

EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA PARA LA SELECCIÓN DEL SISTEMA DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PARA EL CAMPO CORRALES BLOQUE
BUENAVISTA

JUAN FELIPE PEÑA MARTINEZ

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C
2016

EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA PARA LA SELECCIÓN DEL SISTEMA DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PARA EL CAMPO CORRALES BLOQUE
BUENAVISTA

JUAN FELIPE PEÑA MARTINEZ

Proyecto integral de grado para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director
FERNADO JOSE PEREZ COLMENARES
Ingeniero de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C
2016

NOTA DE ACEPTACIÓN

Ingeniero Juan Carlos Castro
Orientador

Ingeniero Julio Montenegro
Jurado 1

Ingeniero Jaime Amariz
Jurado 2

Bogotá, D.C. Junio , 2016

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA

Decano Facultad de Ingenierías

Dr. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

Director (E) Programa de Ingeniería de Petróleos

Dr. EDGAR DAVID CEDEÑO LIGARRETO

Las directivas de la Universidad de América, los jurados Calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

*A mis padres Segundo y Yanett quienes
son mi modelo a seguir y mi mayor
orgullo; a mi hermano Julian, y toda mi familia
por su amor y apoyo incondicional*

Juan Felipe

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mi sincero agradecimiento a:

UNIÓN TEMPORAL OMEGA ENERGY COLOMBIA S.A, por brindar su apoyo para la realización durante el desarrollo del proyecto.

Ingeniero Omar Leal, Presidente de la empresa; por abrirme las puertas de su empresa, para poder realizar el proyecto, y crecer como profesional.

Ingeniero Fernando José Pérez, director del proyecto; por su apoyo incondicional, su trabajo fuerte, y su empeño en la formación de un profesional completo.

Ingeniero Valdemar Arguello, por su apoyo incondicional, su trabajo en equipo, y todo el conocimiento brindado para la realización del proyecto, y para mi enriquecimiento personal.

A todos quienes nos han acompañado en este tiempo, la confianza que depositaron en nosotros y su apoyo, se ven reflejados en este trabajo.

A los estudiantes que dediquen su tiempo a consultar este documento, esperamos sirva de ayuda en su búsqueda del saber.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	28
OBJETIVOS	29
1. GENERALIDADES DEL CAMPO CORRALES	30
1.1 HISTORIA DEL CAMPO CORRALES	30
1.2 LOCALIZACIÓN	31
1.3 ESTRATÍGRAFIA	32
1.3.1 Columna Estratigráfica	32
1.3.2 Estratigrafía	34
1.3.2 Geología Estructural	38
1.3.3 Geología del Petróleo	40
1.3.3.1 Roca Generadora	40
1.3.3.2 Roca Reservorio	41
1.3.3.3 Roca Sello	41
1.3.3.3 Trampa	42
1.3.3.4 Migración	42
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO	42
1.4.1 Número de Pozos	43
1.4.2 Tiempo de Producción	44
1.4.3 Producción del Campo	45
1.4.4 Características del Yacimiento	46
2. INFORMACIÓN DE LOS POZOS Y CARACTERISITICAS DE LOS FLUIDOS	
2.1 ESTADOS MECANICOS	47
2.1.1 Corrales 1-1	47
2.1.2 Corrales 1D	48
2.1.3 Corrales 3	50
2.1.4 Corrales 5	51
2.1.5 Corrales 6	52
2.2 CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS	54
2.2.1 Formación Arenisca Tierna (Monserrate)	54
2.2.2 Formación Socha	55
2.3 HISTORIA DE PRODUCCIÓN POR POZO	55
2.3.1 Corrales 1-1	56
2.3.2 Corrales 1D	59
2.3.3 Corrales 3	62
2.3.4 Corrales 5	66
2.3.5 Corrales 6	69
3. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	73

3.1 BOMBEO HIDRAULICO JET	73
3.1.1 Generalidades del sistema	73
3.1.2 Clasificación	74
3.1.2.1 Según Sistema de Inyección de fluido motriz	74
3.1.2.2 Según Tipo de Completación	76
3.1.3 Componente del sistema	80
3.1.3.1 Equipos de Fondo	81
3.1.3.12 Equipos de Superficie	82
3.1.4 Ventajas y Desventajas	84
3.1.4.1 Ventajas	84
3.1.4.2 Desventajas	85
3.2 BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS	85
3.2.1 Generalidades del sistema	85
3.2.2 Tipos	86
3.2.2.1 PCP convencional	86
3.2.2.2 PCP no convencional	86
3.2.3 Componentes del Sistema	87
3.2.3.1 Equipos de Superficie	87
3.2.3.2 Equipos de Subsuelo	89
3.2.4 Ventajas y Desventajas	95
3.2.4.1 Ventajas	95
3.2.4.2 Desventajas	95
3.3 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	95
3.3.1 Generalidades del sistema	95
3.3.2 Componentes del sistema	96
3.3.2.1 Equipos de Superficie	96
3.3.2.2 Equipos de Subsuelo	97
3.3.3 Ventajas y Desventajas	101
3.3.3.1 Ventajas	101
3.3.4.2 Desventajas	102
3.4 GAS LIFT	102
3.4.1 Generalidades del Sistema	102
3.4.2 Clasificación	103
3.4.2.1 Flujo Continuo	103
3.4.2.2 Flujo Intermitente	104
3.4.3 Componentes del Sistema	105
3.4.3.1 Equipos de Superficie	105
3.4.3.2 Equipos de Fondo	106
3.4.4 Ventajas y Desventajas	107
3.4.4.1 Ventajas	107
3.4.4.2 Desventajas	107
3.5 PLUNGER LIFT	107
3.5.1 Generalidades del Sistema	107
3.5.2 Componentes del Sistema	108
3.5.2.1 Equipos de Superficie	109

3.5.2.2 Equipos de Fondo	110
3.5.3 Ventajas y Desventajas	110
3.5.3.1 Ventajas	110
3.5.3.2 Desventajas	111
3.6 BOMBEO MECANICO	111
3.6.1 Generalidades del Sistema	111
3.6.2 Clasificación	112
3.6.2.1 Convencional	112
3.6.2.2 Neumática o balanceada por Aire	113
3.6.2.3 Mark II	113
3.6.3 Componentes del Sistema	115
3.6.3.1 Equipos de Superficie	115
3.6.3.2 Equipos de Fondo	116
3.6.4 Ventajas y Desventajas	117
3.6.4.1 Ventajas	117
3.6.4.2 Desventajas	117
4. MATRIZ DE SELECCIÓN	118
4.1 DISEÑO MATRIZ O SCREENING	118
4.1.1 Tipos de las variables	118
4.1.1.1 Variables de Propiedades de los fluidos	118
4.1.1.2 Variables de Estado Mecánico	118
4.1.1.3 Variables de Características de operación del pozo	118
4.1.1.4 Variables de Instalación y Manejo	118
4.1.2 Rangos de Variables	118
4.1.2.1 Valores Numéricos	119
4.1.2.2 Valores Porcentuales	119
4.2 DATOS DE ENTRADA A LA MATRIZ	119
4.2.4.1 Pozo Corrales 1-1	120
4.2.4.2 Pozo Corrales 1D	120
4.2.4.3 Pozo Corrales 3	121
4.2.4.4 Pozo Corrales 5	121
4.2.4.5 Pozo Corrales 6	122
4.3 SCREENING SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO	122
4.3.1 Bombeo Mecánico	122
4.3.2 Bombeo Hidráulico	123
4.3.3 Bombeo por Cavidades Progresivas	124
4.3.4 Bombeo Electrosumergible	124
4.3.5 Gas Lift	125
4.3.6 Plunger Lift	126
4.4 CALIFICACIÓN Y RESULTADO	126
4.4.1 Corrales 1-1	126
4.4.2 Corrales 1D	127
4.4.3 Corrales 3	128
4.4.4 Corrales 5	129

4.4.5 Corrales 6	130
4.5 ANÁLISIS NODAL	131
4.5.1 Pozo Corrales 1-1	132
4.5.2 Pozo Corrales 1D	140
4.5.3 Pozo Corrales 3	148
4.5.4 Pozo Corrales 5	156
4.5.5 Pozo Corrales 6	164
5. DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ADECUADOS PARA LOS POZOS DEL CAMPO CORRALES	172
5.1 INGRESO DE INFORMACIÓN PARA EL SIMULADOR	172
5.1.1 Información Corrales 1-1	172
5.1.2 Información Corrales 1D	173
5.1.3 Información Corrales 3	174
5.1.4 Información Corrales 5	175
5.1.5 Información Corrales 6	176
5.2 DISEÑO SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	176
5.2.1 Diseño Corrales 1-1	177
5.2.2 Diseño Corrales 1D	184
5.2.3 Diseño Corrales 3	190
5.2.4 Diseño Corrales 5	193
5.2.5 Diseño Corrales 6	199
6. ANALISIS FINANCIERO	206
6.1 COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)	206
6.2 COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	212
6.3 ANÁLISIS DE INGRESOS	215
6.4 EVALUACIÓN FINANCIERA	221
6.4.1 Valor Presente Neto (VPN)	221
6.4.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)	226
7. CONCLUSIONES	229
8. RECOMENDACIONES	230
BIBLIOGRAFIA	231

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura1. Localización y vías de acceso Campo Corrales	32
Figura2. Columna Estratigráfica generalizada Campo Corrales	33
Figura3. Sección estructural	40
Figura4. Estado Mecánico Pozo Corrales 1-1	47
Figura5. Estado Mecánico Pozo Corrales 1	49
Figura6. Estado Mecánico Pozo Corrales 3	50
Figura7. Estado Mecánico Pozo Corrales 5	52
Figura8. Estado Mecánico Pozo Corrales 6	53
Figura9. Esquema Bomba Hidráulica Tipo Jet	74
Figura10. Sistema de Inyección de Fluido Motor Abierto	75
Figura11. Sistema de Inyección de Fluido Motor Cerrado	76
Figura12. Bomba libre tipo paralelo	77
Figura13. Bomba fija para revestimiento con venteo de gas	78
Figura14. Bomba fija insertada	79
Figura15. Esquema General Bombeo Hidráulico	80
Figura16. Partes de la Bomba Jet	82
Figura17. Diagrama PCP Convencional	86
Figura18. Diagrama PCP Convencional	87
Figura19. Cabezales de Rotación	88
Figura20. Esquema General Bombeo por Cavidades Progresivas	90
Figura21. Esquema Relación Rotor y Estator	91
Figura22. Características Tipos de elastómeros	93
Figura23. Sistema de bombeo Electrosumergible	96
Figura24. Equipos de Subsuelo Bombeo Electrosumergible	97
Figura25. Diagrama Motor Electrico	98
Figura26. Bomba estandar de flujo radial	100
Figura27. Esquema General Gas Lift	103
Figura28. Flujo Continuo Gas Lift	104
Figura29. Flujo Intermitente Gas Lift	105
Figura30. Descripción Funcionamiento Plunger Lift	108
Figura31. Esquema básico Plunger Lift	109
Figura32. Esquema General Bombeo Mecánico	112
Figura33. Unidad de Bombeo convencional	113
Figura34. Unidad de Bombeo Neumática	114
Figura35. Unidad de Bombeo Mark II	114
Figura36. Equipos de Superficie Bombeo Mecánico	115
Figura37. Equipos de Fondo Bombeo Mecánico	116
Figura 38. Creación de yacimiento Formación Monserrate. Pozo Corrales 1-1	132
Figura 39. Creación de nodo cabeza de pozo. Pozo Corrales 1-1	133
Figura 40. Creación de nodo fondo de pozo. Pozo Corrales 1-1	133
Figura 41. Conexión de tubería. Pozo Corrales 1-1	134

