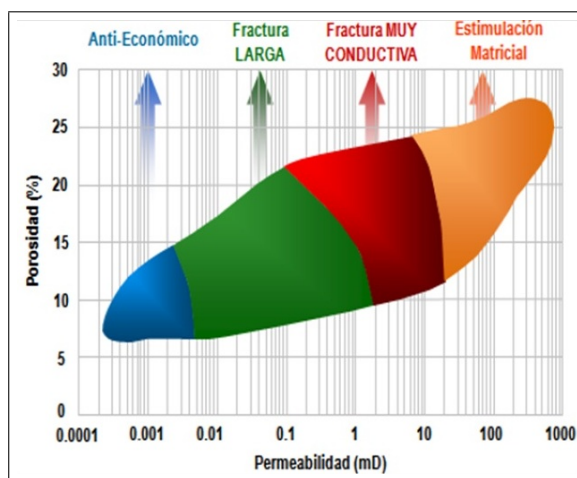
El daño a la formación es cualquier restricción al flujo de fluidos dentro del yacimiento, en la vecindad del pozo, físicamente se manifiesta como una caída de presión adicional en el flujo de fluidos desde el yacimiento hacia el pozo e influye significativamente en la productividad la cual se puede ver reducida total o parcialmente debido al daño en las cercanías del pozo, durante el proceso producción se puede presentar daño a la formación asociado a altos caudales o elevadas caídas de presión entre el yacimiento y el pozo debilitando la formación provocando taponamiento y daño por migración de finos o arena, por esta razón se debe recurrir al empleo de técnicas, al desarrollo de tecnologías y al análisis del comportamiento de los pozos que permitan generar recomendaciones sobre como optimizar la producción, se pueden utilizar tratamientos de limpieza de pozos, acidificación de la matriz y fracturamientos con ácidos para eliminar o sortear el daño en la vecindad del pozo.

Desde el punto de vista económico la estimulación química es preferible a un tratamiento de fracturamiento hidráulico en un yacimiento de areniscas puesto que se puede ofrecer una relación costo beneficio más alta, para ciertos casos en los que se predice una reducción del daño en un 90 % .¹⁸

En términos de las características petrofísicas de la formación la estimulación química es preferible al fracturamiento hidráulico cuando este puede resultar en una excesiva producción de agua o un inadecuado drenaje de los fluidos del yacimiento como puede ocurrir en yacimientos de alta permeabilidad.

¹⁸Economides, M ; Nolte, K. "Reservoir Stimulation". Third Edition. Schlumberger. Editorial Wiley 2000.

Figura 69. Relación Porosidad-Permeabilidad para la Selección de un Tratamiento de Estimulación de Pozos



Fuente: Ficetti, S. "Introduction to Matrix Stimulation-Matrix Stimulation Training". Schlumberger. 2010

En el Campo se presentan serios problemas de arenamiento, aproximadamente el 77% de las fallas recurrentes y que han requerido intervención a pozos está asociado a falla del equipo de subsuelo por bomba arenada y pegada¹⁹ por lo que podría pensarse que este problema de arenamiento es una de las causas de daño a la formación lo cual se ve reflejado en el bajo índice de productividad calculado por esta razón se deben buscar alternativas para la remoción del daño y además que impidan o limiten la migración de arena y finos hacia la cara del pozo.

En un estudio reciente realizado por el grupo de Gerenciamiento y Exclusión de Arena Campo Bonanza-Ecopetrol se planteó el tratamiento químico Sandaid como una buena opción de tratamiento para aquellos pozos que presentan daño por la migración de finos y arena. La duración de la efectividad de este tratamiento, es de 16 meses o más.

¹⁹JULIO, Jesus; Evaluación técnica de las fallas mecánicas - Operacionales en el sistema PCP de los pozos del campo Bonanza; Tesis de grado UIS. 2013.

Tratamiento químico Sandaid El tratamiento Sandaid es un medio químico que permite incrementar la mayor cantidad de flujo libre de arena, elimina o reduce significativamente la migración de finos y puede en algunos casos reducir el corte de agua, incrementa las fuerzas de conglomeración entre los granos y modifica la permeabilidad relativa de la formación, además deja la formación en un estado mojable al agua. Debido a que el tratamiento Sandaid reduce o detiene la migración de finos, el daño en la cara de la formación causado por los mismos también se reduce lo que permite una mejor contribución del intervalo completado y una posible reducción del drawdown relativo.

A continuación se presenta el cálculo del daño a la formación por medio del análisis nodal además serán generadas alternativas para aumentar la oferta de fluidos al pozo.

Para esto solo se tendrán en cuenta los pozos para los cuales el daño calculado fue mayor a 2.

Tabla 24. Skin calculado para el campo Bonanza

POZO	SKIN ACTUAL >2	POZO	SKIN ACTUAL >2	POZO	SKIN ACTUAL <2
BON 03	70	BON 24	7	BON 26	2
BON 08	6,3	BON 25	26	BON 27	-4,5
BON 10	21,9	BON 30	48	BON 28	1,5
BON 11	42	BON 31	26,9	BON 32	-3,95
BON 17	11,6	BON 33	38,5	BON 37	1,5
BON 19	11,5	BON 35	3,1	BON 38	-2,8
BON 20	34	BON 36	29,6	BON 39	-3,5
BON 21	17,2				

Fuente: PIPESIM.

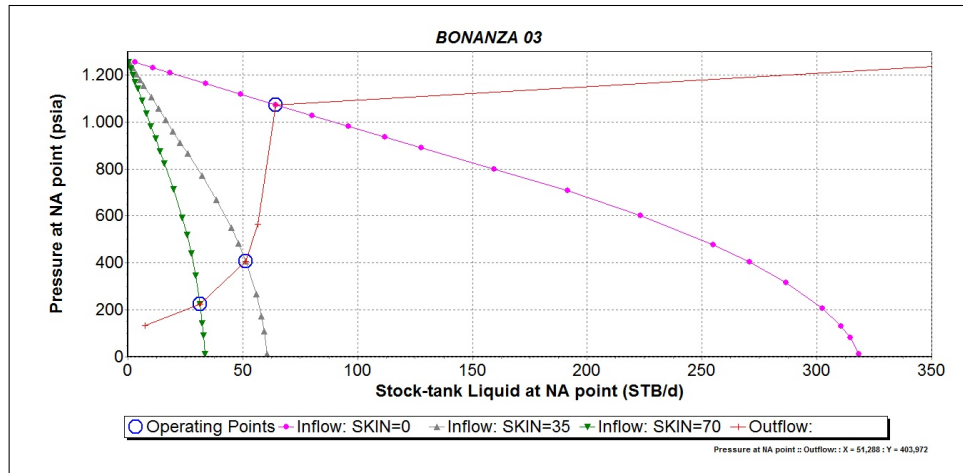
BONANZA 03 Características del SLA del pozo Bonanza 03

Tabla 25. Estado Actual Pozo Bonanza 03

Tubing ID (in)	2.441
Bomba	28.40-500
Intake (ft)	3190
Nivel (ft)	2493
Sumergencia (ft)	697
Velocidad (rpm)	55
PIP (psi)	145

Fuente: Autor. Ecopetrol S.A.

Figura 70. Análisis Nodal Sensibilizando el Daño a la Formación Pozo Bonanza 03



Fuente:PIPESIM

De acuerdo al análisis nodal *Figura 70*. Para el cálculo y sensibilización del daño a la formación se encontró que a las condiciones actuales el pozo presenta un daño=70 razón por la cual el pozo no exhibe su verdadero potencial, este daño es asociado a la migración de finos y arena por lo que se recomienda un tratamiento de estimulación química para la remoción del mismo.

En la tabla 26 se presenta el incremento en el caudal producido a diferentes valores de skin y velocidades de operación.

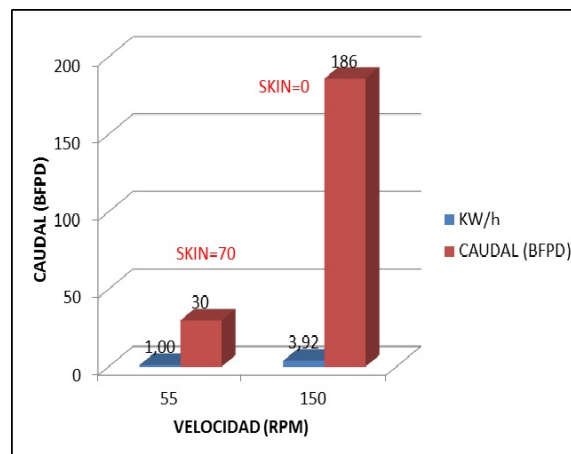
Tabla 26. Sensibilización del Daño y la Velocidad de Operación Pozo Bonanza 03

Velocidad (rpm)	Ql a S=70 (bfpd)	Draw Down a S=70 (psia)	Ql a S=35 (bfpd)	Draw Down a S=35 (psia)	Ql a S=0 (bfpd)	Draw Down a S=0 (psia)
55	30	983	55	773	62	193
100	32	1143	66	1097	121	363
120	32	1143	68	1113	148	423
150	32	1143	69	1123	186	543

Fuente: Autor

Como se puede observar al remover el daño completamente y aumentando la velocidad de operación de la bomba hasta 150 rpm se obtiene un incremento en el caudal de 156 BFPD, y se mantiene el drawdown por debajo del valor crítico. En la *Figura 71* se puede apreciar mejor el incremento en el caudal y el consumo energético una vez realizado el tratamiento de estimulación

Figura 71. Comportamiento del Caudal y el Consumo Energético Pozo Bonanza 03.



Fuente: Autor

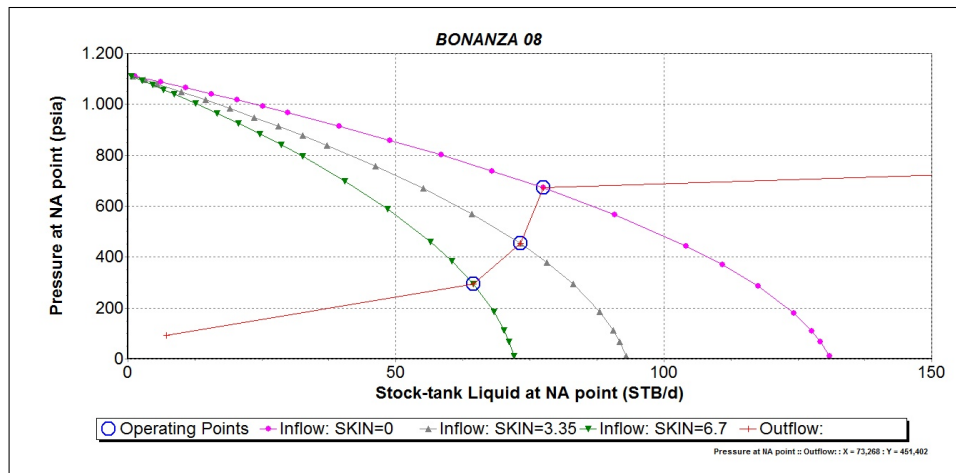
BONANZA 08 Características del SLA del pozo Bonanza 08

Tabla 27. Estado Actual Pozo Bonanza 08

Tubing ID (in)	2.441
Bomba	18.40-600
Intake (ft)	3245
Nivel (ft)	2482
Sumergencia (ft)	762
Velocidad (rpm)	70
PIP (psi)	208

Fuente: Autor. Ecopetrol S.A.

Figura 72. Análisis Nodal Sensibilizando el Daño a la Formación Pozo Bonanza 08



Fuente:PIPESIM

De acuerdo al análisis nodal realizado se pudo determinar que a las condiciones actuales el pozo presenta un daño=6,7 por lo cual lo más adecuado será realizar un tratamiento de estimulación química para la remoción del daño. En la tabla 28 se presentan los resultados del análisis sensibilizando el daño a la formación y la velocidad de operación de la bomba y así determinar las mejores condiciones de operación una vez se haya realizado el tratamiento de estimulación.

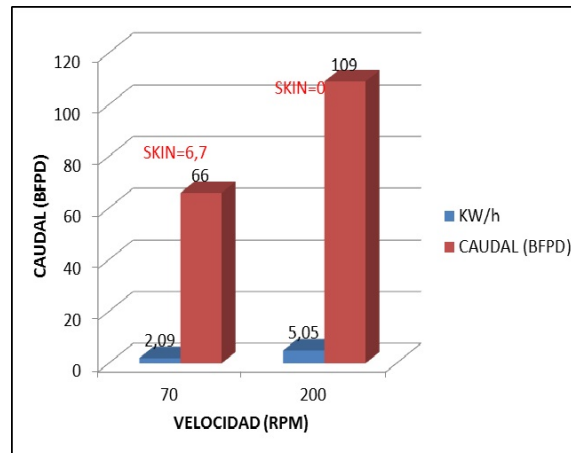
Tabla 28. Sensibilización del Daño y la Velocidad de Operación Pozo Bonanza 08

Velocidad (rpm)	QI a S=6.7 (bfpd)	Draw Down a S=6.7 (psia)	QI a S=3.35 (bfpd)	Draw Down a S=3.35 (psia)	QI a S=0 (bfpd)	Draw Down a S=0 (psia)
70	66	817	75	567	78	442
100	70	947	95	837	109	707
150	71	987	100	967	123	927
200	71	989	101	997	125	977

Fuente: Autor

Como se puede observar al lograr remover el daño completamente y manteniendo la velocidad de operación a 100 rpm se logra un incremento en el caudal de 43 BFPD. En la *Figura 73*. Se presenta el incremento en el caudal producido y el consumo energético una vez removido el daño y aumentando la velocidad de operación de la bomba.

Figura 73. Comportamiento del Caudal y el Consumo Energético Pozo Bonanza 08.



Fuente:Autor

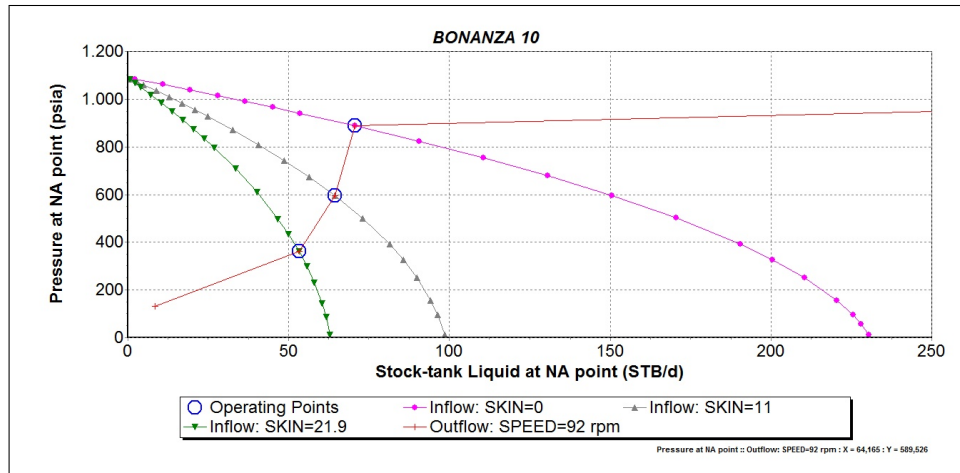
BONANZA 10 Características del SLA del pozo Bonanza 10

Tabla 29. Estado Actual Pozo Bonanza 10

Tubing ID (in)	2.441
Bomba	28.40-500
Intake (ft)	2826
Nivel (ft)	1914
Sumergencia (ft)	901
Velocidad (rpm)	92
PIP (psi)	232

Fuente: Autor. Ecopetrol S.A.

Figura 74. Análisis Nodal Sensibilizando el Daño a la Formación Pozo Bonanza 10



Fuente:PIPESIM

De acuerdo al análisis nodal realizado se pudo determinar que a las condiciones actuales el pozo presenta un daño=21,9 asociado a la migración de finos y arena de aquí se puede concluir que es esta la razón del bajo índice de productividad calculado anteriormente teniendo en cuenta esto lo más adecuado será realizar un tratamiento de estimulación química para la remoción del daño. En la tabla 30. Se presentan los resultados del análisis sensibilizando el daño a la formación y la

velocidad de operación de la bomba y así determinar las mejores condiciones de operación una vez se haya realizado el tratamiento de estimulación.

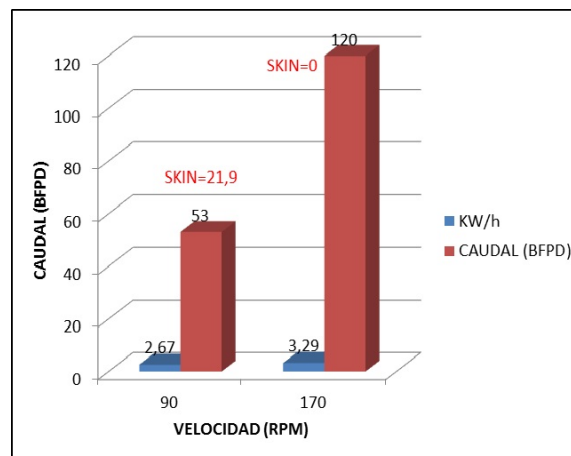
Tabla 30. Sensibilización del Daño y la Velocidad de Operación Pozo Bonanza 10

Velocidad (rpm)	QI a S=21.9 (bfpd)	Draw Down a S=21.9 (psia)	QI a S=11 (bfpd)	Draw Down a S=11 (psia)	QI a S=0 (bfpd)	Draw Down a S=0 (psia)
92	53	730	65	470	70	190
110	57	810	78	590	88	250
130	59	870	87	700	104	300
150	60	890	91	780	120	370

Fuente: Autor

De acuerdo a lo anterior se puede observar que al lograr remover el daño completamente y aumentando la velocidad de operación de la bomba a 150 rpm se obtiene un incremento en el caudal de 67 BFPD. En la *Figura 75*. Se presenta el incremento en el caudal producido y el consumo energético una vez removido el daño y aumentando la velocidad de operación de la bomba.

Figura 75. Comportamiento del Caudal y el Consumo Energético Pozo Bonanza 10.



Fuente: Autor

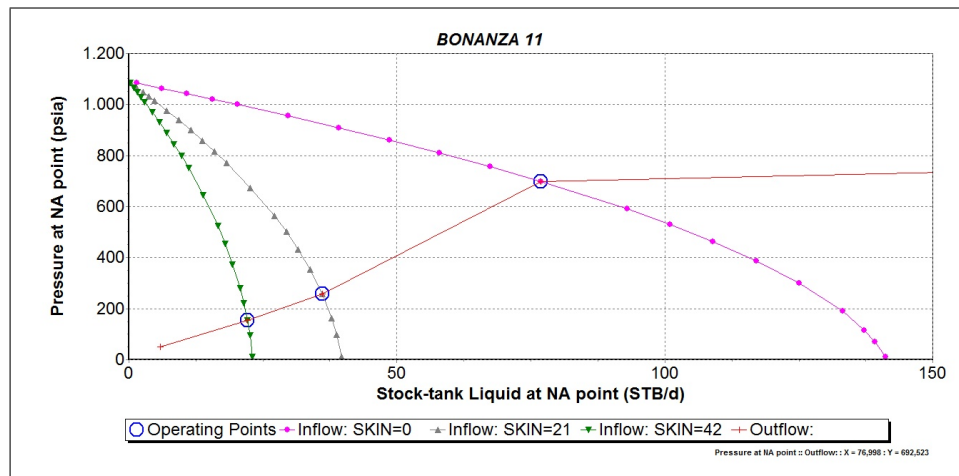
BONANZA 11 Características del SLA del pozo Bonanza 11

Tabla 31. Estado Actual Pozo Bonanza 11

Tubing ID (in)	2.441
Bomba	28.40-500
Intake (ft)	2907
Nivel (ft)	2510
Sumergencia (ft)	390
Velocidad (rpm)	45
PIP (psi)	106

Fuente: Autor. Ecopetrol S.A.

Figura 76. Análisis Nodal Sensibilizando el Daño a la Formación Pozo Bonanza 11



Fuente:PIPESIM

De acuerdo al análisis nodal realizado se pudo determinar que a las condiciones actuales el pozo presenta un daño=42 asociado a la migración de finos y arena teniendo en cuenta lo anterior lo más adecuado será realizar un tratamiento de estimulación química para recuperar el verdadero potencial del pozo. En la tabla 32. Se presentan los resultados del análisis sensibilizando el daño a la formación y la velocidad de operación de la bomba y así determinar las mejores condiciones de operación una vez se haya realizado el tratamiento de estimulación.

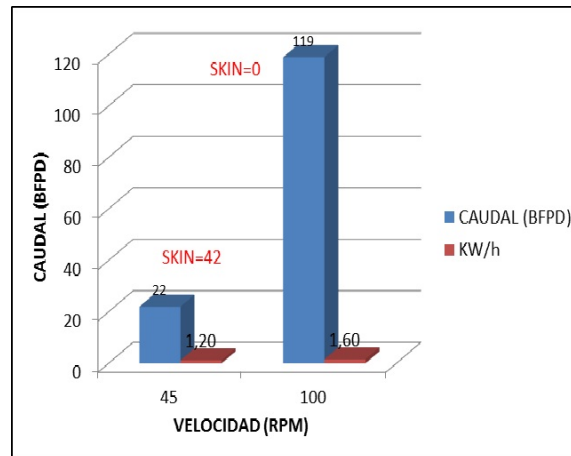
Tabla 32. Sensibilización del Daño y la Velocidad de Operación Pozo Bonanza 11

Velocidad (rpm)	QI a S=42 (bfpd)	Draw Down a S=42 (psia)	QI a S=21 (bfpd)	Draw Down a S=21 (psia)	QI a S=0 (bfpd)	Draw Down a S=0 (psia)
45	22	935	38	820	78	390
60	22	980	39	890	92	500
80	22	1000	40	940	109	610
100	22	1010	40	960	119	710

Fuente: Autor

De acuerdo a lo anterior se puede observar que al remover el daño completamente y aumentando la velocidad de operación de la bomba a 100 rpm se obtiene un incremento en el caudal de 97 BFPD. En la *Figura 77*. Se presenta el aumento en el caudal y el consumo energético una vez realizado el tratamiento de estimulación.

Figura 77. Comportamiento del Caudal y el Consumo Energetico Pozo Bonanza 11.



Fuente: Autor

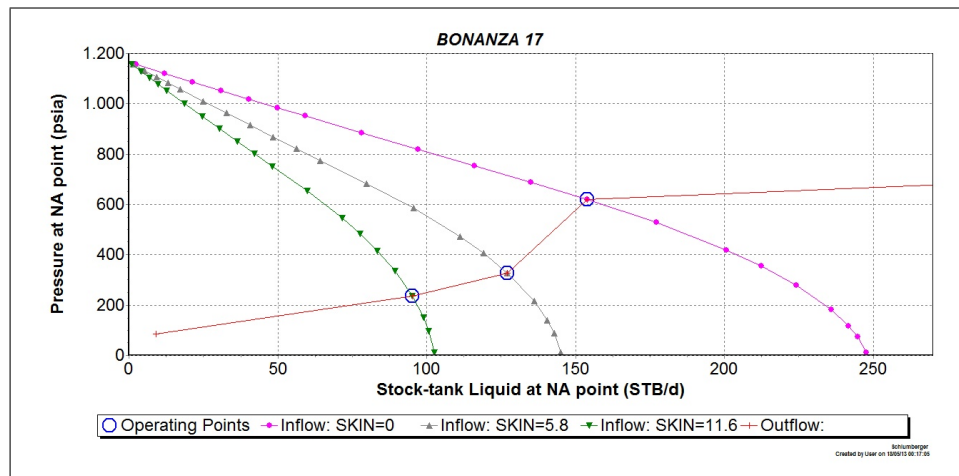
BONANZA 17 Características del SLA del pozo Bonanza 17

Tabla 33. Estado Actual Pozo Bonanza 17

Tubing ID (in)	2.441
Bomba	28.40-500
Intake (ft)	2500
Nivel (ft)	1927
Sumergencia (ft)	572
Velocidad (rpm)	147
PIP (psi)	179

Fuente: Autor. Ecopetrol S.A.