Figura42.	Datos de Yacimiento. Pozo Corrales 1-1.	135
Figura 43.	Datos de la tubería. Pozo Corrales 1-1.	135
Figura 44.	Ajuste de la correlación de flujo multifásico. Pozo Corrales 1-1	136
Figura 45.	Ajuste de la Correlación de Flujo. Pozo Corrales 1-1	137
Figura46.	Correlación de Flujo. Pozo Corrales 1-1	138
Figura47.	Configuración Análisis Nodal. Pozo Corrales 1-1	139
Figura48.	Ingreso de parámetros para análisis nodal. Pozo Corrales 1-1	139
Figura49.	Creación de yacimiento Formación Monserrate. Pozo Corrales 1D	141
Figura 50.	Creación de nodo cabeza de pozo. Pozo Corrales 1D	141
Figura 51.	Creación de nodo fondo de pozo. Pozo Corrales 1D	142
Figura 52.	Conexión de tubería. Pozo Corrales 1D	142
Figura53.	Datos de Yacimiento. Pozo Corrales 1D	143
Figura 54.	Datos de la tubería. Pozo Corrales 1D	143
Figura55.	Ajuste de la correlación de flujo multifásico. Pozo Corrales 1D	144
Figura56.	Ajuste de la Correlación de Flujo. Pozo Corrales 1D	145
Figura57.	Correlación de Flujo. Pozo Corrales 1D.	146
Figura58.	Configuración Análisis Nodal. Pozo Corrales 1D.	146
Figura59.	Ingreso de parámetros para análisis nodal. Pozo Corrales 1D	147
Figura60.	Creación de yacimiento Formación Socha. Pozo Corrales 3	148
Figura 61.	Creación de nodo cabeza de pozo. Pozo Corrales 3	148
Figura 62.	Creación de nodo fondo de pozo. Pozo Corrales 3	149
Figura 63.	Conexión de tubería. Pozo Corrales 3	149
Figura64.	Datos de Yacimiento. Pozo Corrales 3	150
Figura65.	Datos de la tubería. Pozo Corrales 3	151
Figura66.	Ajuste de la correlación de flujo multifásico. Pozo Corrales 3	152
Figura67.	Ajuste de la Correlación de Flujo. Pozo Corrales 3	152
Figura68.	Correlación de Flujo. Pozo Corrales 3	154
Figura69.	Configuración Análisis Nodal. Pozo Corrales 3	154
Figura70.	Ingreso de parámetros para análisis nodal. Pozo Corrales 3	155
Figura71.	Creación de yacimiento Formación Monserrate. Pozo Corrales 5	156
Figura72.	Creación de nodo de cabeza Pozo Corrales 5	156
Figura 73.	Creación de nodo fondo de pozo. Pozo Corrales 5	157
Figura 74.	Conexión de tubería. Pozo Corrales 5	157
Figura75.	Datos de Yacimiento. Pozo Corrales 5	158
Figura 76.	Datos de la tubería. Pozo Corrales 5	159
Figura77.	Ajuste de la correlación de flujo multifásico. Pozo Corrales 5	160
Figura78.	Ajuste de la Correlación de Flujo. Pozo Corrales 5	160
Figura79.	Correlación de Flujo. Pozo Corrales 5	161
Figura80.	Configuración Análisis Nodal. Pozo Corrales 5	162
Figura81.	Ingreso de parámetros para análisis nodal. Pozo Corrales 5	163
Figura82.	Creación de yacimiento Formación Monserrate. Pozo Corrales 6	164
Figura 83.	Creación de nodo. Pozo Corrales 6	165
Figura 84.	Creación de nodo fondo de pozo. Pozo Corrales 6	165
Figura 85.	Conexión de tubería. Pozo Corrales 6	166

Figura86.	Datos de Yacimiento. Pozo Corrales 6	167
Figura87.	Datos de la tubería. Pozo Corrales 6	167
Figura88.	Ajuste de la correlación de flujo multifásico. Pozo Corrales 6	168
Figura89.	Ajuste de la Correlación de Flujo. Pozo Corrales 6	169
Figura90.	Correlación de Flujo. Pozo Corrales 6	170
Figura91.	Configuración Análisis Nodal. Pozo Corrales 6	170
Figura92.	Ingreso de parámetros para análisis nodal. Pozo Corrales 6	171
Figura93.	Selección Sistema de Levantamiento Pozo Corrales 1D – Diseño	177
Figura94.	Ingreso Datos Diseño Gas Lift Pozo Corrales 1-1	178
Figura95.	Instalación Diseño Propuesto Pozo Corrales 1-1	179
Figura96.	Verificación Instalación Gas Lift Pozo Corrales 1-1	180
Figura97.	Datos Requeridos Diagnostico Gas Lift Pozo Corrales 1-1	181
Figura98.	Diagnostico Gas Lift Pozo Corrales 1-1	182
Figura99.	Ingreso de Datos Análisis Nodal Gas Lift Pozo Corrales 1-1	183
Figura100.	Selección Sistema de Levantamiento Pozo Corrales 1D – Diseño	184
Figura101.	Ingreso Datos Diseño Gas Lift Pozo Corrales 1D	185
Figura102.	Instalación Diseño Propuesto Pozo Corrales 1D	186
Figura103.	Verificación Instalación Gas Lift Pozo Corrales 1D	187
Figura104.	Datos Requeridos Diagnostico Gas Lift Pozo Corrales 1D	188
Figura105.	Diagnostico Gas Lift Pozo Corrales 1D	188
Figura106.	Ingreso de Datos Análisis Nodal Gas Lift Pozo Corrales 1D	189
Figura107.	Parámetros de Entrada Pozo Corrales 3	191
Figura108.	Valores de Ajuste Predeterminados Pozo Corrales 3	191
Figura109.	Calculo de Resultados Pozo Corrales 3	192
Figura110.	Resultados Bombeo Mecánico Pozo Corrales 3	192
Figura111.	Selección Sistema de Levantamiento Pozo Corrales 5 – Diseño	194
Figura112.	Ingreso Datos Diseño Gas Lift Pozo Corrales 5	194
Figura113.	Instalación Diseño Propuesto Pozo Corrales 5	195
Figura114.	Verificación Instalación Gas Lift Pozo Corrales 5	196
Figura115.	Datos Requeridos Diagnostico Gas Lift Pozo Corrales 5	197
Figura116.	Diagnostico Gas Lift Pozo Corrales 5	197
Figura117.	Ingreso de Datos Análisis Nodal Gas Lift Pozo Corrales 5	198
Figura118.	Selección Sistema de Levantamiento Pozo Corrales 6 – Diseño	200
Figura119.	Ingreso Datos Diseño Gas Lift Pozo Corrales 6	200
Figura120.	Instalación Diseño Propuesto Pozo Corrales 6	201
Figura121.	Verificación Instalación Gas Lift Pozo Corrales 6	202
Figura122.	Datos Requeridos Diagnostico Gas Lift Pozo Corrales 6	203
Figura123.	Diagnostico Gas Lift Pozo Corrales 6	203
Figura124.	Ingreso de Datos Análisis Nodal Gas Lift Pozo Corrales 6	204
Figura125.	Flujo de Caja Corrales 1-1	221
Figura126.	Flujo de Caja Neto Corrales 1-1	221
Figura127.	Flujo de Caja Corrales 1D	222
Figura128.	Flujo de Caja Neto Corrales 1D	222
Figura129.	Flujo de Caja Corrales 3	223
Figura130.	Flujo de Caja Neto Corrales 3	224

Figura131. Flujo de Caja Corrales 5	224
Figura132. Flujo de Caja Neto Corrales 5	225
Figura133. Flujo de Caja Corrales 6	225
Figura134. Flujo de Caja Neto Corrales 6	226

LISTA DE GRAFICAS

	pág.
Gráfica 1. Historia de Producción Campo Corrales	45
Gráfica2. Tasa de Producción Diaria y Acumulados de Petróleo y Líquidos Totales, Corrales 1-1	57
Gráfica3. Corte de Agua y Acumulado Total de Agua, Corrales 1-1.	58
Gráfica4. Relación Gas – Aceite y Acumulado Total de Gas, Corrales 1-1.	58
Gráfica5. Tasa de Producción Diaria y Acumulados de Petróleo y Líquidos Totales, Corrales 1D	60
Gráfica6. Corte de Agua y Acumulado Total de Agua, Corrales 1D	61
Gráfica7. Relación Gas – Aceite y Acumulado Total de Gas, Corrales 1D	61
Gráfica8. Tasa de Producción Diaria y Acumulados de Petróleo y Líquidos Totales, Corrales 3	65
Gráfica9. Corte de Agua y Acumulado Total de Agua, Corrales 3	65
Gráfica10. Relación Gas – Aceite y Acumulado Total de Gas, Corrales 3	66
Gráfica11. Tasa de Producción Diaria y Acumulados de Petróleo y Líquidos Totales, Corrales 5	68
Gráfica12. Corte de Agua y Acumulado Total de Agua, Corrales 5	68
Gráfica13. Relación Gas – Aceite y Acumulado Total de Gas, Corrales 5	69
Gráfica14. Tasa de Producción Diaria y Acumulados de Petróleo y Líquidos Totales, Corrales 6	71
Gráfica15. Corte de Agua y Acumulado Total de Agua, Corrales 6	71
Gráfica16. Relación Gas – Aceite y Acumulado Total de Gas, Corrales 6	72
Gráfica17. Ajuste de correlaciones de flujo. Pozo Corrales 1-1.	137
Gráfica18. Análisis Nodal. Pozo Corrales 1-1.	140
Gráfica19. Ajuste de correlaciones de flujo. Pozo Corrales 1D.	145
Gráfica20. Análisis Nodal. Pozo Corrales 1D.	147
Gráfica21. Ajuste de correlaciones de flujo. Pozo Corrales 3.	153
Gráfica22. Análisis Nodal. Pozo Corrales 3.	155
Gráfica23. Ajuste de correlaciones de flujo. Pozo Corrales 5.	161
Gráfica24. Análisis Nodal. Pozo Corrales 5.	163
Gráfica25. Ajuste de correlaciones de flujo. Pozo Corrales 6.	169
Gráfica26. Análisis Nodal. Pozo Corrales 6.	171
Gráfica27. Análisis Nodal Gas Lift Pozo Corrales 1-1	183
Gráfica28. Análisis Nodal Gas Lift Pozo Corrales 1D	190
Gráfica29. Comportamiento de Variables Bombeo Mecánico Pozo Corrales 3	193
Gráfica30. Análisis Nodal Gas Lift Pozo Corrales 5	199
Gráfica31. Análisis Nodal Gas Lift Pozo Corrales 6	205

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla1. Información Pozos Campo Corrales.	30
Tabla2. Pozos actuales Campo Corrales.	43
Tabla3. Caracterización de Yacimiento Formación Monserrate.	46
Tabla4. Caracterización de Yacimiento Formación Socha	46
Tabla5. Aspectos relevantes Pozo Corrales 1-1.	48
Tabla6. Aspectos relevantes Pozo Corrales 1D.	48
Tabla7. Aspectos relevantes Pozo Corrales 3.	51
Tabla8. Aspectos relevantes Pozo Corrales 5.	51
Tabla9. Aspectos relevantes Pozo Corrales 6.	54
Tabla10. Caracterización Crudo Formación Monserrate	54
Tabla11. Cromatografía del Gas Formación Monserrate.	55
Tabla12. Características Crudo Formación Socha.	55
Tabla13. Información de Perforación Pozo Corrales 1-1	56
Tabla14. Resumen de Producción Pozo Corrales 1-1.	59
Tabla15. Información de Perforación Pozo Corrales 1D.	59
Tabla16. Resumen de Producción Pozo Corrales 1D	62
Tabla17. Información de Perforación Pozo Corrales 3.	62
Tabla18. Resumen de Producción Pozo Corrales 3.	66
Tabla19. Información de Perforación Pozo Corrales 5.	67
Tabla20. Resumen de Producción Pozo Corrales 5.	69
Tabla21. Información de Perforación Pozo Corrales 6.	70
Tabla22. Resumen de Producción Pozo Corrales 6.	72
Tabla23. Propiedades Mecánicas mínimas requeridas	92
Tabla24. Valores Numéricos	119
Tabla25. Valores Porcentuales	119
Tabla26. Datos de entrada Pozo Corrales 1-1.	120
Tabla27. Datos de entrada Pozo Corrales 1D.	120
Tabla28. Datos de entrada Pozo Corrales 3.	121
Tabla29. Datos de entrada Pozo Corrales 5.	121
Tabla30. Datos de entrada Pozo Corrales 6.	122
Tabla31. Screening Bombeo Mecánico	123
Tabla32. Screening Bombeo Hidráulico	123
Tabla33. Screening Bombeo por Cavidades Progresivas	124
Tabla34. Screening Bombeo Electrosumergible	125
Tabla35. Screening Gas Lift	125
Tabla36. Screening Plunger Lift	126
Tabla37. Calificación SLA Pozo Corrales 1-1	127
Tabla38. Jerarquización de Resultados y Selección Corrales 1-1	127
Tabla39. Calificación SLA Pozo Corrales 1D	128
Tabla40. Jerarquización de Resultados y Selección Corrales 1D	128
Tabla41. Calificación SLA Pozo Corrales 3	129

Tabla42. Jerarquización de Resultados y Selección Corrales 3	129
Tabla43. Calificación SLA Pozo Corrales 5	130
Tabla44. Jerarquización de Resultados y Selección Corrales 5	130
Tabla45. Calificación SLA Pozo Corrales 6	131
Tabla46. Jerarquización de Resultados y Selección Corrales 6	131
Tabla47. Datos de Ingreso Pozo Corrales 1-1	172
Tabla48. Datos de Ingreso Pozo Corrales 1D	173
Tabla49. Datos de Ingreso Pozo Corrales 3	174
Tabla50. Datos de Ingreso Pozo Corrales 5	175
Tabla51. Datos de Ingreso Pozo Corrales 6	176
Tabla52. Inflación pronosticada EU año 2017	207
Tabla53. Escenarios propuestos	207
Tabla54. Costos de Inversión Pozo Corrales 1-1	208
Tabla55. Total Costos de Inversión Pozo Corrales 1-1	208
Tabla56. Costos de Inversión Pozo Corrales 1D	209
Tabla57. Total Costos de Inversión Pozo Corrales 1D	209
Tabla58. Costos de Inversión Pozo Corrales 3	210
Tabla59. Total Costos de Inversión Pozo Corrales 3	210
Tabla60. Costos de Inversión Pozo Corrales 5	211
Tabla61. Total Costos de Inversión Pozo Corrales 5	211
Tabla62. Costos de Inversión Pozo Corrales 6	212
Tabla63. Total Costos de Inversión Pozo Corrales 6	212
Tabla64. Estimación Producción de Aceite	213
Tabla65. Costo de Operación de Producción Corrales 1-1	213
Tabla66. Costo de Operación de Producción Corrales 1D	214
Tabla67. Costo de Operación de Producción Corrales 3	214
Tabla68. Costo de Operación de Producción Corrales 5	215
Tabla69. Costo de Operación de Producción Corrales 6	215
Tabla70. Precio Establecido Ecopetrol	216
Tabla71. Producción Neta Corrales 1-1	216
Tabla72. Ingresos Totales Corrales 1-1	217
Tabla73. Producción Neta Corrales 1D	217
Tabla74. Ingresos Totales Corrales 1D	218
Tabla75. Producción Neta Corrales 3	218
Tabla76. Ingresos Totales Corrales 3	219
Tabla77. Producción Neta Corrales 5	219
Tabla78. Ingresos Totales Corrales 5	220
Tabla79. Producción Neta Corrales 6	220
Tabla80. Ingresos Totales Corrales 6	221

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación1. Relación Área Boquilla y Garganta	74
Ecuación 2. Ecuación de Valor presente neto.	219
Ecuación 3. Ecuación de Valor presente neto	220
Ecuación4. Valor Presente Neto Corrales 1-1	221
Ecuación5. Valor Presente Neto Corrales 1D	222
Ecuación6. Valor Presente Neto Corrales 3	223
Ecuación7. Valor Presente Neto Corrales 5	224
Ecuación8. Valor Presente Neto Corrales 6	225
Ecuación9. Ecuación Tasa Interna de Retorno	226
Ecuación10. Tasa Interés de Oportunidad Corrales 1-1	226
Ecuación11. Tasa Interés de Oportunidad Corrales 1D	227
Ecuación12. Tasa Interés de Oportunidad Corrales 3	227
Ecuación13. Tasa Interés de Oportunidad Corrales 5	227
Ecuación14. Tasa Interés de Oportunidad Corrales 6	228

GLOSARIO

AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN: punto geográfico donde se acumulan los sedimentos, caracterizado por una combinación particular de procesos geológicos y condiciones ambientales, que suelen estar localizados en una de las tres categorías, continental, transicional y marino.