Figura 78. Análisis Nodal Sensibilizando el Daño a la Formación Pozo Bonanza 17



Fuente:PIPESIM

De acuerdo al análisis nodal realizado se determinó que a las condiciones actuales el pozo presenta un daño=11,6 asociado a la migración de finos y arena. Teniendo en cuenta lo anterior lo más adecuado será realizar un tratamiento de estimulación química para la remoción del daño. En la tabla 34. Se presentan los resultados del análisis sensibilizando el daño a la formación y la velocidad de operación de la bomba y así determinar las mejores condiciones de operación una vez se haya realizado el tratamiento de estimulación.

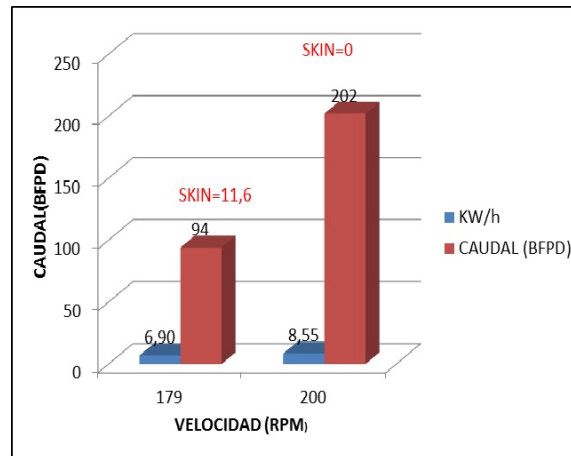
Tabla 34. Sensibilización del Daño y la Velocidad de Operación Pozo Bonanza 17

Velocidad (rpm)	QI a S=11.6 (bfpd)	Draw Down a S=11.6 (psia)	QI a S=5.6 (bfpd)	Draw Down a S=5.6 (psia)	QI a S=0 (bfpd)	Draw Down a S=0 (psia)
172	94	860	129	765	149	515
210	99	975	138	855	180	645
230	100	1015	142	935	190	685
250	100	1035	145	965	202	765

Fuente: Autor

Como se puede observar al remover el daño completamente y aumentando la velocidad de operación de la bomba hasta 250 rpm donde se mantiene el drawdown por debajo del valor crítico se obtiene un incremento en el caudal de 108 BFPD En la *Figura 79*. Se presenta el aumento en el caudal y el consumo energético una vez realizado el tratamiento de estimulación.

Figura 79. Comportamiento del Caudal y el Consumo Energético Pozo Bonanza 17.



Fuente: Autor

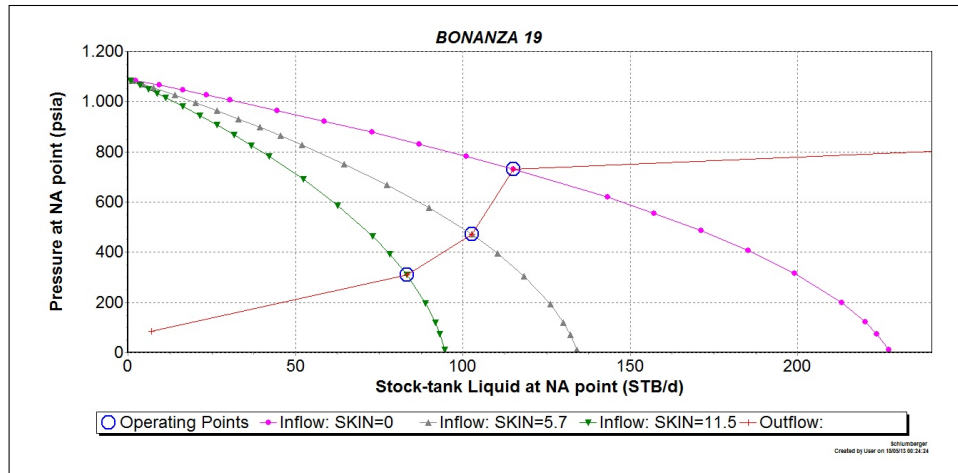
BONANZA 19 Características del SLA del pozo Bonanza 19

Tabla 35. Estado Actual Pozo Bonanza 19

Tubing ID (in)	2.441
Bomba	28.40-500
Intake (ft)	2097
Nivel (ft)	2060
Sumergencia (ft)	846
Velocidad (rpm)	154
PIP (psi)	120

Fuente: Autor. Ecopetrol S.A.

Figura 80. Análisis Nodal Sensibilizando el Daño a la Formación Pozo Bonanza 19



Fuente:PIPESIM

De acuerdo al análisis nodal realizado se determinó que a las condiciones actuales el pozo presenta un daño=11,5 para lograr que el pozo exhiba su verdadero potencial será necesario un tratamiento de estimulación química para la remoción del daño como se mencionó anteriormente este daño se asocia a la migración de finos y arena. En la tabla 36. Se presentan los resultados del análisis sensibilizando el daño a la formación y la velocidad de operación de la bomba y así determinar

las mejores condiciones de operación una vez se haya realizado el tratamiento de estimulación.

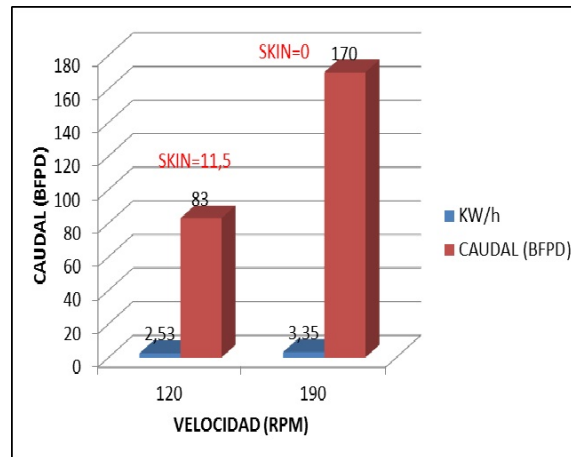
Tabla 36. Sensibilización del Daño y la Velocidad de Operación Pozo Bonanza 19

Velocidad (rpm)	QI a S=11.5 (bfpd)	Draw Down a S=11.5 (psia)	QI a S=5.7 (bfpd)	Draw Down a S=5.7 (psia)	QI a S=0 (bfpd)	Draw Down a S=0 (psia)
120	83	752	105	590	115	370
150	85	810	115	670	130	410
170	90	890	125	770	155	530
190	90	910	127	820	170	610

Fuente: Autor

Como se puede observar al remover el daño completamente y aumentando la velocidad de operación de la bomba hasta 190 rpm se obtiene un incremento en el caudal de 87 BFPD. En la *Figura 81*. Se presenta el incremento en el caudal y el consumo energético una vez realizado el tratamiento de estimulación.

Figura 81. Comportamiento del Caudal y el Consumo Energético Pozo Bonanza 19.



Fuente: Autor

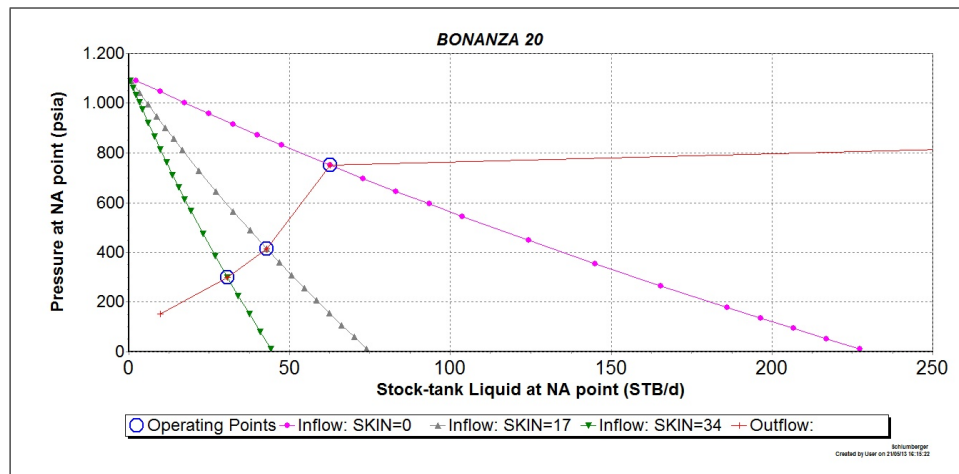
BONANZA 20 Características del SLA del pozo Bonanza 20

Tabla 37. Estado Actual Pozo Bonanza 20

Tubing ID (in)	2.441
Bomba	28.40-500
Intake (ft)	2115
Nivel (ft)	1424
Sumergencia (ft)	690
Velocidad (rpm)	80
PIP (psi)	186

Fuente: Autor. Ecopetrol S.A.

Figura 82. Análisis Nodal Sensibilizando el Daño a la Formación Pozo Bonanza 20



Fuente:PIPESIM

De acuerdo al análisis nodal realizado se determinó que a las condiciones actuales el pozo presenta un daño=34 para lograr que el pozo exhiba su verdadero potencial será necesario un tratamiento de estimulación química para la remoción del daño. En la tabla 38. Se presentan los resultados del análisis sensibilizando el daño a la formación y la velocidad de operación de la bomba y así determinar las mejores condiciones de operación una vez se haya realizado el tratamiento de estimulación.

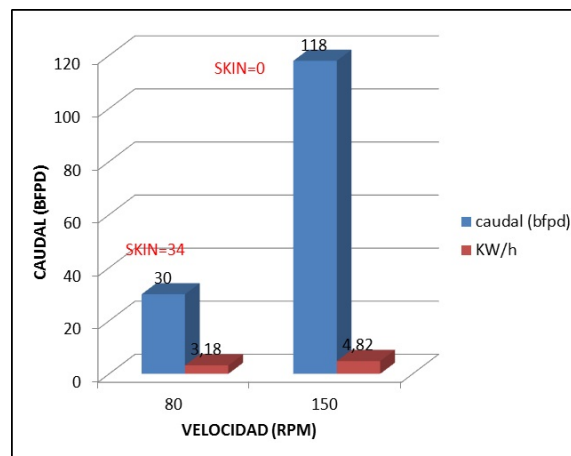
Tabla 38. Sensibilización del Daño y la Velocidad de Operación Pozo Bonanza 20

Velocidad (rpm)	QI a S=34 (bfpd)	Draw Down a S=34 (psia)	QI a S=17 (bfpd)	Draw Down a S=17 (psia)	QI a S=0 (bfpd)	Draw Down a S=0 (psia)
80	30	831	51	606	63	356
100	34	876	61	706	80	446
120	35	906	70	786	98	526
150	38	936	75	846	118	626

Fuente: Autor

Como se puede observar al remover el daño completamente y aumentando la velocidad de operación de la bomba hasta 150 rpm se obtiene un incremento en el caudal de 88 BFPD. En la *Figura 83*. Se presenta el incremento en el caudal y el consumo energético una vez realizado el tratamiento de estimulación.

Figura 83. Comportamiento del Caudal y el Consumo Energético Pozo Bonanza 20.