ANÁLISIS NODAL: herramienta analítica utilizada para el pronóstico del desempeño de los diversos elementos que integran el sistema de terminación y producción. El análisis nodal se utiliza para optimizar el diseño de la terminación con el fin que se adecue a la capacidad de producción del yacimiento y para identificar las restricciones o límites presentes en el sistema de producción y cualquier mecanismo de mejoramiento de la eficiencia de la producción.

ANTINCLINAL: pliegue convexo hacia su parte superior, con los materiales más antiguos en el núcleo.

ARCILLOLITA: roca sedimentaria detrítica consolidada, de partículas de tamaño muy pequeño inferior a 0.0002mm. En su composición intervienen, entre otros, minerales arcillosos y cuarzo.

ARENISCA: roca sedimentarias detríticas, de origen marino, con textura clástica y de grano normalmente fino, de un diámetro inferior a los 2 milímetros, formadas por fragmentos de roca o minerales, básicamente cuarzo, calcita, micas o feldespatos, que pueden estar acompañados por otros, como la magnetita.

BARRIL: unidad de volumen equivalente a 42 galones estadounidenses, que, a su vez, equivalen a 158,9873 litros aproximadamente. Dependiendo de la densidad del petróleo, la masa de un barril de petróleo está entre 119 kg y 151 kg. La medida de barril de crudo es particular a la industria de petróleo.

BOMBA RECIPROCANTE: llamadas también alternativas, en estas máquinas, el elemento que proporciona la energía al fluido lo hace en forma lineal y alternativa.

CALIZA: roca sedimentaria compuesta por minerales de carbonato, principalmente de calcio y de magnesio. Las Calizas se forman en mares cálidos y poco profundos de regionales tropicales, en aquellas zonas en las que los aportes detríticos son muy bajos.

CAMPO: zona con abundancia de pozos de los que se extrae hidrocarburos del subsuelo. Debido a que las formaciones subterráneas que contienen petróleo.

CAPA: unidad estratigráfica, de origen sedimentario, que puede distinguirse litológicamente de otras. Cuerpo de roca tabular - sedimentaria, ígnea o metamórfica - con rasgos distintivos en composición, textura o estructura del material constituyente, y cuyo espesor alcanza desde un centímetro hasta pocos metros.

CHERT: roca rica en sílice de grano fino micro cristalina, que pueden contener pequeños fósiles. Tiene gran variedad de color desde el blanco al negro, que se producen en capas delgadas, en ambientes primarios.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: representación utilizada en geología y sus subcampos de estratigrafía para describir la ubicación vertical de unidades de roca en un área específica. Una típica columna estratigráfica muestra una secuencia de rocas sedimentarias, con las rocas más antiguas en la parte inferior y las más recientes en la parte superior.

COMPLETAMIENTO: comprende todo proceso que se extiende mucho más allá que la instalación de tubería y equipos de fondo. Este es el diseño, selección de tubulares, herramientas y equipos en un pozo con el propósito de converger bombear y controlar la producción o inyección de fluidos.

CONCORDANTE: serie de estratos que representan un período de sedimentación continuo.

DRAWDOWN: presión diferencial que impulsa los fluidos desde el depósito en el pozo. La reducción, y por lo tanto la tasa de producción, de un intervalo de producción se controla típicamente por choques de superficie. Las condiciones del yacimiento, tales como la tendencia a producir arena, puede limitar la reducción que se puede aplicar de forma segura durante la producción antes de producirse daños o la producción de arena no deseados.

ESPESOR: distancia medida perpendicularmente a la extensión lateral de la capa o estrato, presumiendo su depositación de forma horizontal.

ESPESOR APARENTE: distancia entre techo y base de un estrato, medida en la superficie del afloramiento del estrato.

ESTRATIGRAFÍA: estudio de las rocas estratificadas; especialmente, su sucesión en el tiempo, la naturaleza de las mismas y la correlación de los estratos en diferentes lugares.

EXPLORACIÓN: término utilizado para designar la búsqueda de petróleo o gas. Donde los métodos empleados son el estudio geológico de las formaciones

rocosas que están aflorando en superficie hasta la observación, a través de diversos instrumentos y técnicas de exploración.

FALLA: fractura en el terreno a lo largo de la cual hubo movimiento de uno de los lados respecto del otro, debido a esfuerzos actuantes en la corteza.

FORMACIÓN: resultado de centenas de millones de años de evolución geológica, las formaciones rocosas que constituyen la corteza terrestre, puede ser observado en afloramientos en la superficie.

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL: rama de la geología dedica a estudiar la corteza terrestre, sus estructuras y la relación de las rocas que las forman, estudiando la geometría de las rocas y la posición en que aparecen en superficie.

ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD: es un indicador de la capacidad o habilidad para producir fluido de un pozo. Se expresa como la relación entre el caudal producido en tanque (Q) y la caída de presión del yacimiento. Cuando la presión dinámica de fondo de pozo (P_{wf}) es más grande que la presión de punto de burbuja (P_b), el flujo de fluido es similar a un flujo monofásico.

INFRAYACE: yace por debajo de algo que se ubica por debajo de algo en particular.

KERÓGENO: fracción orgánica contenida en las rocas sedimentarias que es insoluble en disolventes orgánicos. Bajo condiciones de presión y temperatura, el kerógeno empieza a ser inestable y se produce reagrupamiento en su estructura con objeto de mantener el equilibrio termodinámico precediendo a la generación de hidrocarburos.

LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL: se refiere al uso de medios artificiales para incrementar el flujo de líquidos, tales como petróleo o agua, desde pozos de producción hacia la superficie. Generalmente esto se logra por medio de dispositivos mecánicos en el pozo, tales como bombas, o reduciendo el peso de la columna hidrostática por medio de la inyección de gas a cierta profundidad del pozo. El levantamiento artificial se necesita en aquellos pozos donde la presión del yacimiento no es suficiente para eyectar los fluidos hasta la superficie, aunque a menudo se usa en pozos fluyentes naturales (los cuales técnicamente no lo necesitan) para aumentar el caudal por encima de lo que el pozo fluiría naturalmente. El fluido producido puede ser petróleo, agua o una mezcla de ambos, típicamente incluyendo una cierta cantidad de gas.

LIMOLITA: roca sedimentaria clástica. Como su nombre indica, está compuesto principalmente (más de 2/3) de limo, partículas de tamaño definidos como granos de 1/16 - 1/256 mm o de 4 a 8 en la escala phi (ϕ) de Krumbein. Las limolitas

difieren significativamente de areniscas debido a sus poros más pequeños y una mayor propensión a que contiene una significativa fracción de arcilla.

LUTITA: roca sedimentaria de origen compuesta por partículas del tamaño de la arcilla y del limo, de origen marino. El tamaño del grano oscila entre 0.01 y 0.001 mm de diámetro. Estas rocas detríticas de grano fino constituyen más de la mitad de todas las rocas sedimentarias. Las partículas de estas rocas son tan pequeñas que no pueden identificarse con facilidad sin grandes aumentos y por esta razón, resulta más difícil estudiar y analizar las lutitas que la mayoría de las otras rocas sedimentarias.

MANDRIL: forman parte de la sarta de producción, y es en ellos donde se instalan las válvulas para levantamiento.

MATRIZ DE EVALUACIÓN: denominada también como o "rúbrica"; es una tabla de doble entrada donde se describen criterios y niveles de calidad de cierta tarea, objetivo, o competencia en general, de complejidad alta. Son unas guías de puntuación usadas en la evaluación del trabajo del alumnado que describen las características específicas de un producto, proyecto o tarea en varios niveles de rendimiento, con el fin de clarificar lo que se espera del trabajo del alumno, de valorar su ejecución y de facilitar retroalimentación o feedback, permiten la autoevaluación y la evaluación.

MARGA: roca sedimentaria compuesta principalmente de calcita y arcillas, con predominio, por lo general, de la calcita, lo que le confiere un color blanquecino con tonos que pueden variar bastante de acuerdo con las distintas proporciones y composiciones de los minerales principales. Predominan en las formaciones montañosas del Mesozoico.

MIGRACIÓN: desplazamiento de hidrocarburos desde la roca madre a rocas más porosas y permeables.

POZO ABANDONADO: pozo de producción de petróleo crudo y/o gas natural que, por razones mecánicas o económicas, se suspende su uso de manera permanente. La acción consiste en taponear el pozo y lograr la recuperación de ciertos materiales.

POZO EXPLORATORIO: aquel pozo que se perfora en zonas donde no se había encontrado antes petróleo ni gas. Puede perforarse en un campo nuevo o en una nueva formación productora dentro de un campo existente.

POZO PRODUCTOR: son aquellos que permiten extraer los fluidos de las formaciones productoras, mientras los no Productores (Secos), una vez

terminados no producen ni petróleo ni gas en cantidades suficientes como para ser económicamente rentable.

PLIEGUE: deformación de las rocas, generalmente sedimentarias, en la que elementos de carácter horizontal, quedan curvados formando ondulaciones alargadas y más o menos paralelas entre sí. Los pliegues se originan por esfuerzos de compresión sobre las rocas que no llegan a romperlas.

PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE: es la presión que se mide en el fondo de un pozo a nivel de la zona del cañoneo, a condiciones de flujo gobernadas por un estrangulador. Es decir que el pozo está siendo producido o que los fluidos no están en equilibrio en el yacimiento.

SCREENING: cualquier estrategia que se emplee para combatir la selección adversa que es una de las potenciales complicaciones que pueden surgir en la toma de decisiones de casos de información asimétrica, es decir, en las situaciones en las que un comprador y un vendedor poseen diferente información respecto de una misma transacción; tal situación desembocará en un escenario de discriminación de precios sumamente perjudicial para el consumidor ya que, es un hecho que podría estar pagando mucho más por el mismo producto de lo que está pagando por el resto.

SINCLINORIO: asociación de pliegues, que en conjunto presentan forma cóncava o de sinclinal.

ROCA GENERADORA: roca rica en contenido de materia orgánica, que si recibe la presión y temperatura necesaria, puede generar petróleo y gas. Las rocas generadoras principales son las lutitas y calizas, que contiene aproximadamente 1% de materia orgánica.

ROCA RESERVORIO: roca en la que se acumula el petróleo, es porosa y permeable; las areniscas representan el 59% de las rocas almacén, algunas calizas el 40% y las fracturadas el 1% restante.

ROCA SELLO: roca que actúa como barrera al escape del petróleo dentro del reservorio o yacimiento.

SUPRAYACE: yace por encima de algo que se ubica por debajo de algo en particular.

TRAMPA: configuración de rocas adecuadas para contener hidrocarburo, selladas por una formación relativamente permeable. Las trampas se describen como estructurales, en estratos deformados como pliegues o fallas, y estratigráficas, en zonas donde el tipo de roca cambia.