Fuente: Autor

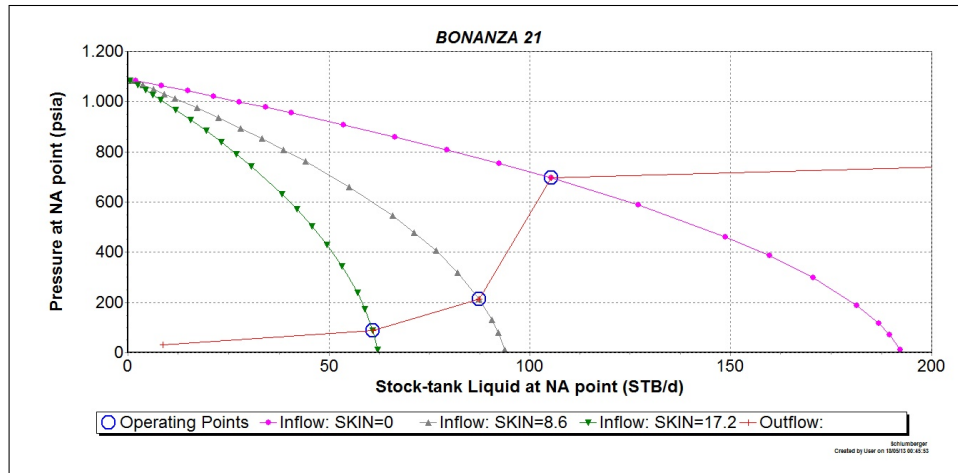
BONANZA 21 Características del SLA del pozo Bonanza 21

Tabla 39. Estado Actual Pozo Bonanza 21

Tubing ID (in)	2.441
Bomba	18.40-600
Intake (ft)	2777
Nivel (ft)	2436
Sumergencia (ft)	341
Velocidad (rpm)	90
PIP (psi)	100

Fuente: Autor. Ecopetrol S.A.

Figura 84. Análisis Nodal Sensibilizando el Daño a la Formación Pozo Bonanza 21



Fuente:PIPESIM

De acuerdo al análisis nodal realizado se determinó que a las condiciones actuales el pozo presenta un daño=17,2 para lograr que el pozo exhiba su verdadero potencial será necesario un tratamiento de estimulación química para la remoción del daño como se mencionó anteriormente este daño se asocia a la migración de finos y arena. En la tabla 40. Se presentan los resultados del análisis sensibilizando el daño a la formación y la velocidad de operación de la bomba y así determinar

las mejores condiciones de operación una vez se haya realizado el tratamiento de estimulación.

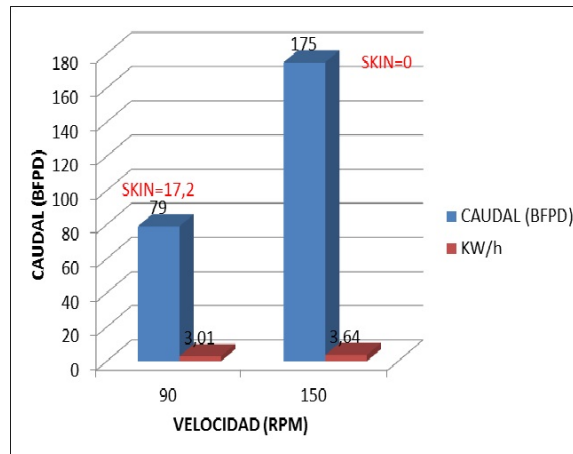
Tabla 40. Sensibilización del Daño y la Velocidad de Operación Pozo Bonanza 21

Velocidad (rpm)	QI a S=17.2 (bfpd)	Draw Down a S=17.2 (psia)	QI a S=8.6 (bfpd)	Draw Down a S=8.6 (psia)	QI a S=0 (bfpd)	Draw Down a S=0 (psia)
90	79	953	95	780	105	350
110	81	990	108	900	130	440
130	83	1000	112	960	152	530
150	83	1010	115	990	175	470

Fuente: Autor

Como se puede observar al remover el daño completamente y aumentando la velocidad de operación de la bomba hasta 150 rpm se obtiene un incremento en el caudal de 96 BFPD. En la *Figura 85*. Se presenta el incremento en el caudal y el consumo energético una vez realizado el tratamiento de estimulación.

Figura 85. Comportamiento del Caudal y el Consumo Energético Pozo Bonanza 21.



Fuente: Autor

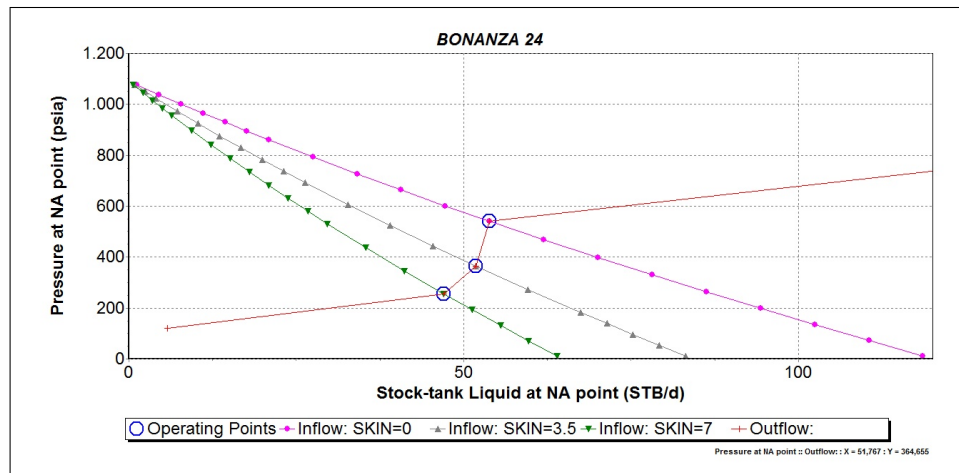
BONANZA 24 Características del SLA del pozo Bonanza 24

Tabla 41. Estado Actual Pozo Bonanza 24

Tubing ID (in)	2.441
Bomba	28.40-500
Intake (ft)	3250
Nivel (ft)	2625
Sumergencia (ft)	634
Velocidad (rpm)	74
PIP (psi)	137

Fuente: Autor. Ecopetrol S.A.

Figura 86. Análisis Nodal Sensibilizando el Daño a la Formación Pozo Bonanza 24



Fuente:PIPESIM

De acuerdo al análisis nodal realizado se determinó que a las condiciones actuales el pozo presenta un daño=7 para lograr que el pozo exhiba su verdadero potencial será necesario un tratamiento de estimulación química para la remoción del daño como se mencionó anteriormente este daño se asocia a la migración de finos y arena. En la tabla 42. Se presentan los resultados del análisis sensibilizando el daño a la formación y la velocidad de operación de la bomba y así determinar

las mejores condiciones de operación una vez se haya realizado el tratamiento de estimulación.

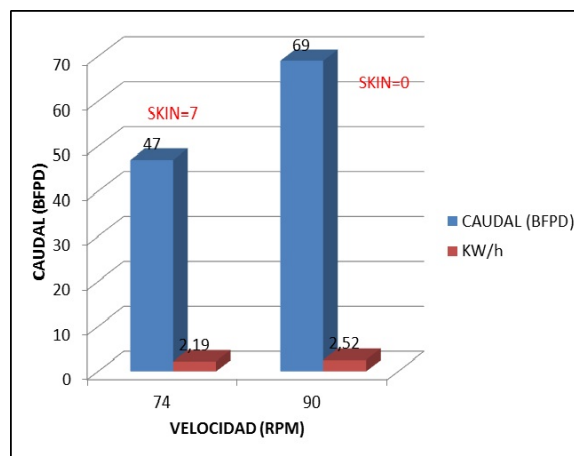
Tabla 42. Sensibilización del Daño y la Velocidad de Operación Pozo Bonanza 24

Velocidad (rpm)	QI a S=7 (bfpd)	Draw Down a S=7 (psia)	QI a S=3.5 (bfpd)	Draw Down a S=3.5 (psia)	QI a S=0 (bfpd)	Draw Down a S=0 (psia)
74	47	835	58	660	54	560
90	57	970	65	790	69	540
120	57	970	83	970	90	860
150	57	970	83	970	103	970

Fuente: Autor

Como se puede observar al remover el daño completamente y aumentando la velocidad de operación de la bomba hasta 90 rpm se obtiene un incremento en el caudal de 22 BFPD, a estas condiciones se mantiene el Drawdown por debajo del valor crítico calculado para esta formación. En la *Figura 87*. Se presenta el incremento en el caudal y el consumo energético una vez realizado el tratamiento de estimulación

Figura 87. Comportamiento del Caudal y el Consumo Energético Pozo Bonanza 24.



Fuente: Autor

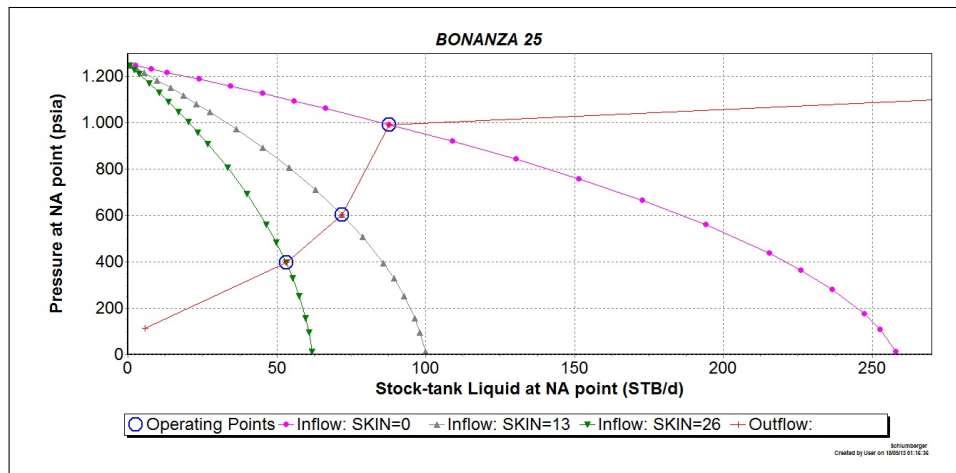
BONANZA 25 Características del SLA del pozo Bonanza 25

Tabla 43. Estado Actual Pozo Bonanza 25

Tubing ID (in)	2.441
Bomba	28.40-600
Intake (ft)	3730
Nivel (ft)	2685
Sumergencia (ft)	1044
Velocidad (rpm)	90
PIP (psi)	126

Fuente: Autor. Ecopetrol S.A.

Figura 88. Análisis Nodal Sensibilizando el Daño a la Formación Pozo Bonanza 25



Fuente:PIPESIM

De acuerdo al análisis nodal realizado se determinó que a las condiciones actuales el pozo presenta un daño=26 para lograr que el pozo exhiba su verdadero potencial será necesario un tratamiento de estimulación química para la remoción del daño como se mencionó anteriormente este daño se asocia a la migración de finos y arena. En la tabla 44. Se presentan los resultados del análisis sensibilizando el daño a la formación y la velocidad de operación de la bomba y así determinar

las mejores condiciones de operación una vez se haya realizado el tratamiento de estimulación.

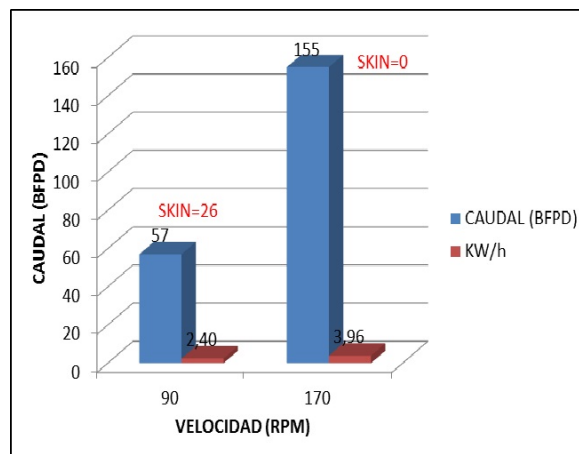
Tabla 44. Sensibilización del Daño y la Velocidad de Operación Pozo Bonanza 25

Velocidad (rpm)	QI a S=26 (bfpd)	Draw Down a S=26 (psia)	QI a S=13 (bfpd)	Draw Down a S=13 (psia)	QI a S=0 (bfpd)	Draw Down a S=0 (psia)
90	57	967	78	702	89	382
120	57	1082	90	862	115	482
150	59	1132	99	962	140	582
170	60	1162	100	1002	155	632

Fuente: Autor

Como se puede observar al lograr remover el daño completamente y aumentando la velocidad de operación de la bomba hasta 170 rpm es decir manteniendo condiciones de operación que no sobrepasen el drawdown crítico se obtiene un incremento en el caudal de 98 BFPD. En la *Figura 89*. Se aprecia mejor el incremento en el caudal y el consumo energético.

Figura 89. Comportamiento del Caudal y el Consumo Energético Pozo Bonanza 25.



Fuente: Autor

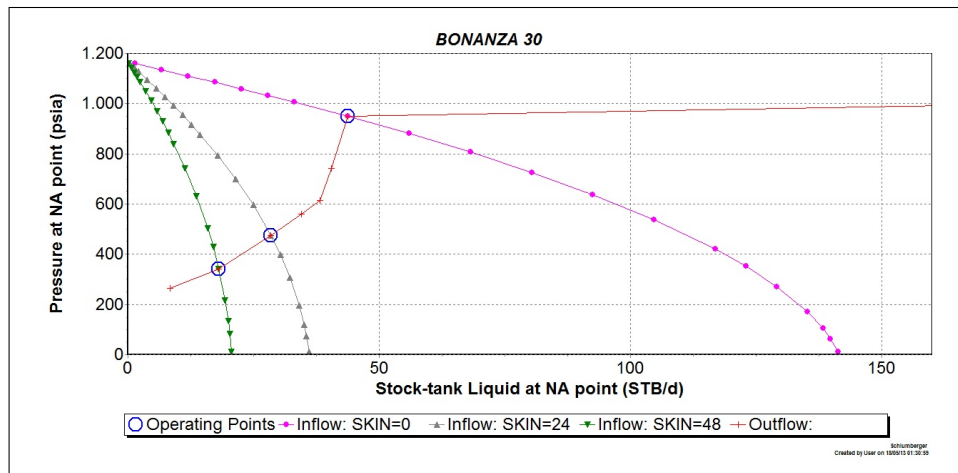
BONANZA 30 Características del SLA del pozo Bonanza 30

Tabla 45. Estado Actual Pozo Bonanza 30

Tubing ID (in)	2.441
Bomba	28.40-500
Intake (ft)	2620
Nivel (ft)	1801
Sumergencia (ft)	818
Velocidad (rpm)	62
PIP (psi)	84

Fuente: Autor. Ecopetrol S.A.

Figura 90. Análisis Nodal Sensibilizando el Daño a la Formación Pozo Bonanza 30



Fuente:PIPESIM

De acuerdo al análisis nodal realizado se determinó que a las condiciones actuales el pozo presenta un daño=48 para lograr que el pozo exhiba su verdadero potencial será necesario un tratamiento de estimulación química para la remoción del daño como se mencionó anteriormente este daño se asocia a la migración de finos y arena. En la tabla 46. Se presentan los resultados del análisis sensibilizando el daño a la formación y la velocidad de operación de la bomba y así determinar

las mejores condiciones de operación una vez se haya realizado el tratamiento de estimulación.

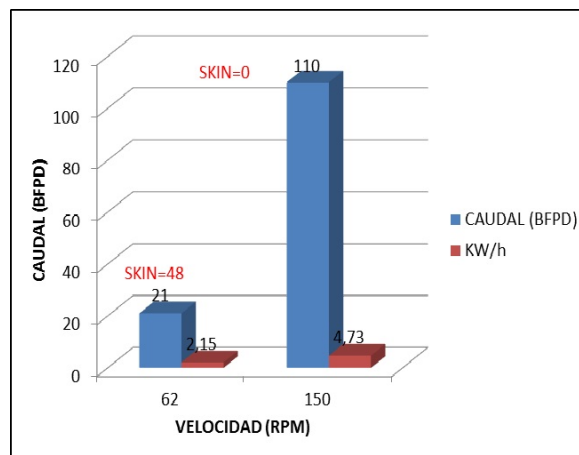
Tabla 46. Sensibilización del Daño y la Velocidad de Operación Pozo Bonanza 30

Velocidad (rpm)	QI a S=48 (bfpd)	Draw Down a S=48 (psia)	QI a S=24 (bfpd)	Draw Down a S=24 (psia)	QI a S=0 (bfpd)	Draw Down a S=0 (psia)
62	21	788	31	668	44	218
100	23	918	35	788	76	418
120	23	918	37	888	93	548
150	23	918	37	888	110	668

Fuente: Autor

Como se puede observar al lograr remover el daño completamente y aumentando la velocidad de operación de la bomba hasta 150 rpm se obtiene un incremento en el caudal de 89 BFPD. En la *Figura 91* se puede observar el incremento en el caudal y el consumo energético una vez se haya realizado el tratamiento de estimulación.

Figura 91. Comportamiento del Caudal y el Consumo Energético Pozo Bonanza 30.



Fuente: Autor

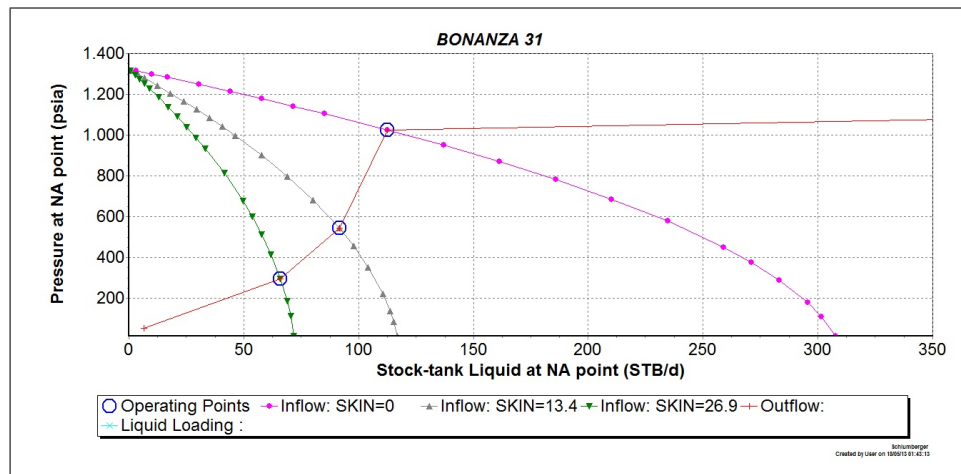
BONANZA 31 Características del SLA del pozo Bonanza 31

Tabla 47. Estado Actual Pozo Bonanza 31

Tubing ID (in)	2.441
Bomba	28.40-500
Intake (ft)	3263
Nivel (ft)	2541
Sumergencia (ft)	721
Velocidad (rpm)	100
PIP (psi)	226

Fuente: Autor. Ecopetrol S.A.

Figura 92. Análisis Nodal Sensibilizando el Daño a la Formación Pozo Bonanza 31



Fuente:PIPESIM

De acuerdo al análisis nodal realizado se determinó que a las condiciones actuales el pozo presenta un daño=26,9 para lograr que el pozo exhiba su verdadero potencial será necesario un tratamiento de estimulación química para la remoción del daño. En la tabla 48. Se presentan los resultados del análisis sensibilizando el daño a la formación y la velocidad de operación de la bomba y así determinar las mejores condiciones de operación una vez se haya realizado el tratamiento de estimulación.

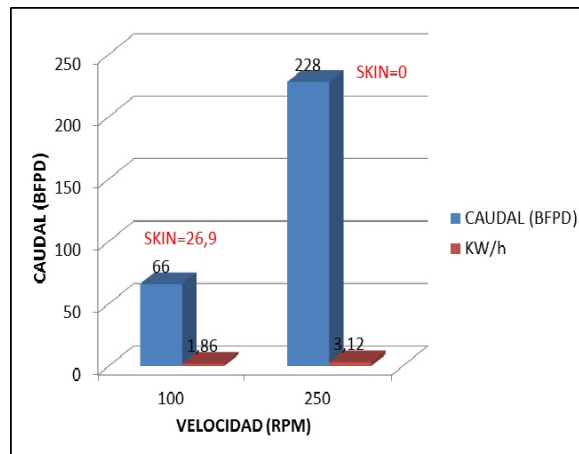
Tabla 48. Sensibilización del Daño y la Velocidad de Operación Pozo Bon 31

Velocidad (rpm)	Ql a S=26.9 (bfpd)	Draw Down a S=26.9 (psia)	Ql a S=13.4 (bfpd)	Draw Down a S=13.4 (psia)	Ql a S=0 (bfpd)	Draw Down a S=0 (psia)
100	66	933	100	573	115	203
150	70	1023	118	773	150	323
200	70	1073	128	923	192	473
250	70	1093	130	983	228	613

Fuente: Autor

Al lograr remover el daño completamente y aumentando la velocidad de operación de la bomba hasta 250 rpm se obtiene un incremento en el caudal de 162 BFPD. En la *Figura 93*. Se presenta el incremento en el caudal y el consumo energético una vez se haya realizado el tratamiento de estimulación.

Figura 93. Comportamiento del Caudal y el Consumo Energético Pozo Bonanza 31.



Fuente: Autor

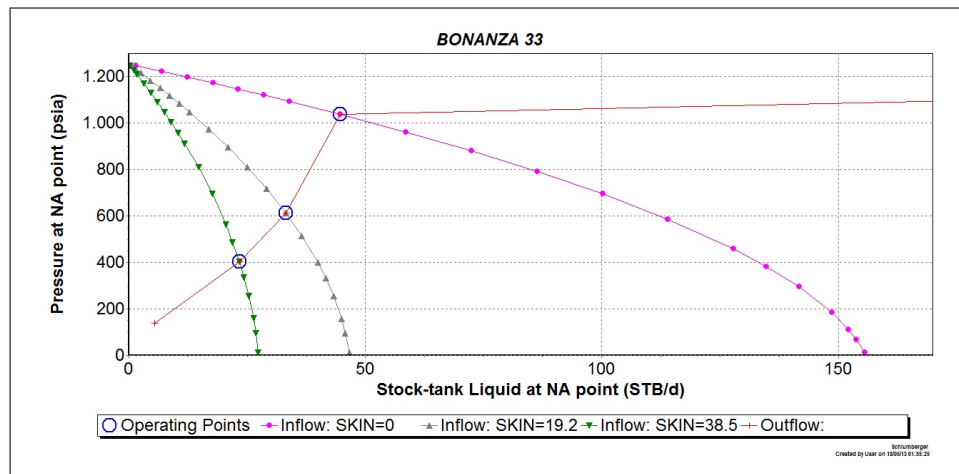
BONANZA 33 Características del SLA del pozo Bonanza 33

Tabla 49. Estado Actual Pozo Bonanza 33

Tubing ID (in)	2.441
Bomba	28.40-600
Intake (ft)	3536
Nivel (ft)	2319
Sumergencia (ft)	1216
Velocidad (rpm)	50
PIP (psi)	135

Fuente: Autor. Ecopetrol S.A.

Figura 94. Análisis Nodal Sensibilizando el Daño a la Formación Pozo Bonanza 33



Fuente:PIPESIM

De acuerdo al análisis nodal realizado se determinó que a las condiciones actuales el pozo presenta un daño=38,5 para lograr que el pozo exhiba su verdadero potencial será necesario un tratamiento de estimulación química para la remoción del daño. En la tabla 50. Se presentan los resultados del análisis sensibilizando el daño a la formación y la velocidad de operación de la bomba y así determinar las mejores condiciones de operación una vez se haya realizado el tratamiento de estimulación.