LISTA DE ABREVIATURAS

A_n	Área de la boquilla (In ²)
API	American Petroleum Institute (Instituto Americano del Petróleo)
Bbl	Barril o barriles
Bpd	Barriles por día
BCP	Bombeo de Cavidades Progresivas
BES	Bombeo Electrosumergible
BH	Bombeo Hidráulico
BHA	Ensamblaje en fondo de pozo
BHP	Potencia de la bomba al freno (HP)
BHP/etapa	Potencia de la bomba por cada etapa
BM	Bombeo Mecánico
BN	Barriles normales
Bo	Factor volumétrico del petróleo
BOPD	Barriles operacionales por día
Bpd	Barriles por día
BSW	Basic Sediment and Water (contenido de agua y sedimento)
Bw	Factor volumétrico del agua
BY	Barriles a condiciones de yacimiento
CAPEX	Costos de inversión
cP	Centipoise (unidad de medida de la viscosidad dinámica)
cSt	Centistoke
FR	Factor de recobro (%)
g	Gravedad (ft/seg ²)
GE	Gravedad específica
GE_o	Gravedad específica del fluido de potencia
GOR	Relación gas petróleo
h	Espesor de la arena petrolífera (Ft)
HP	Caballos de fuerza
IP	Índice de producción
IPC	Incremento anual (%)
IPR	Comportamiento de afluencia al pozo
J	Véase IP
K	Permeabilidad (md)
k	Tasa de interés de oportunidad semestral
Km	Kilometro (unidad de medida de longitud)
m	Metro (unidad de medida de longitud)
MD	Profundidad medida
mD	Milidarcy (unidad de medida de permeabilidad)
Mpcnd	Millones de ft cúbicos normales diarios
OD	Diámetro exterior (outer diameter; In.)
OPEX	Costos de operación
P_b	Presión de burbuja o punto de burbuja (unidad de medida de la presión a la que se libera la primer burbuja de gas; Psi)

PCN	Ft cúbicos normales de gas en solución (unidad de medida de volumen)
PCN/BN	Ft cúbicos normales de gas en solución en un barril normal
ppm	Partes por millón (unidad de medida de concentración)
In	Pulgada (unidad de medida de longitud)}
PVT	Presión, Volumen, Temperatura (Propiedades de los fluidos en el yacimiento)
P_{wf}	Presión de fondo fluyente (Psi)
PWH	Presión en cabeza de pozo (Psi)
q	Tasa de producción del pozo (Bbln/día)
Q_d	Tasa de fluido a producir (BPD).
Q_{gas}	Caudal de gas medido en Mpcnd
q_G	Tasa de flujo de gas en el pozo, (BPD)
Q_w	Caudal de agua (Bbl)
RGL	Relación gas líquido (PCN/BN)
RPM	Revoluciones por minutos (unidad de medida de velocidad angular)
R_w	Resistividad del agua (unidad de medida de resistencia eléctrica; (Ohm/m)
SLA	Sistemas de Levantamiento Artificial
TVD	Profundidad vertical verdadera (true vertical depth; ft)
USD	Dólar
UTOE	Unión Temporal Omega Energy
VPN	Valor presente neto
WOR	Relación agua petróleo
φ	Porosidad (%)
μ_L	Viscosidad del líquido (cP).
°API	Grados API (unidad de medida de la densidad del petróleo)
°c	Grados Celsius
°f	Grados Fahrenheit (unidad de medida de temperatura)

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA PARA LA SELECCIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PARA EL CAMPO CORRALES BLOQUE BUENAVISTA

DESCRIPCIÓN

Bajo las condiciones de yacimiento del Campo Corrales como la caída de la presión original, y el aumento del porcentaje presente de agua y sedimentos, los cuales aumentan la presión de fondo fluyente del pozo, y las características de los tipos de fluidos encontrados, como la viscosidad, es necesario implementar un sistema de levantamiento para vencer caídas de la presión y recuperar la producción en cada uno de los pozos. Estos mecanismos se usan para disminuir la presión de fondo fluyente, dentro del pozo, aumentando el diferencial de presiones, que se ve reflejado en el aumento o recuperación del caudal. Siendo así se evaluarán los sistemas de levantamiento artificial convencionales entre los que están; Bombeo Mecánico, Bombeo Electrosumergible, Bombeo por Cavidades Progresivas, Bombeo Hidráulico, Plunger Lift y finalmente Gas Lift.

La evaluación técnica que se realizará, se hace por medio de una matriz de selección, cuyos criterios de selección se basan en valores teóricos que se agrupan en Screenings para cada uno de los sistemas de levantamiento artificial; y a partir de esta información, se realizará una evaluación de variables propias de los pozos, con las establecidas para cada sistema, determinando el Sistema de Levantamiento Artificial adecuado para los cinco (5) pozos productores del Campo Corrales.

Su validación se realizará en PIPESIM 2009, y QROD, a partir de la realización del análisis nodal actual y posterior a la determinación del Sistema de Levantamiento Artificial propuesto por la matriz; Obteniendo de esta manera el mejor Sistema de Levantamiento Artificial que aplique para cada pozo, para luego ser evaluado financiero en un periodo de un (1) año, mensualmente, y ver la aplicabilidad del Sistema.

PALABRAS CLAVE: Sistema Levantamiento Artificial, Bombeo Mecánico, Bombeo Electrosumergible, Bombeo Cavidades Progresivas, Gas Lift, Plunger Lift, Bombeo Hidráulico

INTRODUCCIÓN

Este proyecto se realizara en el Campo Corrales Bloque Buenavista, ubicado en el Municipio de Corrales, en la Cuenca de la Cordillera Oriental. El Campo actualmente posee (7) pozos, el pozo Corrales 1-1 en estado Inactivo, el pozo Corrales 1D, activo, fluyendo naturalmente; el pozo Corrales 2, en estado inactivo; el pozo Corrales 3, en estado activo, con un Bombeo de Cavidades Progresivas; el pozo Corrales 4, en estado inactivo; el pozo Corrales 5, en estado activo, fluyendo naturalmente; y el pozo Corrales 6, en estado activo, con un Bombeo de Cavidades Progresivas. Por el momento del mercado del petróleo, sumado a las características propias de estos pozos, se han declarado económicamente inviables, sumado a declinación temprana de la producción, asociada a parámetros de yacimiento o mecánicos, por lo que La finalidad del proyecto es evaluar la implementación o reestructuración de Sistemas de Levantamiento Artificial.

Como cada Sistema de Levantamiento Artificial, posee un principio de funcionamiento diferente; además de, características y rangos de operación propios que definen su eficiencia. Se decide evaluar los Sistema de Levantamiento Artificial más comunes, que puede adecuarse a las características de operación de los pozos, entre estos están: Bombeo Electro sumergible, Bombeo Hidráulico Jet, Bombeo Mecánico, Bombeo de Cavidades Progresivas, Levantamiento por Gas, Levantamiento por Gas con Pistón),

La validación de los resultados será realizada con el software PIPESIM y QROD. En estos softwares se evalúa el comportamiento del Sistema de Levantamiento Artificial propuesto; igualmente, se realizara el análisis nodal que permitirá conocer los parámetros de operación, equipos necesarios para su instalación, y el caudal esperado.

La evaluación financiera se realizó a partir del análisis de los costos de inversión (CAPEX) y los costos de operación (OPEX) de los sistemas de levantamiento artificial con el fin de realizar el flujo de caja propuesto para un periodo de 1 años evaluado mensualmente, bajo los indicadores financieros Valor presente neto (VPN) y Tasa Interna de Retorno (TIR), determinando así la viabilidad financiera del proyecto.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar Técnico-Financieramente la selección del Sistema de Levantamiento Artificial para los pozos del Campo Corrales – Bloque Buenavista Cuenca de la Cordillera Oriental.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades del Campo Corrales.
2. Establecer los estados mecánicos y características de los fluidos producidos en los pozos del Campo Corrales.
3. Describir los sistemas de levantamiento artificial aplicables a las características técnicas del Campo Corrales.
4. Seleccionar el sistema de levantamiento artificial que se adecue a las condiciones de producción de los pozos del Campo Corrales, mediante una matriz de selección.
5. Diseñar el sistema de levantamiento artificial seleccionado bajo los parámetros de la matriz de selección.
6. Evaluar la viabilidad financiera del proyecto mediante los indicadores financieros Valor Presente Neto (VPN) y Tasa Interna de Retorno (TIR).

1. GENERALIDADES DEL CAMPO CORRALES

El desarrollo del presente capítulo describe aspectos del Campo Corrales en cuanto a su historia, localización, marco geológico e historia de producción.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO CORRALES

El Campo Corrales data del año 1990, en el que fue descubierto el yacimiento en un área de 144 kilómetros cuadrados (Km²), por la compañía ESSO. El Campo Corrales tuvo trabajos de profundización como parte del programa de exploración y evaluación establecido por la UTOE, y con el objeto de probar las potencialidades almacenadoras y de producción de la Formación Monserrate en el año 2011.

A partir del año 2011 que la empresa Omega Energy se hizo al Bloque Buenavista en donde se realizaron los procedimientos legales para la perforación de pozos según el Estado Colombiano, se han perforado 7 pozos con el fin de delimitar el área y probar las formaciones de interés.

La **Tabla 1**, relaciona cronológicamente las actividades de perforación del área.

Tabla1. Información Pozos Campo Corrales

Nombre del Pozo	Fecha	Objetivo Primario	Profundidad (ft)	Hidro Carburo
Corrales 1-1	25-jul-12	Formación Monserrate	6232	Si
Corrales 1D	05-ene-11	Formación Monserrate	6253	Si
Corrales 2	03-sep-11	Formación Monserrate	6240	Si
Corrales 3	14-nov-11	Delineación del Campo	9281	Si
Corrales 4	11-sep-12	Formación Monserrate	6040	Si
Corrales 5	24-nov-13	Formación Monserrate	6825	Si
Corrales 6	01-oct-14	Formación Monserrate y Socha	6906	Si

Fuente. UNION TEMPORAL OMEGA ENERGY

La comerciabilidad del Campo Corrales se estableció en el año 2011 donde se realizó la primera estimación de reservas, con la ayuda de los datos obtenidos de la primera perforación.

En abril de 2016 el Campo sigue siendo operado por la empresa Omega Energy, con un área de 144 Km², y se encuentra en producción, realizando estudios para futuras perforaciones.

1.2 LOCALIZACIÓN

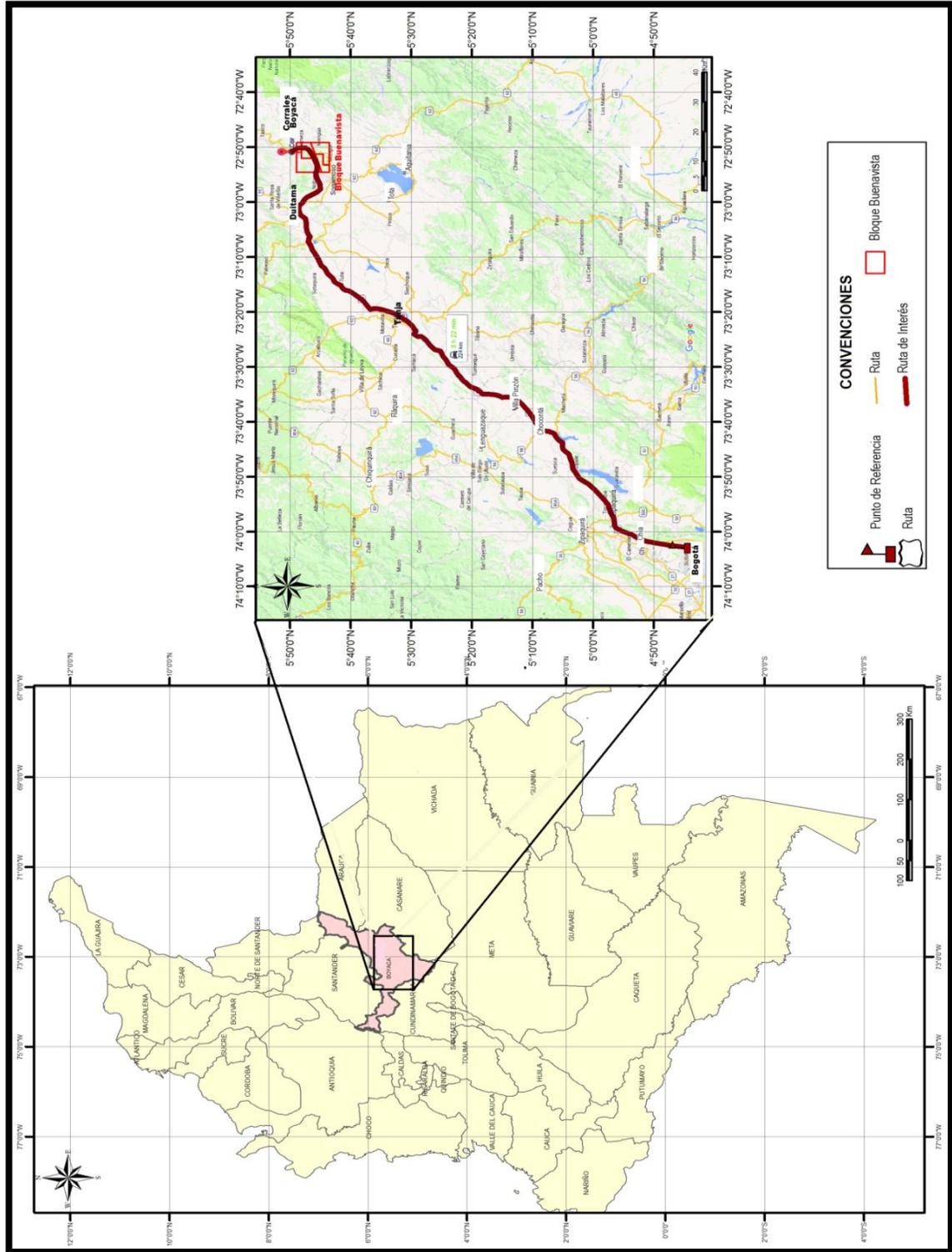
El Bloque Buenavista se encuentra ubicado en la Cuenca de la Cordillera Oriental, asignado por la ANH. En la sección noroeste se encuentra el Campo Corrales, dentro del Departamento de Boyacá, Municipio Corrales. A unos 30 km de Sogamoso. Los Campos más cercanos al Campo Corrales, están al Occidente a 70 km, y corresponden a Cusiana, Cupiagua, y Pauto.