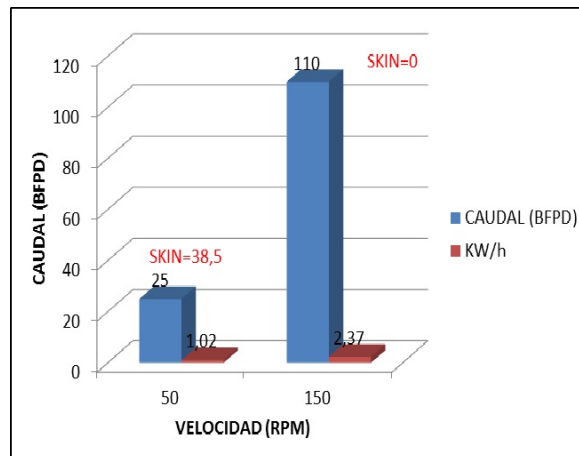
Tabla 50. Sensibilización del Daño y la Velocidad de Operación Pozo Bon 33

Velocidad (rpm)	QI a S=38.5 (bfpd)	Draw Down a S=38.5 (psia)	QI a S=19.2 (bfpd)	Draw Down a S=19.2 (psia)	QI a S=0 (bfpd)	Draw Down a S=0 (psia)
50	25	954	36	774	50	254
100	28	1054	40	904	82	454
120	28	1074	42	974	97	534
150	28	1104	42	1044	110	634

Fuente: Autor

Al lograr remover el daño completamente y aumentando la velocidad de operación de la bomba hasta 150 rpm se obtiene un incremento en el caudal de 85 BFPD. En la *Figura 95*. Se presenta el incremento en el caudal y el consumo energético una vez se haya realizado el tratamiento de estimulación.

Figura 95. Comportamiento del Caudal y el Consumo Energético Pozo Bonanza 33.



Fuente:Autor

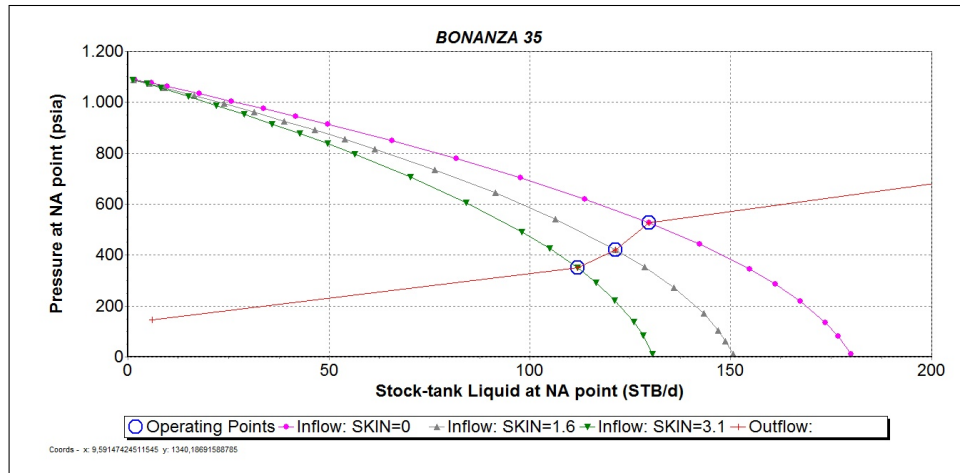
BONANZA 35 Características del SLA del pozo Bonanza 35

Tabla 51. Estado Actual Pozo Bonanza 35

Tubing ID (in)	2.441
Bomba	18.40-600
Intake (ft)	3415
Nivel (ft)	2154
Sumergencia (ft)	1260
Velocidad (rpm)	170
PIP (psi)	180

Fuente: Autor. Ecopetrol S.A.

Figura 96. Análisis Nodal Sensibilizando el Daño a la Formación Pozo Bonanza 35



De acuerdo al análisis nodal realizado se determinó que a las condiciones actuales el pozo presenta un daño=3,1 un valor relativamente bajo comparado con los demás pozos para los cuales se calculó el daño sin embargo también se recomienda una estimulación química para la remoción del daño.

En la tabla 52. Se presentan los resultados del análisis sensibilizando el daño a la formación y la velocidad de operación de la bomba y así determinar las mejores condiciones de operación una vez se haya realizado el tratamiento de estimulación.

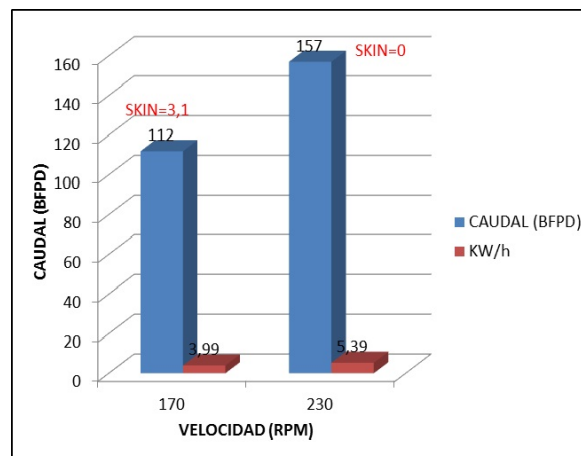
Tabla 52. Sensibilización del Daño y la Velocidad de Operación Pozo Bonanza 35

Velocidad (rpm)	QI a S=3.1 (bfpd)	Draw Down a S=3.1 (psia)	QI a S=0 (bfpd)	Draw Down a S=0 (psia)
170	112	744	130	574
210	120	824	150	694
230	120	824	157	754
250	120	864	158	784

Fuente: Autor

Al remover el daño completamente y aumentar la velocidad de operación hasta 250 rpm se obtiene un incremento en el caudal de 46 BFPD. En la *Figura 97* se puede apreciar mejor el incremento en el caudal y el consumo energético una vez realizado el tratamiento de estimulación.

Figura 97. Comportamiento del Caudal y el Consumo Energético Pozo Bonanza 35.



Fuente: Autor

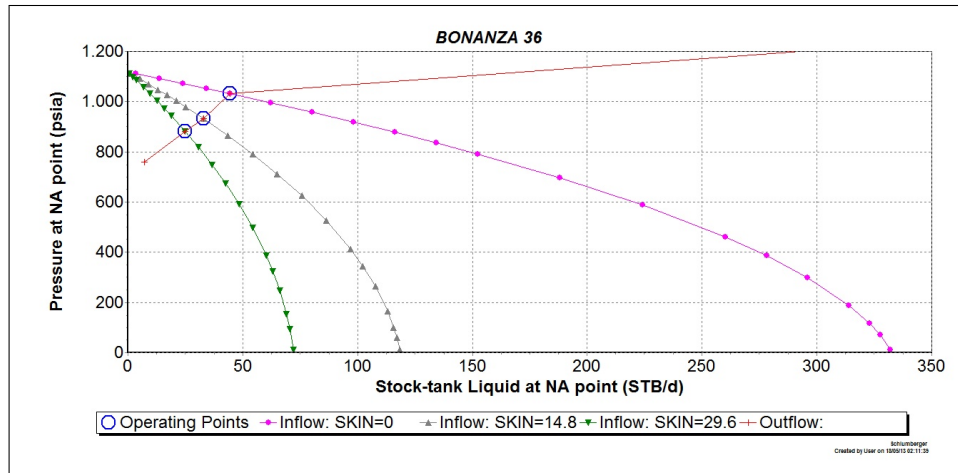
BONANZA 36 Características del SLA del pozo Bonanza 36

Tabla 53. Estado Actual Pozo Bonanza 36

Tubing ID (in)	2.441
Bomba	28.40-500
Intake (ft)	2750
Nivel (ft)	2067
Sumergencia (ft)	682
Velocidad (rpm)	90
PIP (psi)	308

Fuente: Autor. Ecopetrol S.A.

Figura 98. Análisis Nodal Sensibilizando el Daño a la Formación Pozo Bonanza 36



Fuente:PIPESIM

De acuerdo al análisis nodal realizado se pudo determinar que a las condiciones actuales el pozo presenta un daño=29,6 asociado a la migración de finos y arena de aquí se puede concluir que es esta la razón del bajo índice de productividad calculado anteriormente teniendo en cuenta esto lo más adecuado será realizar un tratamiento de estimulación química para la remoción del daño. En la tabla 54. Se presentan los resultados del análisis sensibilizando el daño a la formación y la

velocidad de operación de la bomba y así determinar las mejores condiciones de operación una vez se haya realizado el tratamiento de estimulación

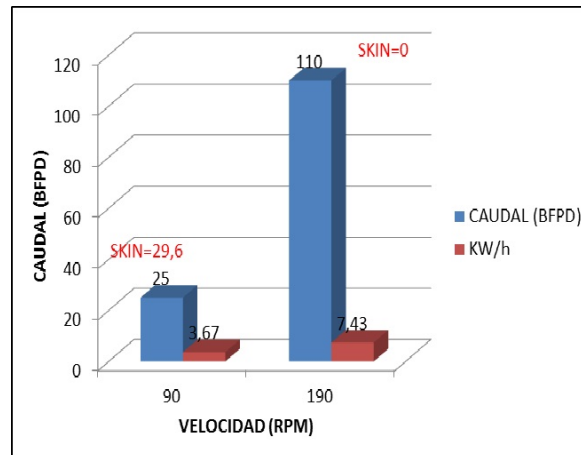
Tabla 54. Sensibilización del Daño y la Velocidad de Operación Pozo Bonanza 36

Velocidad (rpm)	QI a S=29,6 (bfpd)	Draw Down a S=29,6 (psia)	QI a S=14 (bfpd)	Draw Down a S=14 (psia)	QI a S=0 (bfpd)	Draw Down a S=0 (psia)
90	25	287	38	168	43	93
130	30	308	45	208	60	118
170	35	368	60	298	100	208
190	40	398	68	318	110	218

Fuente: Autor

Al lograr remover el daño completamente y aumentando la velocidad de operación de la bomba a 190 rpm se obtiene un incremento en el caudal de 85 BFPD. En la *Figura 99*. Se presenta el aumento en el caudal y el consumo energetico una vez se haya realizado el tratamiento de estimulación.

Figura 99. Comportamiento del Caudal y el Consumo Energético Pozo Bonanza 36.



Fuente: Autor

6. EVALUACIÓN FINANCIERA

Una evaluación financiera es el estudio de todos los factores que afectan la economía de un proyecto, medidos en unidades monetarias. 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 del 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. Los gastos capitales (CAPEX), 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 para manejos de agua de producción, equipos y pozos de inyección. Por su parte los costos operacionales (OPEX) están asociados con costos de energía, químicos, servicios de reacondicionamiento de pozos productores e inyectores personal de mantenimiento entre otros. Adicionalmente a esto existen indicadores económicos los cuales sirven como criterios de evaluación para diferentes análisis financieros entre ellos se encuentran:

Flujo de Caja Es la secuencia de entradas y salidas de capital durante el tiempo de ejecución del proyecto. En la estimación del flujo de caja se deben considerar

factores como los ingresos, los costos generados por inversión, los costos de operación, el beneficio fiscal asociado a la depreciación y los impuestos asociados al desarrollo del proyecto.

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

$$PB = \frac{\textit{inversión Requerida}}{\textit{Flujode Dinero Acumulado}} \quad (60)$$

Valor Presente Neto (VPN) 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 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 de 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.

$$VPN = \sum_{t=1}^n \left(\frac{V_t}{(1+k)^t} \right) - I_0 \quad (61)$$

Donde:

- V_t : Flujos de cada en cada periodo t.
- I_0 : Inversión inicial.
- n : Numero de periodos considerados.
- k : coste de oportunidad.

Tasa Interna de Retorno (TIR) La tasa interna de retorno está definida como la tasa de interés con la cual el VPN es igual 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 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 oportunidad 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.

$$VPN = \sum_{t=1}^n \left(\frac{V_t}{(1 + TIR)^t} \right) + I_0 = 0 \quad (62)$$

Donde:

- V_t : Flujos de cada en cada periodo t.
- I_0 : Inversión inicial.
- n : Numero de periodos considerados.
- k : coste de oportunidad.

Relación Beneficio Costo(RBC) Es un indicador económico adimensional, que relaciona el VPN de los ingresos con el VPN de los egresos. Se calcula por medio de la siguiente ecuación:

$$RBC = \left| \frac{VPN - Ingresos}{VPN - Egresos} \right| \quad (63)$$

Donde:

- RBC : 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

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 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 12% efectivo anual. 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 55. Datos Preliminares para la Evaluación Financiera

Perfil de Declinación Mensual	1 %
Tasa Efectiva Anual	12 %
Regalías	20 %
Impuesto de Renta	35 %
Precio del Crudo	45 USD/Bbl
Lifting Cost	7 USD/Bbl
KW/h	0.13 USD

Fuente: Ecopetrol S.A

Dependiendo de la clase de trabajo a realizar, Ecopetrol S.A estima el periodo de evaluación de la siguiente manera:

Tabla 56. Periodos de evaluación para diferentes intervenciones

CLASE DE TRABAJO	PERIODO DE EVALUACIÓN
Fracturamiento	3 Años
Cañoneo	2 Años
Aislamiento	2 Años
Estimulación	1.5 Año
Varilleo	0.5 - 1 Año

Fuente: Ecopetrol S.A

6.1 ANÁLISIS FINANCIERO OPTIMIZACIÓN PROPUESTA.

Una vez establecidos los indicadores económicos para la evaluación del proyecto se realizó el flujo de caja para cada pozo teniendo en cuenta los datos preliminares mostrados en la tabla 55 y un perfil incremental declinado en cada pozo para un periodo de 18 meses, tiempo estipulado por Ecopetrol S.A. para la evaluación de un tratamiento de estimulación.

6.1.1. Costos Asociados al Tratamiento de Estimulación SANDAID.

Los costos asociados a la estimulación se consideran como inversión inicial, se suman los costos propios del tratamiento dentro de los cuales se incluye: Equipo, servicios, personal de bombeo, materiales y estimado de movilización. El costo de los químicos utilizados depende en gran medida del volumen de fluidos que se requiera para la estimulación de cada pozo y este a su vez dependerá del espesor del intervalo a estimular; se plantearon dos escenarios para la evaluación financiera el primero para un espesor de 106 ft y 50 ft respectivamente asumiendo que se logra remover el daño completamente es decir se alcanza un valor de $S=0$ y el segundo caso teniendo en cuenta los mismos espesores anteriores es decir 106 y 50 ft pero asumiendo que el daño solo se logra disminuir hasta un 50% del valor inicial. Se realizó el análisis de esta manera debido a que no se cuenta con la información necesaria para determinar exactamente el espesor de los intervalos sensibles a arenamiento en cada pozo.

Además de los costos del tratamiento también se considera inversión inicial el costo de la producción diferida durante los días que dura la intervención al pozo.

Tabla 57. Costos Tratamiento Sandaid para 106 ft de Formación

COSTOS ESTIMADOS IMPLEMENTACION TECNOLOGÍA UD\$				
	Equipo, servicios, personal de bombeo, materiales y estimado movilización		Total	DIAS TRABAJO
SANDAID	\$ 100.698,00	Químicos	481.945,66	10
	\$ 53.200,00/	Cargas bombeo		
	\$2.602,00	Salmuera KCl		
	\$2.633,00			

Fuente: Gerenciamiento y Exclusión de arena Campo Bonanza-Ecopetrol S.A.

Tabla 58. Costos Tratamiento Sandaid para 50 ft de Formación

COSTOS ESTIMADOS IMPLEMENTACION TECNOLOGÍA UD\$			
	Equipo, servicios, personal de bombeo, materiales y estimado movilización	Total	DIAS TRABAJO
SANDAID	\$ 100.698,00	227.332,86	10
	\$ 53.200,00/	Químicos	
	\$2.602,00	Cargas bombeo	
	\$2.633,00	Salmuera KCl	

Fuente:Gerenciamiento y Exclusión de arena Campo Bonanza-Ecopetrol S.A.

A continuación se presentan los resultados obtenidos en cuanto al incremento en la producción y el consumo energético de acuerdo a los diferentes escenarios de optimización propuestos, el cambio de diámetro de la tubería de producción no aparece en la tabla 59 pues el incremental en la producción no fue significativo para la inversión requerida.

Tabla 59. Resultados Producción incremental y consumo energético por optimización

POZO	PRODUCCIÓN ACTUAL (BFPD)	INCREMENTO EN LA PRODUCCIÓN POR DISMINUCIÓN DE THP	INCREMENTO EN LA PRODUCCIÓN POR AUMENTO DE LA VELOCIDAD DE OPERACIÓN	INCREMENTO EN LA PRODUCCIÓN POR LA REMOCIÓN DEL DAÑO DE LA FORMACIÓN Y AUMENTO DE RPM	TOTAL (BFPD)	BSW (%)	TOTAL NETO (BOPD)	AUMENTO EN LA ENERGIA CONSUMIDA (KW/h)
BON 03	30	0	0	156	156	50	78	2.919
BON 08	66	0	0	43	43	0	43	4.669
BON 10	53	0	0	67	67	0	67	0.623
BON 11	22	0	0	97	97	1.5	95.545	0.392
BON 17	96	0	0	108	108	15	91.8	1.652
BON 19	83	0	0	87	87	4	83.52	0.826
BON 20	30	0	0	88	88	1.2	86.944	1.638
BON 21	79	0	0	96	96	0.6	95.424	0.63
BON 24	47	0	0	22	22	0.2	21.956	0.329
BON 25	57	0	0	98	98	0.4	97.608	1.554
BON 26	72	0	2	0	2	0.6	1.988	0.12
BON 27	251	0	38	0	38	0.5	37.81	2.32
BON 28	94	0	8	0	8	0.4	7.968	1.73
BON 30	18	0	0	89	89	0.4	88.644	2.583
BON 31	66	0	0	162	162	0	162	1.267
BON 32	106	10	18	0	28	3	27.16	6.3
BON 33	25	0	0	85	85	2	83.3	1.351
BON 35	112	0	0	45	45	2	44.1	1.4
BON 36	25	0	0	85	85	50	42.5	3.766
BON 37	119	4	4.12	0	8.12	6	7.6328	1
BON 38	144	0	12	0	12	3	11.64	0.73
BON 39	110	0	76	0	76	1	75.24	3.03
TOTAL	1705	14	158.12	1328	1500.12		1350.78	40.83

Fuente: Autor

Teniendo en cuenta la inversión inicial y los demás parámetros mencionados anteriormente es posible analizar cada uno de los indicadores económicos VPN, TIR, PAYBACK y determinar la viabilidad de los escenarios propuestos, para los cuales el único que requiere de una inversión inicial es el que plantea la remoción del daño a la formación por medio del tratamiento químico y del cual hacen parte los pozos Bonanza 03, 08, 11, 17, 19, 20, 21, 24, 25, 30, 31, 33, 35 y 36 los pozos Bonanza 26, 27, 28, 37, 38, 39 no requieren de estimulación por lo tanto solo se tendrá en cuenta el aumento en el consumo energético.

Tabla 60. Comportamiento de la inversión por aumento de RPM

POZO	PRODUCCIÓN INCREMENTAL DIA (Bbl)	PRODUCCIÓN INCREMENTAL MES (Bbl)	VPN US\$
BON 26	2	60	\$ 16,797
BON 27	37.8	1134	\$ 315,222
BON 28	8	240	\$ 65,421
BON 32	27	810	\$ 220,433
BON 37	8	240	\$ 67,192
BON 38	12	360	\$ 100,050
BON 39	75.24	2257.2	\$ 628,870

Fuente: Autor

La ganancia generada por producción incremental, aumentando la velocidad de operación de las bombas es de US\$ 1'413.895.

Tabla 61. Comportamiento de la inversión cuando se requiere estimular 106 ft de formación.

POZO	PRODUCCIÓN INCREMENTAL DIA (Bls)	PRODUCCIÓN INCREMENTAL MES (Bls)	CAPEX		VPN (US\$)	TIR (%)	PAYBACK meses
			PRODUCCION DIFERIDA (US\$)	INVERSIÓN INICIAL (US\$)			
BON 03	78	2340	\$ 13,500	\$ 495,455	\$ 156,725	5	8.3
BON 08	43	1290	\$ 29,700	\$ 511,645	-\$ 155,196	-3	15.67
BON 10	67	2010	\$ 23,850	\$ 505,795	\$ 56,261	2	7.57
BON 11	95	2850	\$ 9,900	\$ 491,845	\$ 305,634	7	6.73
BON 17	92	2760	\$ 43,200	\$ 525,145	\$ 215,427	6	7.73
BON 19	84	2520	\$ 37,350	\$ 519,295	\$ 185,362	5	8.03
BON 20	87	2610	\$ 13,500	\$ 495,445	\$ 204,815	6	7.73
BON 21	95	2850	\$ 35,550	\$ 517,495	\$ 279,773	7	7.07
BON 24	22	660	\$ 21,150	\$ 503,095	-\$ 318,655	-8	29.77
BON 25	98	2940	\$ 25,650	\$ 507,595	\$ 313,915	7	6.73
BON 30	89	2670	\$ 8,100	\$ 490,045	\$ 254,842	6	7.17
BON 31	162	4860	\$ 29,700	\$ 511,645	\$ 847,669	16	4.1
BON 33	83	2490	\$ 11,250	\$ 493,195	\$ 202,536	5	7.73
BON 35	44	1320	\$ 50,400	\$ 532,345	-\$ 164,211	-3	15.77
BON 36	43	1290	\$ 11,250	\$ 493,195	-\$ 135,831	-2	15.07

Fuente: Autor

Asumiendo remoción completa del daño y de acuerdo al comportamiento del VPN la aplicación del tratamiento químico Sandaid no producirá ganancias para los pozos 08, 24, 35, 36 teniendo en cuenta que el tiempo de recuperación de la inversión es superior a los 16 meses, tiempo hasta el cual se estima que dure la efectividad del tratamiento.

Las ganancias asociadas a la producción incremental por el tratamiento químico y el aumento en la velocidad de operación del equipo de fondo en un tiempo de 18 meses es de US\$ 2'240.066.

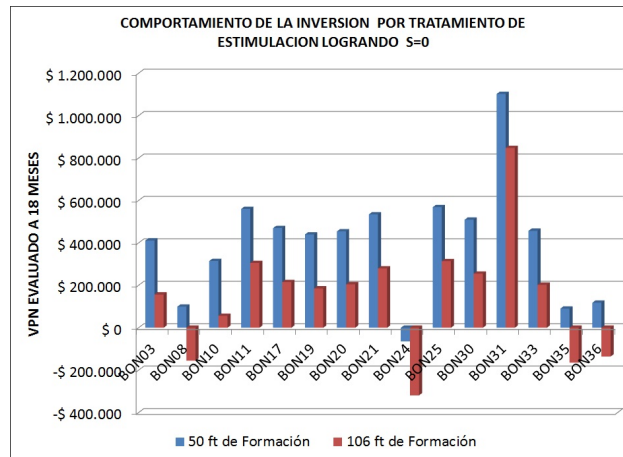
A continuación se muestran los resultados de la evaluación financiera para el caso de que el intervalo a estimular fuesen 50 ft en promedio para cada pozo y asumiendo que se logra remover el daño totalmente es decir que el incremento en la producción es el mismo que el caso anterior y la inversión inicial se reduce a la mitad.

Tabla 62. Comportamiento de la inversión cuando se requiere estimular 50 ft de formación.