Para acceder al Campo Corrales desde Bogotá, dirigirse hacia el este en la calle 127 hacia la Troncal Suba por 2,2 km, utilizando el carril derecho para tomar la rampa en dirección Tunja/Bucaramanga, luego girar a la este hacia Carretera 45 por 250 m, hasta entrar a la Carretera 55.

Siguiendo por la Carretera 55; para tomar la ruta generalizada Bogotá-Sogamoso, pasando por VillaPinzón, Tunja, y Duitama por 175 km. Para esto continuar hacia el norte por la variante de Tocancipá (En construcción) en la Carretera 55, luego girar al este hacia la vía principal Tocancipá en la Carretera 55 por 180 m, continuando en dirección norte para salir a la vía principal de Gachancipa. Utilizar los 2 carriles izquierdos para girar ligeramente al oeste hacia Villapinzon-Tunja por la Carretera 55B. De allí continúa en dirección norte hasta retomar la vía Tunja-Paipa en la Carretera 55 por 5km, en la rotonda, tomar la primera salida y continuar por la Carretera 55 por 4,8 km; encontrando la vía Paipa-Duitama y avanzando 4,3 km.

Luego desviarse por la Carrera42, para salir a la vía Duitama-Sogamoso/Duitama-Tibasosa en la Carretera 62. En la rotonda, toma la segunda salida en dirección Duitama-Sogamoso por 12,7 km, Mantenerse al oeste, para entrar a la vía Corrales-Belencito, continuar por la vía adaptada para el Campo por 7 km hasta la portería del mismo. Ver **Figura1**.

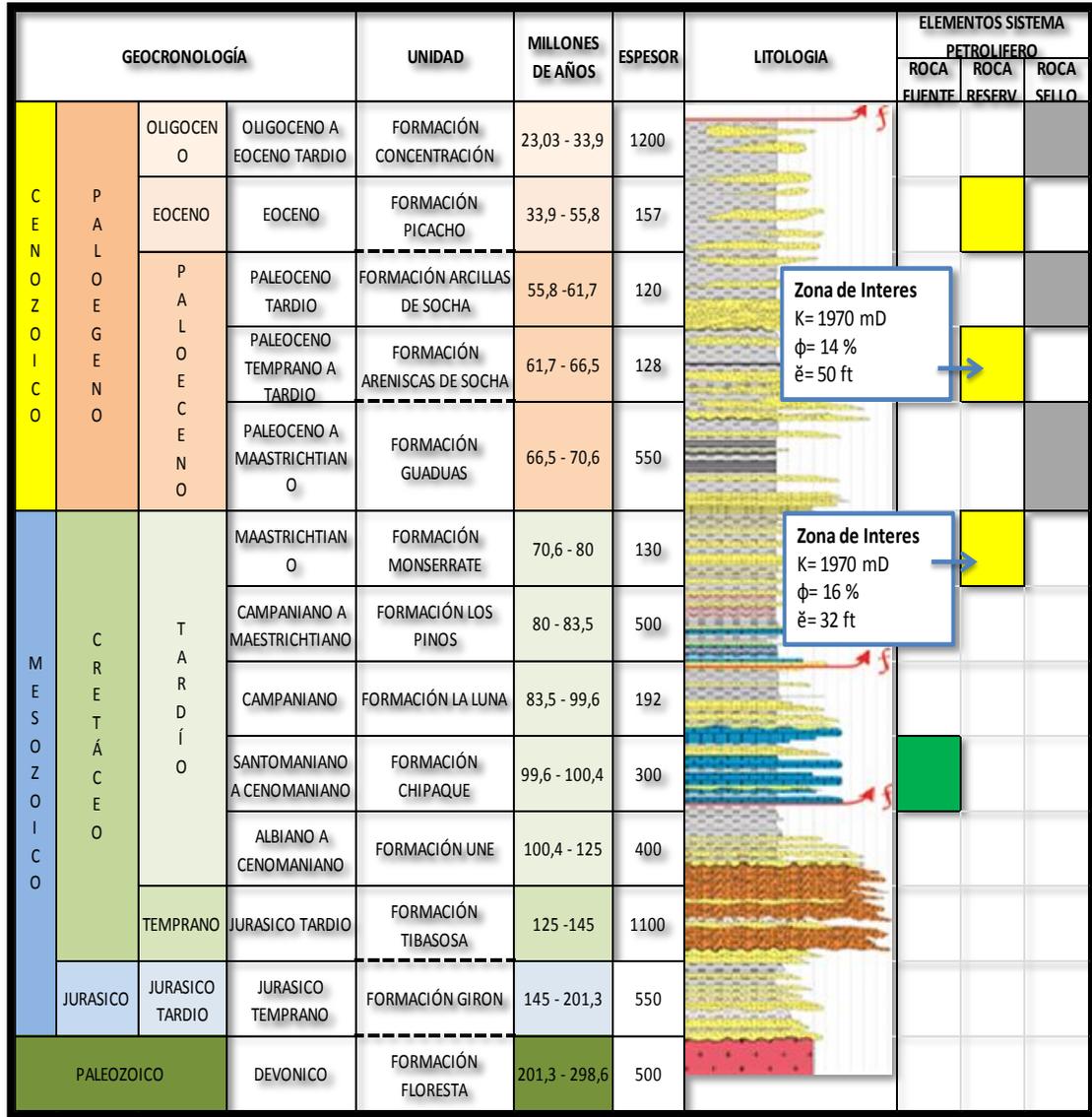
Figura1. Localización y vías de acceso Campo Corrales.



Fuente: National Geographic, Esri, Delorme, incremento Corp. (Citado, 10 Mayo 2016), Modificado por el autor

1.3.1 Columna Estratigráfica. La **Figura 2**, presenta la columna estratigráfica generalizada para el Campo Corrales, la cual muestra rocas del Paleozoico al reciente. Así mismo se indican los principales elementos del sistema petrolífero asociado al Campo Corrales.

Figura2. Columna Estratigráfica generalizada Campo Corrales



Discordancia	Rocas Ígneas	Conglomerados	Areniscas	Falla	Lutitas	Carbón	Calizas	Liditas

Fuente: Unión Temporal Omega Energy, Área de Yacimiento. Modificado por el autor.

1.3.2 Estratigrafía. A continuación se describen las formaciones atravesadas por los pozos del Campo Corrales desde la más antigua hasta la más reciente.

Las Formaciones Monserrate y Socha son las formaciones de mayor interés para extracción de hidrocarburos, por lo cual su composición será descrita con mayor precisión, como objetivo del desarrollo del campo.

- **Formación Une.** La Formación Une, según Sarmiento¹, tuvo su desarrollo en el Cretáceo - Albiano a Cenomaniano, está constituida de una sucesión de areniscas de grano fino con intercalaciones de lutitas en la parte media, donde la arena posee un color por lo general es gris oscuro pero también se encuentran capas de colores claros, con un espesor aparente promedio de 400m.

El ambiente de depositación es Marino - Somero. Esta se encuentra en contacto concordante con la Formación Chipaque que le suprayace y en contacto concordante con la Formación Tibasosa que le infrayace.

- **Formación Chipaque.** La Formación Chipaque, según Sarmiento², tuvo su desarrollo en el Cretáceo – Santomaniano a Cenomaniano, está constituida por una alternancia de paquetes de lutita con niveles de caliza, limolita, arenisca, delgados niveles de marga donde predomina lutita con esporádicos niveles de caliza, arenisca y limolita, con un espesor aparente promedio de 300m.

El ambiente de depositación de la Formación Chipaque es Marino -Profundo. Esta se encuentra en contacto concordante con la Formación La Luna que le suprayace y en contacto concordante con la Formación Une que le infrayace.

- **Formación La Luna.** La Formación La Luna, según Sarmiento³, tuvo su desarrollo en el Cretáceo – Campaniano, está constituida por una secuencia de lutitas intercaladas con calizas y chert; además se observaron delgados niveles de arcillolita, arenisca y limolita hacia el tope, con un espesor aparente promedio de 192m.

¹ JULIVERT M., Lexique Stratigraphique pour Amérique Latine, Vol. IV fascicule 4^a, Centre national de la recherche scientifique, Paris, 1968. Citado por SARMIENTO LUIS F., Petroleum Geology of Colombia., Vol 7, 2001. p 50.

² JULIVERT M., Lexique Stratigraphique pour Amérique Latine, Vol. IV fascicule 4^a, Centre national de la recherche scientifique, Paris, 1968. Citado por SARMIENTO LUIS F., Petroleum Geology of Colombia., Vol 7, 2001. P 50.

³ JULIVERT M., Lexique Stratigraphique pour Amérique Latine, Vol. IV fascicule 4^a, Centre national de la recherche scientifique, Paris, 1968. Citado por SARMIENTO LUIS F., Petroleum Geology of Colombia., Vol 7, 2001. P 49.

El ambiente de depositación de la Formación La Luna es Transicional, de Llanura Costera o Frente de Playa. Esta se encuentra en contacto concordante con la Formación Los Pinos que le suprayase y en contacto concordante con la Formación Chipaque que le infrayace.

- **Formación Los Pinos.** La Formación Los Pinos, según Sarmiento⁴, tuvo su desarrollo en el Cretáceo – Campaniano a Maestrischtiano, está constituida por una secuencia sedimentaria constituida por un predominio de lutitas, con delgados niveles areniscas, limolitas y arcillolitas de naturaleza calcárea. Esporádicamente, mínimos niveles de fosforitas se presentan en la secuencia, con un espesor aparente promedio de 500m.

El ambiente de depositación de la Formación Los Pinos es Marino, Somero. Esta se encuentra en contacto concordante con la Formación Arenisca Tierna “Monserrate” que le suprayase y en contacto concordante con la Formación La Luna que le infrayace.

- **Formación Arenisca Tierna (Monserrate).** Esta formación, según Sarmiento⁵, tuvo su desarrollo en el Cretáceo - Maestrischtiano. Su composición será descrita detalladamente al ser una formación de interés, esta tiene un espesor aparente promedio de 130m.

El ambiente de depositación de la Formación Arenisca Tierna “Monserrate” es Marino, Somero. Esta se encuentra en contacto concordante con la Formación Pinos que le infrayase y en contacto concordante con la Formación Guaduas que le suprayase.

Está conformada por los siguientes 3 segmentos descritos de base a tope, como ayuda al desarrollo del campo:

- **Segmento Inferior.** Este segmento tiene un espesor aparente promedio de 10 m, y está constituido básicamente por dos bancos arenosos con espesor ligeramente inferior a 5 m, separados por una intercalación lutítica con 1 m de espesor promedio.

⁴ JULIVERT M., Lexique Stratigraphique pour Amérique Latine, Vol. IV fascicule 4^a, Centre national de la recherche scientifique, Paris, 1968. Citado por SARMIENTO LUIS F., Petroleum Geology of Colombia., Vol 7, 2001. p 49.

⁵ JULIVERT M., Lexique Stratigraphique pour Amérique Latine, Vol. IV fascicule 4^a, Centre national de la recherche scientifique, Paris, 1968. Citado por SARMIENTO LUIS F., Petroleum Geology of Colombia., Vol 7, 2001. P 48.

- **Segmento Intermedio.** Este segmento tiene un espesor aparente promedio de 19 m, y está constituido ante todo por lutitas junto con dos delgadas intercalaciones arenosas hacia el tope. Este par de intercalaciones arenosas corresponderían a la unidad informal conocida como “Capitanejo”.
- **Segmento Superior.** Este segmento tiene un espesor aparente promedio de 20 m, y de momento este es el segmento estratigráfico de mayor importancia en el Campo Corrales, pues se trata de la unidad productora de hidrocarburos líquidos. De acuerdo con la curva de GR, este segmento está constituido por areniscas limpias separadas por menores intercalaciones arcillosas.
- **Formación Guaduas.** La Formación Guaduas, según Sarmiento⁶, tuvo su desarrollo en el Paleógeno – Paleoceno, está constituida ante todo por facies finogranulares, con sólo menores intercalaciones arenosas y como elemento característico una presencia importante de mantos de carbón, con un espesor aparente promedio de 550m.

El ambiente de depositación de la Formación Guaduas es Transicional, Estuarino. Esta se encuentra en contacto discordante con la Formación Areniscas de Socha que le suprayase y en contacto concordante con la Formación Arenisca Tierna “Monserate” que le infrayase.

- **Formación Areniscas de Socha.** Está formación, según Sarmiento⁷, tuvo su desarrollo en el Paleógeno – Paleoceno Temprano a Tardío. Su composición será descrita detalladamente al ser una formación de interés, esta tiene un espesor aparente promedio de 128 m.

El ambiente de depositación de la Formación Areniscas de Socha es Continental, Fluvial. Esta se encuentra en contacto discordante con la Formación Guaduas que le infrayase y en contacto concordante con la Formación Arcillas de Socha que le suprayase.

La descripción de base a tope de los cinco segmentos litológicos identificados en la Formación Areniscas de Socha se presenta a continuación como ayuda al desarrollo del campo:

⁶ JULIVERT M., *Lexique Stratigraphique pour Amérique Latine*, Vol. IV fascicule 4^a, Centre national de la recherche scientifique, Paris, 1968. Citado por SARMIENTO LUIS F., *Petroleum Geology of Colombia.*, Vol 7, 2001. p 48.

⁷ JULIVERT M., *Lexique Stratigraphique pour Amérique Latine*, Vol. IV fascicule 4^a, Centre national de la recherche scientifique, Paris, 1968. Citado por SARMIENTO LUIS F., *Petroleum Geology of Colombia.*, Vol 7, 2001. p 45.