POZO	PRODUCCIÓN INCREMENTAL DIA (Bls)	PRODUCCIÓN INCREMENTAL MES (Bls)	CAPEX		VPN (US\$)	TIR (%)	PAYBACK meses
			PRODUCCIÓN DIFERIDA (US\$)	INVERSIÓN INICIAL (US\$)			
BON 03	78	2340	\$ 13,500	\$ 240,732	\$ 411,438	16	4
BON 08	43	1290	\$ 29,700	\$ 257,032	\$ 99,417	5	8
BON 10	67	2010	\$ 23,850	\$ 247,182	\$ 314,874	13	4
BON 11	95	2850	\$ 9,900	\$ 237,232	\$ 560,247	21	3
BON 17	92	2760	\$ 43,200	\$ 270,532	\$ 470,039	17	4
BON 19	84	2520	\$ 37,350	\$ 264,682	\$ 439,974	16	4
BON 20	87	2610	\$ 13,500	\$ 240,832	\$ 454,428	18	4
BON 21	95	2850	\$ 35,550	\$ 262,882	\$ 534,386	19	4
BON 24	22	660	\$ 21,150	\$ 248,482	-\$ 64,042	-2	15
BON 25	98	2940	\$ 25,650	\$ 252,982	\$ 568,527	20	3.5
BON 30	89	2670	\$ 8,100	\$ 235,432	\$ 509,455	20	3.5
BON 31	162	4860	\$ 29,700	\$ 257,032	\$ 1,102,282	16	2
BON 33	83	2490	\$ 11,250	\$ 238,582	\$ 457,149	18	4
BON 35	44	1320	\$ 50,400	\$ 277,732	\$ 90,401	5	8
BON 36	43	1290	\$ 11,250	\$ 238,582	\$ 118,181	6	7

Fuente: Autor

Figura 100. Comportamiento de la Inversión Cuando se Logra Remover el Daño Completamente



Fuente: Autor

Para este caso la estimulación es favorable en casi todos los pozos a excepción del Bonanza 24 que seguiría sin generar ganancias.

Para un tiempo de 18 meses se obtendría una ganancia total de US\$ 6'066.756 por la producción incremental debida a la estimulación química y el aumento en la velocidad de operación del equipo de fondo.

Tabla 63. Comportamiento de la inversión cuando se requiere estimular 106 ft de formación y el daño se reduce a un 50 % del valor inicial.

POZO	PRODUCCIÓN INCREMENTAL DÍA (Bls)	PRODUCCIÓN INCREMENTAL MES (Bls)	CAPEX		VPN (US\$)	TIR (%)	PAYBACK meses
			PRODUCCIÓN DIFERIDA (US\$)	INVERSIÓN INICIAL (US\$)			
BON 03	11	330	\$ 13,500	\$ 495,455	-\$ 403,059	-22	85
BON 08	14	420	\$ 29,700	\$ 511,645	-\$ 396,374	-20	71
BON 10	31	930	\$ 23,850	\$ 505,795	-\$ 246,062	-12	31
BON 11	14	420	\$ 9,900	\$ 491,845	-\$ 376,421	-20	67
BON 17	26	780	\$ 43,200	\$ 525,145	-\$ 312,611	-18	40
BON 19	30	900	\$ 37,350	\$ 519,295	-\$ 270,181	-13	33
BON 20	49	1470	\$ 13,500	\$ 495,445	-\$ 104,184	-8	20
BON 21	8.9	267	\$ 35,550	\$ 517,495	-\$ 443,349	-24	110
BON 24	8	240	\$ 21,150	\$ 503,095	-\$ 311,784	-25	120
BON 25	23.5	705	\$ 25,650	\$ 507,595	-\$ 408,986	-15	41
BON 30	10	300	\$ 8,100	\$ 490,045	-\$ 204,546	-23	96
BON 31	26	780	\$ 29,700	\$ 511,645	-\$ 408,946	-14	37
BON 33	8.33	249.9	\$ 11,250	\$ 493,195	-\$ 424,590	-25	114
BON 35	8.82	264.6	\$ 50,400	\$ 532,345	-\$ 458,268	-25	114
BON 36	24	720	\$ 11,250	\$ 493,195	-\$ 295,395	-15	39

Fuente: Autor

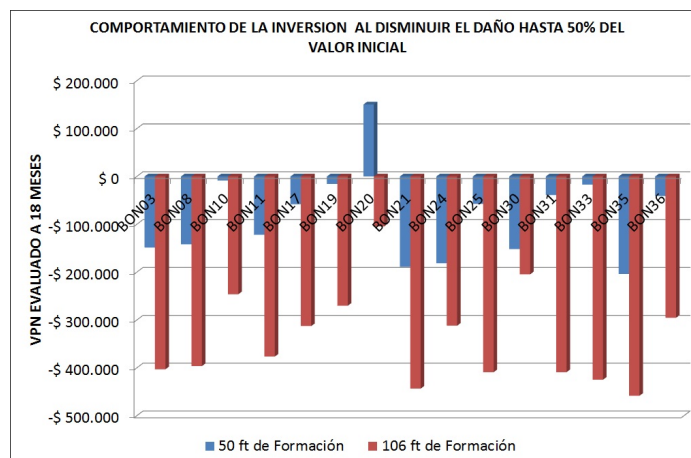
Para este caso el tratamiento de estimulación no es favorable, debido a que el incremento en la producción no es muy significativo y la inversión no se recupera durante el tiempo de estudio, cabe recordar que la durabilidad de la efectividad de este tratamiento es alrededor de 16 meses o más.

Tabla 64. Comportamiento de la inversión cuando se requiere estimular 50 ft de formación y el daño se reduce a un 50 % del valor inicial.

POZO	PRODUCCIÓN INCREMENTAL DIA (Bls)	PRODUCCIÓN INCREMENTAL MES (Bls)	CAPEX		VPN (US\$)	TIR (%)	PAYBACK meses
			PRODUCCIÓN DIFERIDA (US\$)	INVERSIÓN INICIAL (US\$)			
BON 03	11	330	\$ 13,500	\$ 240,732	-\$ 148,446	-15	28
BON 08	14	420	\$ 29,700	\$ 257,032	-\$ 141,761	-14	35
BON 10	31	930	\$ 23,850	\$ 247,182	-\$ 8,550	-3	15
BON 11	14	420	\$ 9,900	\$ 237,232	-\$ 121,808	-13	31
BON 17	26	780	\$ 43,200	\$ 270,532	-\$ 57,998	-8	21
BON 19	30	900	\$ 37,350	\$ 264,682	-\$ 15,568	-5	17
BON 20	49	1470	\$ 13,500	\$ 240,832	\$ 150,428	3	9
BON 21	8.9	267	\$ 35,550	\$ 262,882	-\$ 188,736	-18	56
BON 24	8	240	\$ 21,150	\$ 248,482	-\$ 181,292	-19	58
BON 25	23.5	705	\$ 25,650	\$ 252,982	-\$ 57,171	-7	20
BON 30	10	300	\$ 8,100	\$ 235,432	-\$ 151,781	-16	44
BON 31	26	780	\$ 29,700	\$ 257,032	-\$ 38,667	-6	18
BON 33	8.33	249.9	\$ 11,250	\$ 238,582	-\$ 16,997	-18	55
BON 35	8.82	264.6	\$ 50,400	\$ 277,732	-\$ 203,655	-19	59
BON 36	24	720	\$ 11,250	\$ 238,582	-\$ 40,782	-6	19

Fuente: Autor

Figura 101. Comportamiento de la Inversión al Disminuir el Daño en un 50 % de su Valor Inicial



Fuente: Autor

En este caso, el tratamiento tampoco es favorable.

Finalmente se obtienen ganancias en general para el campo, asumiendo remoción total del daño y aumentando la velocidad de operación de las bombas por un valor de US\$ 7'480.741 al final de un periodo de 18 meses, si el espesor de la formación a

estimular no supera los 50 ft, por otra parte si el espesor de la formación a estimular es de 106 ft, se obtendrán ganancia por el tratamiento de estimulación y el aumento de la velocidad de operación de las bombas por un total de US\$ 3'366.051.

7. CONCLUSIONES

- El uso de la técnica de análisis nodal permite determinar las condiciones favorables de operación para cada uno de los pozos por lo que constituye una herramienta importante para la generación de nuevas alternativas de optimización.
- La tubería de producción utilizada actualmente en los pozos del campo Bonanza es la adecuada para el manejo de los volúmenes que cada pozo es capaz de aportar, por tal razón al sensibilizar esta variable no se obtuvieron cambios en el caudal.
- Las bombas PCP instaladas en los pozos del campo Bonanza se encuentran en condiciones operacionales optimas.
- El bajo índice de productividad calculado se debe en gran medida al daño de la formación por migración de finos y arena.
- Las limitaciones hidráulicas del sistema de recolección se deben principalmente a pérdidas de presión por elevación debido condiciones topográficas irregulares.
- Para las condiciones actuales el patrón de flujo predominante en el sistema de recolección es estratificado suave, el cual ocurre a velocidades relativamente bajas lo que favorece la depositación de solidos en zonas donde la topografía del terreno lo permita.
- Los pozos en los que se encontró un valor de daño negativo permiten un mayor incremento en la velocidad de operación de las bombas sin alcanzar el drawdown crítico.

- El escenario más favorable y que genera mayor rentabilidad es aquel en el cual se logra remover el daño completamente y el espesor del intervalo a estimular no supera los 50 ft.

8. RECOMENDACIONES

- Hacer un control de calidad estricto sobre la información suministrada para llevar a cabo un análisis de este tipo ya que de ello depende la calidad y coherencia de los resultados obtenidos.
- Realizar un estudio para el diseño y evaluación acertados de cualquier tratamiento de estimulación.
- Reevaluar el comportamiento hidráulico del sistema de recolección una vez realizada la optimización propuesta.

BIBLIOGRAFÍA

- BEGGS, Dale. Production Optimization Using Nodal Analysis. Second Edition. Oklahoma Petroskills, 2003. Cap 1-5.
- BERTUCCI, Miguel. Análisis del Comportamiento Hidráulico en el Sistema de Recolección en el Campo Uracoa. Maturín, Venezuela. Tesis de Ingeniería de Petróleo. Universidad del Oriente, 2006.
- CALISPA, Diego y PROAÑO Gabriela. Optimización de la Producción del Campo Auca Mediante Análisis Nodal. Quito, Ecuador. Tesis de Ingeniería en Geología y Petróleos, Escuela Politécnica Nacional, 2011.
- CHACIN, Nelvy. Bombeo de Cavidad Progresiva. WORKSHOP INTERNACIONAL, 2003: El Tigre, Venezuela. ESP Oil International Training.
- E, Kermit et all. Nodal System Analysis of Oil and Gas Wells. SPE 14714 PA. Society Petroleum Engineers.
- ECONOMIDES, M, NOLTE K. Reservoir Stimulation Schlumberger. 3 Ed, Wiley, 2000.
- ECOPETROL S.A. Programa de Gerenciamiento y Exclusión de Arena Campo Bonanza-Ecopetrol. 2013
- ECOPETROL S.A. SUPERINTENDENCIA DE YACIMIENTOS GERENCIA REGIONAL MAGDALENA MEDIO. Actualización Preliminar Plan de Desarrollo Campo Bonanza. Bogotá, 2011.
- HIRSCHIELF, Marcelo. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. Oilproduction.net, 2008.

- HOLMAN, Jp. Transferencia de Calor. Octava Edición, McGraw-Hill/Interamericano de España, S.A.U, 2009.
- JULIO, Jesús. Evaluación Técnica de las Fallas Mecánicas-operacionales Recurrentes en el Sistema PCP de los Pozos del Campo Bonanza. Tesis Pregrado, UIS, 2013.
- MAGGILOLO, Ricardo. Optimización Integral de Sistemas de Producción Utilizando Análisis Nodal. AIP, 2007.
- MATHEWS, Zahacy Progressing Cavity Pumping System Design, Operation and Performance Optimization. Alberta, Canada. 2002.
- NETZCH. Manual de Sistemas PCP. Pomerode, Brasil, 2005.
- 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. Tesis Pregrado. UIS, 2011.
- PIPESIM. User's Guide Schlumberger, 2011.
- S, Kakadjian et all. Zeta Potential Altering Systems for Increased Fluid Recovery Production and Fines Control. SPE 106112. Society Petroleum Engineers.