- **Arenas A.** Este conjunto de areniscas tiene un espesor aparente promedio de 18 m, presentando de depósitos de relleno de canal, seguramente con algunas interposiciones lutíticas. Las muestras de aceite en estas areniscas han sido usualmente pobres.
- **Intervalo Sub-Arenas B.** Se trata de un intervalo ante todo lutítico que tiene con menores intercalaciones arenosas, este tiene un espesor aparente promedio de 26m.
- **Arenas B.** En general son dos intervalos de areniscas con un espesor aparente promedio de 20 m, la cual es asociada con depósitos de canal, donde las muestras de aceite en estas areniscas son generalmente pobres.
- **Intervalo Sub-Arenas C.** Este intervalo está constituido ante todo por lutitas, junto con una intercalación arenosa intermedia, que sólo se encuentra ausente, o con un espesor muy disminuido en la parte occidental del campo. El espesor promedio aparente promedio es de 52 m y sugiere depósitos de relleno de canal. No hay valores de resistividad altos, ni manifestaciones importantes de aceite en relación con dicha intercalación arenosa.
- **Arena C1.** El tope de la Formación Areniscas de Socha en el Campo Corrales está definido por un nivel de arenisca con un espesor aparente promedio de 12 m/38', asociada a depósitos de relleno de canal. Hacia la parte occidental y sur del campo la Arena C1 no presenta manifestaciones importantes de aceite.
- **Formación Picacho.** La Formación Picacho, según Sarmiento⁸, tuvo su desarrollo en el Paleógeno - Eoceno, está constituida en una sucesión de canales amalgamados, característica que unida a una granulometría más gruesa, con un espesor aparente promedio de 157m.
El ambiente de depositación de la Formación Picacho es Continental, Fluvial. Esta se encuentra en contacto concordante con la Formación Concentración que le suprayace y en contacto discordante con la Formación Arcillas de Socha que le infrayace.

⁸ JULIVERT M., Lexique Stratigraphique pour Amérique Latine, Vol. IV fascicule 4^a, Centre national de la recherche scientifique, Paris, 1968. Citado por SARMIENTO LUIS F., Petroleum Geology of Colombia., Vol 7, 2001. P 44.

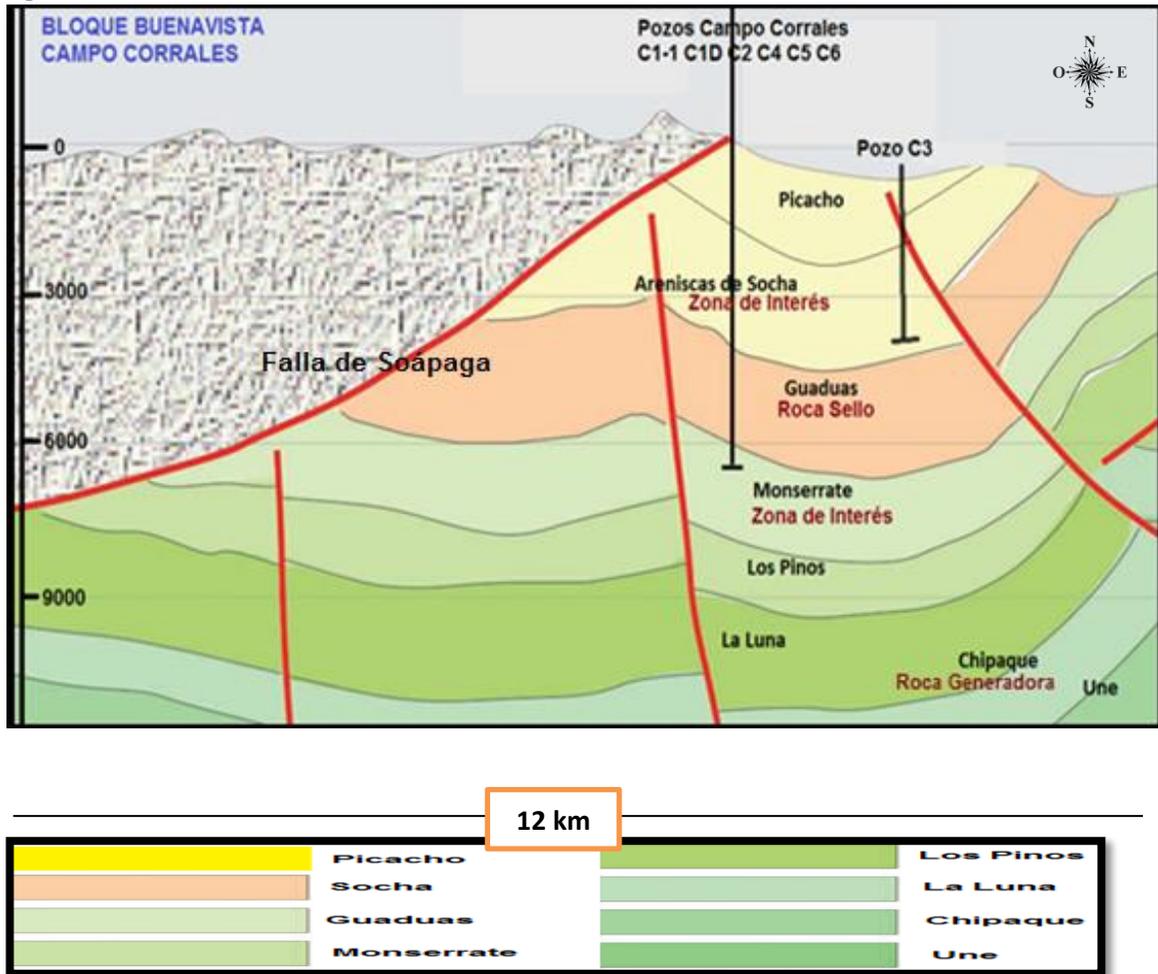
1.3.2 Geología Estructural. El área de estudio hace parte de una Cuenca de Graben invertido o Cinturón Plegado, caracterizada por mostrar estructuras de cabalgamiento y plegamiento o estructuradas asociadas a domos salinos. La formación de las estructuras a través de la Cordillera Oriental ha tenido lugar mediante un avance hacia el oriente del frente orogénico. Dicho avance se inició de una manera lenta desde finales del Cretáceo hasta el Eoceno temprano, tuvo luego una fase de mayor deformación durante el Eoceno medio a tardío y continuó a una tasa lenta desde el Oligoceno hasta el Holoceno.

La zona occidental consta de un sinclinal asimétrico truncado por la Falla de Soápaga. Las estructuras contenedoras de hidrocarburos en el área de Corrales están asociadas a fallas inversas con vergencia al este que cortan el flanco occidental de dicho sinclinal. Este pliegue es seguido por el Anticlinal de San Antonio, portador de hidrocarburos en el área de Bolívar, cuyos flancos están delimitados por fallas con direcciones de inclinación divergentes.

La zona oriental está constituida por bloques delimitados por varias fallas mayores con inclinación al este como son las Fallas de Gámeza, Topagá y Monguí. Entre las Fallas de Gamezá y Monguí la sucesión está dispuesta en una estructura sinforme con un extenso flanco oriental. Por su parte, en el sector al este de la Falla de Monguí se encuentra un anticlinal estrecho seguido por el amplio Sinclinal de Mongua.

El Bloque Buenavista, del cual hace parte el Campo objeto de estudio, se encuentra en la provincia denominada Depresión Central de la Cordillera Oriental (SARMIENTO, 2011, Figura 22.) que corresponde a un sinclinorio, el cual es denominado en esta área como Sinclinorio de Paz del Río y está conformado por pliegues con ejes que siguen direcciones NNE-SSW. A la altura del Bloque Buenavista, ubicado sobre el borde occidental de dicho sinclinorio se distinguen las zonas estructurales delimitadas por la Falla de Soápaga productoras para el Campo. Ver **Figura3**.

Figura 3. Sección estructural



Fuente: Eastern Cordillera Basin ANH 2011. Modifica por el autor.

1.3.3 Geología del Petróleo. A continuación se presenta una descripción de los componentes del sistema petrolífero identificado en el área del Bloque Buenavista.

1.3.3.1 Roca Generadora. En la Cuenca de la Cordillera Oriental, los datos geoquímicos de pozos y afloramientos, indican la presencia de materia orgánica húmica-terrestre de kerógeno tipo III, para toda la secuencia terciaria entre ellas las formaciones Concentración y Socha Superior, y materia orgánica de origen marino de kerógeno tipo II, con un Ro 0.55-0.7%, para la secuencia de Shales cretácicos entre ellos las formaciones Chipaque, Une y Tibasosa con un Ro de 0.7-1.3% .Los datos de madurez y los modelos geoquímicos indican que las rocas entran a ventana de generación alrededor de los 6500 pies de profundidad en las zonas más profundas de la zona.

En el área del Bloque Buenavista la Formación generadora, está constituida por rocas finogranulares con importante contenido de material orgánico de origen marino de Kerogeno tipo II, con un Ro aproximado de 0.6%, correspondiente a la Formación Chipaque, la cual encuentran en una etapa temprana de maduración y constituye la principal roca generadora.

1.3.3.2 Roca Reservorio. En la Cuenca de la Cordillera Oriental, las rocas reservorio corresponden con sucesiones de areniscas de origen fluvial intercaladas con lodolitas continentales que pertenecen a las formaciones Picacho y Socha Inferior. La secuencia cretácica, las rocas reservorio corresponden con areniscas de ambientes deltáicos a costeros de las formaciones Guadalupe.

En el área del Bloque Buenavista, se encuentran diferentes reservorios asociados ante todo a facies arenosas. Los principales reservorios identificados y probados hasta ahora han sido la Formación Monserrate con una porosidad de 16%, una permeabilidad de 1970 Md y un espesor neto petrolífero de 32 ft y la Formación Areniscas de Socha con una porosidad de 14%, una permeabilidad de 1700 Md y un espesor neto petrolífero de 50 ft.

1.3.3.3 Roca Sello. En la Cuenca de la Cordillera Oriental, las rocas con potencial de sello, corresponden a Shales marinos de las formaciones Guaduas, Los Pinos, Chipaque, y Une Medio. Estos Shales se encuentran intercalados con las areniscas de los niveles reservorio

En el área del Bloque Buenavista, la Formación Guaduas, compuesta en su parte más inferior por un segmento con predominio arcilloso, constituye el sello estratigráfico de la Formación Arenisca Tierna (Monserrate). En el caso de la Formación Areniscas de Socha, intervalos lodosos intraformacionales y las lutitas de la suprayacente Formación Arcillas de Socha actúan como rocas sello.

1.3.3.4 Trampa. Las trampas en la Cuenca de la Cordillera Oriental son principalmente estructurales, y están asociadas a fallas inversas que involucran el basamento, como resultado de la inversión de fallas normales pre-existentes. La más representativa es la Falla de Soapaga que divide el bloque en dos partes, el área occidental exhibe una tectónica de basamento controlada por fallas heredadas del Paleozoico Superior y del Jurásico Inferior. La parte oriental está afectada por fallas y pliegues del Terciario, los cuales reflejan como conjunto diferentes fases en la evolución andina.

La Falla de Soápaga supera los 5 Km. en la zona central del bloque, esta falla define una de las discontinuidades de mayor importancia en la Cordillera Oriental. En las diferentes secciones transversales esta falla se presenta como plano único. Sin embargo la falla desplaza el flanco fuertemente en algunas secciones de la zona. Esta constituye la falla más oriental de estos bloques y exhibe en su bloque colgante un sinclinal menor que afecta el basamento y sedimentos del Paleozoico al Cretácico Inferior.

En el Bloque Buenavista, los tipos de trampas esperados corresponden fallas inversas con vergencia. La formación de este tipo de trampas está asociada con las fases deformativas que dieron lugar a la Cordillera Oriental.

1.3.3.5 Migración. Estudios Geológicos realizados en el área determinaron que la migración tuvo momentos marcados por la elevación de la Cordillera Oriental y todos los movimientos generados en este evento. Dividiendo así el proceso en antes y durante de la elevación.

Los primeros aceites expulsados, en su ruta de migración, a partir de fallas, desde el Oeste tomando como punto de referencia el Valle Medio del Magdalena al Este en los Llanos Orientales, fueron llegando a las trampas existentes en ese tiempo en el Valle Medio y después estructuras de los Llanos Orientales haciendo el llenado de las mismas, representadas a lo largo de todo el territorio en areniscas basales del cenozoico de la formación Mirador.

Los eventos después de la elevación ocurrida en el Mioceno caracterizaron los aceites livianos, marcados por su alta evolución térmica en contraste con sus aceites expulsados anteriormente, pero se cree que pudo haber una mezcla con aceites tempranos. Lo que derivó en que los volúmenes de hidrocarburos expulsados fueran menores.

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO

La historia de producción del Campo Corrales data del año 2011 cuando se declaró su comercialidad, hasta Abril de 2016, dejando hasta el momento una producción acumulada de 2'500.00 BO.

1.4.1 Número de pozos. El Campo Corrales, cuenta con siete (7) pozos actualmente. La **Tabla2** los relaciona e indica el mecanismo de producción.

Tabla2. Pozos actuales Campo Corrales

Pozos Actuales Campo Corrales					
Nombre del pozo	Clasificación	Tipo	Profundidad	Método de Producción	Estado Actual
Corrales 1-1	Productor	Vertical	5990.03	Bombeo Electrosumergible	Inactivo
Corrales 1D	Productor	Vertical	6268	Flujo Natural	Activo
Corrales 2	Productor	Vertical	6240	Flujo Natural	Inactivo
Corrales 3	Productor	Vertical	9281	Bombeo de Cavidades Progresivas	Activo
Corrales 4	Productor	Vertical	5783.65	Bombeo de Cavidades Progresivas	Inactivo
Corrales 5	Productor	Vertical	6109	Flujo Natural	Activo
Corrales 6	Productor	Vertical	6184	Bombeo de Cavidades Progresivas	Activo

1.4.2 Tiempo de Producción. El tiempo de producción para el Campo Corrales data desde 1990, hasta Febrero de 2016, en donde algunos pozos productores del campo fueron inactivados. Siendo así el campo cuenta con 26 años de producción.

Corrales 1D entró a producción el 06 de Febrero del 2011, de la Formación Monserrate, con una producción acumulada de aproximadamente de 1'400.000 barriles de aceite en 1.100 días con 25 °API.

Corrales 1-1 entró a producción el 17 de Julio del 2012, de la Formación Monserrate, con una producción acumulada de aproximadamente de 570.000 barriles de aceite en 1.200 días con 24.6 °API.

Corrales 2 no entró a producción, debido a que en las pruebas iniciales mostro un 100% de BSW. Por lo que se decidió aislar los intervalos y dejar el pozo para probar otras zonas de interés.

Corrales 3 entró a producción en 18 de Diciembre de 2011, de la Formación Socha, con una producción acumulada de aproximadamente de 330.000 barriles de aceite en 950 días con 15 °API.

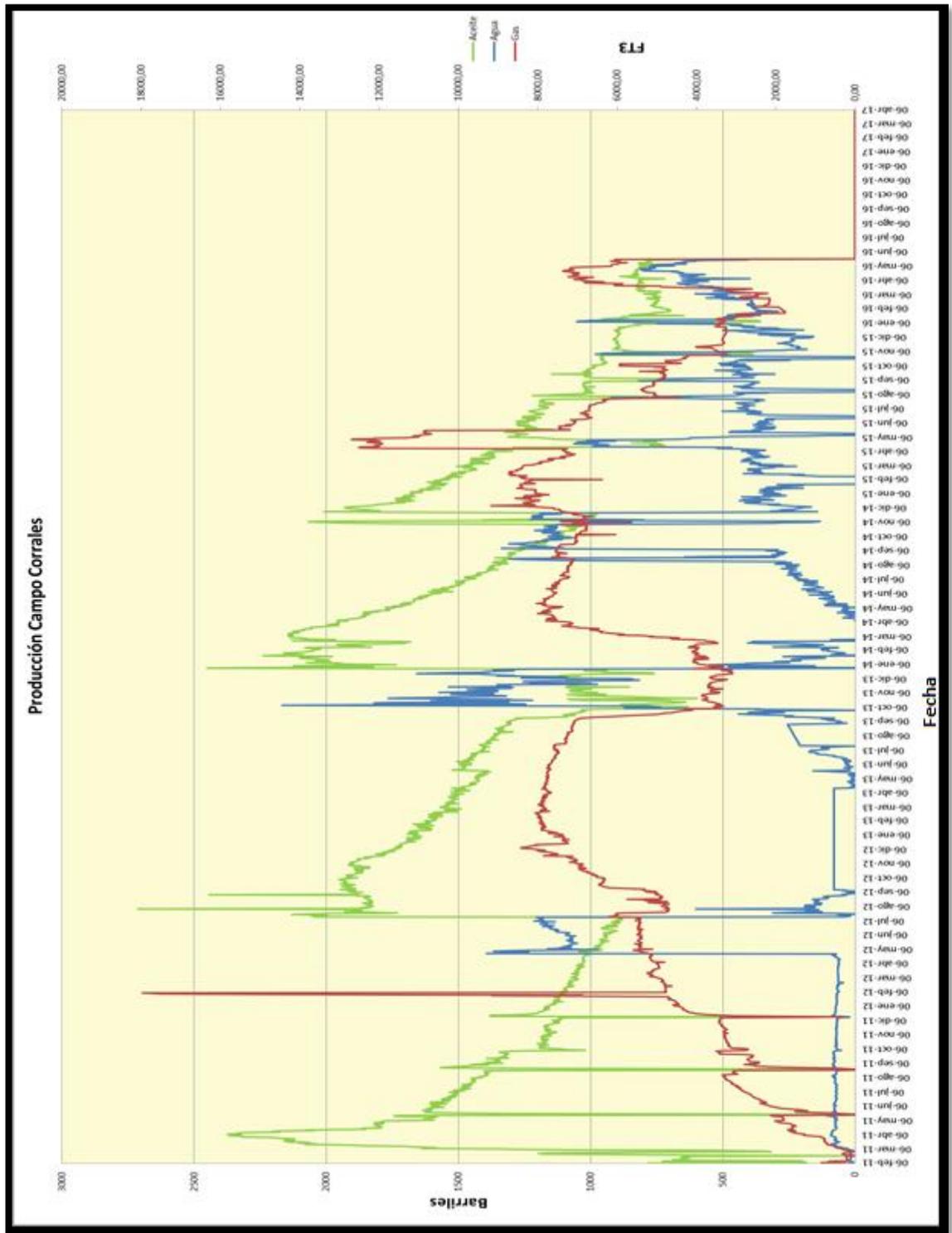
Corrales 4 entró a producción el 15 de Diciembre de 2012, de la Formación Monserrate, con una producción acumulada de aproximadamente 1.000 barriles de aceite en 30 días con 24 °API.

Corrales 5 entró a producción el 28 Diciembre de 2013, de la Formación Monserrate, con una producción acumulada de aproximadamente 320.000 barriles de aceite en 750 días con 24.8 °API.

Corrales 6 entró a producción el 03 de Noviembre de 2014, de la Formación Monserrate, con una producción acumulada de aproximadamente 2'300.000 barriles de aceite en 470 días con 24.6 °API.

1.4.2 Producción del Campo. La **Gráfica1** recopila la información de producción acumulada del Campo Corrales. Por disponibilidad de la información esta inicia a partir del 06 de Febrero del 2011 hasta el 06 de Febrero de 2016, donde la producción se ve afectada en puntos donde algunos pozos fueron cerrados por su baja productividad, y una mejoría en donde se inició la producción en los pozos perforados, dejando actualmente una producción diaria aproximada de 1800 barriles de fluido, con un BSW del 0.43%, dejándonos una producción de crudo aproximada de 800 barriles, provenientes de los pozos activos.

Grafica 1. Historia de Producción Campo Corrales



Fuente. UNION TEMPORAL OMEGA ENERGY AREA DE PRODUCCIÓN.

1.4.3 Características del Yacimiento. La caracterización de los yacimientos para el Campo Corrales se aprecia en la **Tabla 3 y Tabla 4**, a partir de los resultados de pruebas extensas cotejadas en las diferentes perforaciones de los pozos.

Tabla 3.Caracterización de Yacimiento Formación Monserrate

Formación Monserrate	
Parámetros	Valor
Saturación	Aceite con invasión de agua
So; %	85
Sw; %	15
Rw, Ohm/m	300
Porosidad, %	16
Permeabilidad, mD	1970
Temperatura de yacimiento, °f	150
Espesor neto petrolífero, ft	32
Presión de formación, Psi	2570
Gradiente de presión de formación, Psi/ft	0,4112
Coeficiente de productividad actual, Bpd/Psi	2,5
Tipo de reservorio	Areniscas
Radio de influencia del pozo, ft	1312

Tabla 4.Caracterización de Yacimiento Formación Socha

Formación Socha	
Parámetros	Valor
Saturación	Aceite con invasión de agua
So; %	75
Sw; %	25
Rw, Ohm/m	200
Porosidad, %	14
Permeabilidad, mD	1700
Temperatura de yacimiento, °f	120
Espesor neto petrolífero, ft	50
Presión de formación ft, Psi	1225
Gradiente de presión de formación, Psi/ft	0,1319
Coeficiente de productividad actual, Bpd/Psi	0,45
Tipo de reservorio	Areniscas
Radio de influencia del pozo, ft	1312

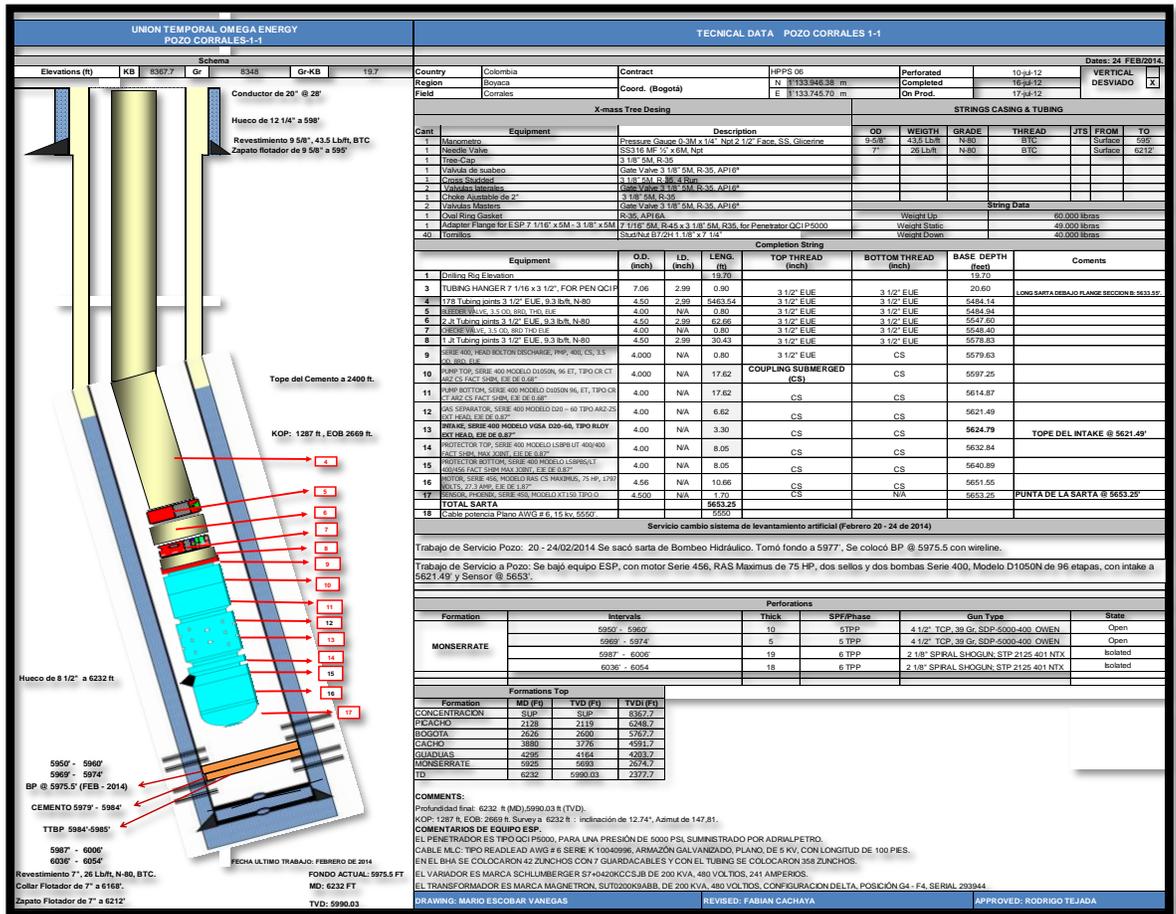
2. INFORMACIÓN DE LOS POZOS Y CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS

En busca de la recuperación de producción en un pozo, se opta por instalar un Sistema de Levantamiento Artificial, el cual dependerá de las características de los fluidos del yacimiento, así como del estado mecánico de cada uno, ya que serán sus limitantes a la hora de evaluarlo, a continuación se describen los estados mecánicos de los pozos, y las características de los fluidos que en ellos se extrae.

2.1 ESTADOS MECANICOS

2.1.1 Corrales 1-1. A Continuación se presenta la **Figura4**. Que muestra el estado mecánico actual del pozo, y la **Tabla5**. Que relaciona sus elementos principales.

Figura4. Estado Mecánico Pozo Corrales 1-1



Fuente. UNIÓN TEMPORAL OMEGA ENERGY.

Tabla5. Aspectos relevantes Pozo Corrales 1-1.

Corrales 1-1		
Tubería de Producción	Tipo	N-80
	Diametro	3.5 in
	Profundidad	5653.25 ft
	Peso	9 Lb/ft
Tubería de Revestimiento	Tipo	N-80
	Diametro	7 in
	Profundidad	6212 ft
	Peso	26 Lb/ft
Metodo de Levantamiento	El pozo posee una bomba electrosumergible la cual se encuentra sin funcionamiento actualmente.	

Fuente. UNION TEMPORAL OMGA ENERGY

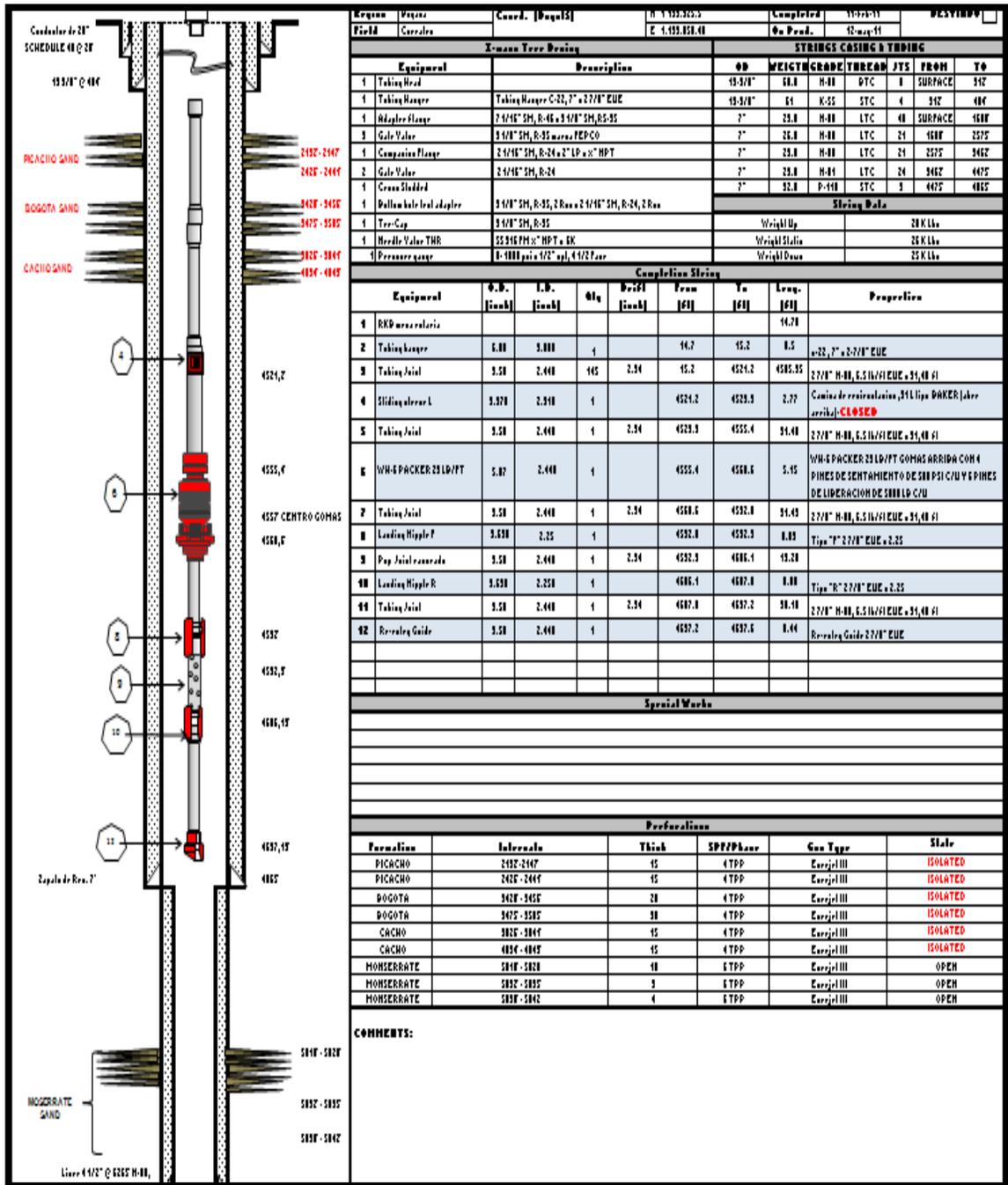
2.1.2 Corrales 1D. A Continuación se presenta la **Figura5.** Que muestra el estado mecánico actual del pozo, y la **Tabla6.** Que relaciona sus elementos principales:

Tabla6. Aspectos relevantes Pozo Corrales 1D.

Corrales 1D		
Tubería de Producción	Tipo	N-80
	Diametro	2.875 in
	Profundidad	4637.6 ft
	Peso	6.5 Lb/ft
Tubería de Revestimiento	Tipo	N-80
	Diametro	7 in
	Profundidad	4865 ft
	Peso	26 Lb/ft
Liner	Tipo	N-80
	Diametro	4.5 in
	Profundidad	6265 ft
	Peso	11.6 Lb/ft
Metodo de Levantamiento	El pozo actualmente produce por flujo natural.	

Fuente. UNION TEMPORAL OMEGA ENERGY

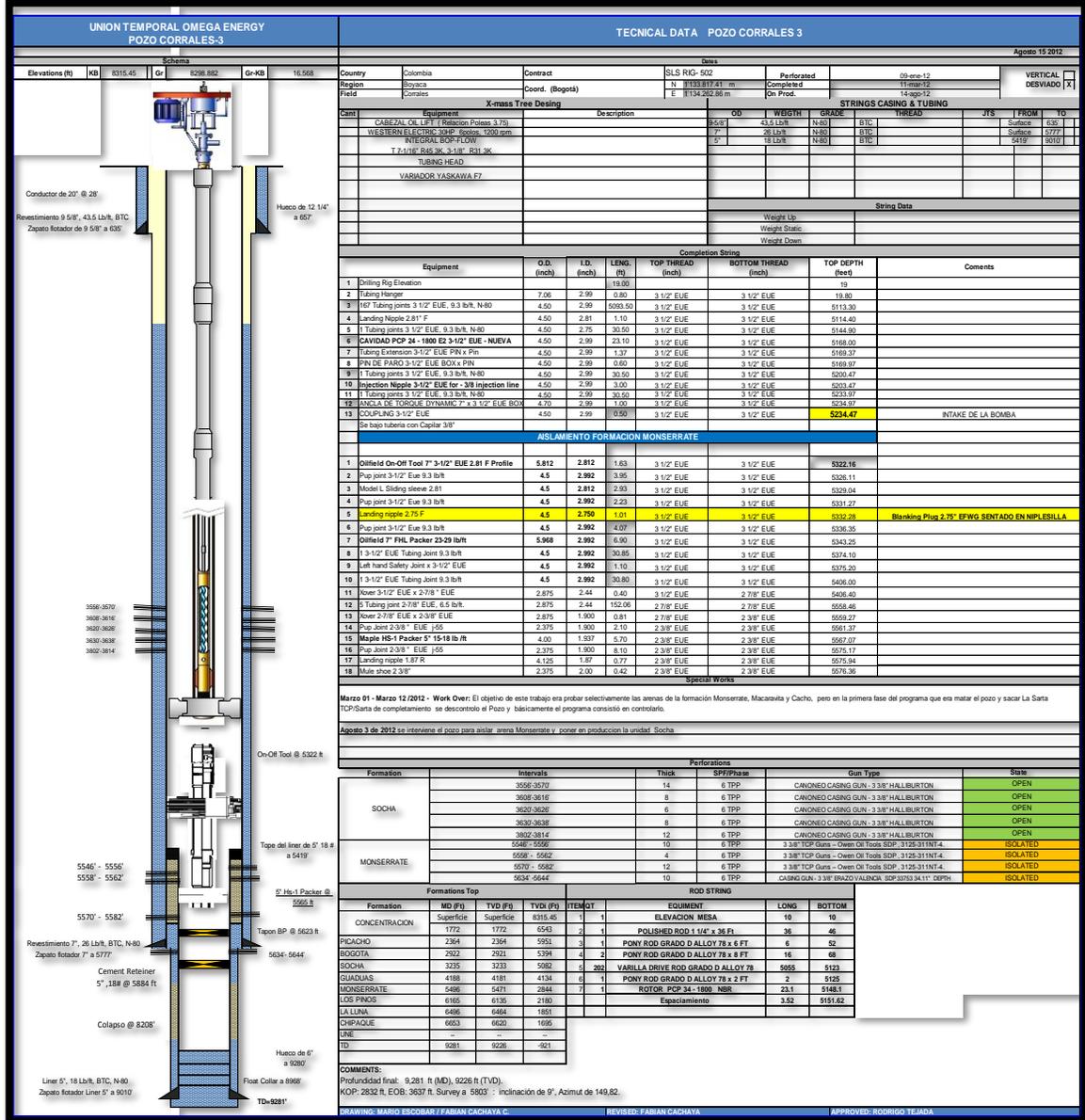
Figura5. Estado Mecánico Pozo Corrales 1D



Fuente. UNIÓN TEMPORAL OMEGA ENERGY

2.1.3 Corrales 3. A Continuación se presenta la **Figura6**. Que muestra el estado mecánico actual del pozo, y la **Tabla7**. Que relaciona sus elementos principales:

Figura6. Estado Mecánico Pozo Corrales 3



Fuente. UNIÓN TEMPORAL OMEGA ENERGY

Tabla7. Aspectos relevantes Pozo Corrales 3.

Corrales 3		
Tubería de	Tipo	N-80
Producción	Diametro	3.5 in
	Profundidad	5234.47 ft
	Peso	9.3 Lb/ft
Tubería de	Tipo	N-80
Revestimiento	Diametro	7 in
	Profundidad	5777 ft
	Peso	26 Lb/ft
Liner	Tipo	N-80
	Diametro	5 in
	Profundidad	9010 ft
	Peso	18 Lb/ft
Metodo de Levantamiento	El pozo posee una bomba de cavidades progresivas la cual se encuentra en funcionamiento actualmente.	

Fuente. UNION TEMPORAL OMEGA ENERGY

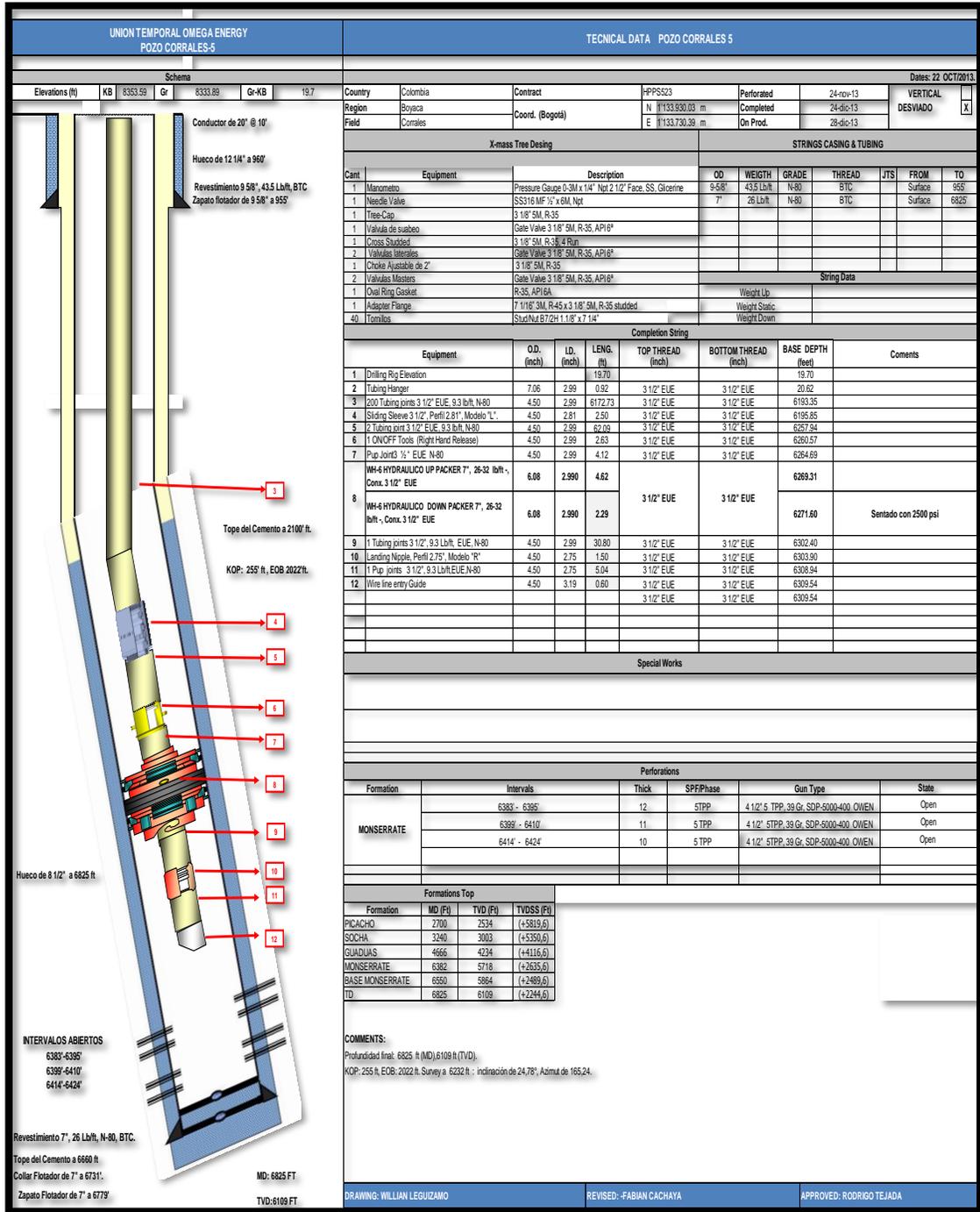
2.1.4 Corrales 5. A Continuación se presenta la **Figura7.** Que muestra el estado mecánico actual del pozo, y la **Tabla8.** Que relaciona sus elementos principales:

Tabla8. Aspectos relevantes Pozo Corrales 5.

Corrales 5		
Tubería de	Tipo	N-80
Producción	Diametro	3.5 in
	Profundidad	6309.54 ft
	Peso	9.3 Lb/ft
Tubería de	Tipo	N-80
Revestimiento	Diametro	7 in
	Profundidad	6779 ft
	Peso	26 Lb/ft
Metodo de Levantamiento	El pozo actualmente produce por flujo natural.	

Fuente. UNION TEMPORAL OMEGA ENERGY

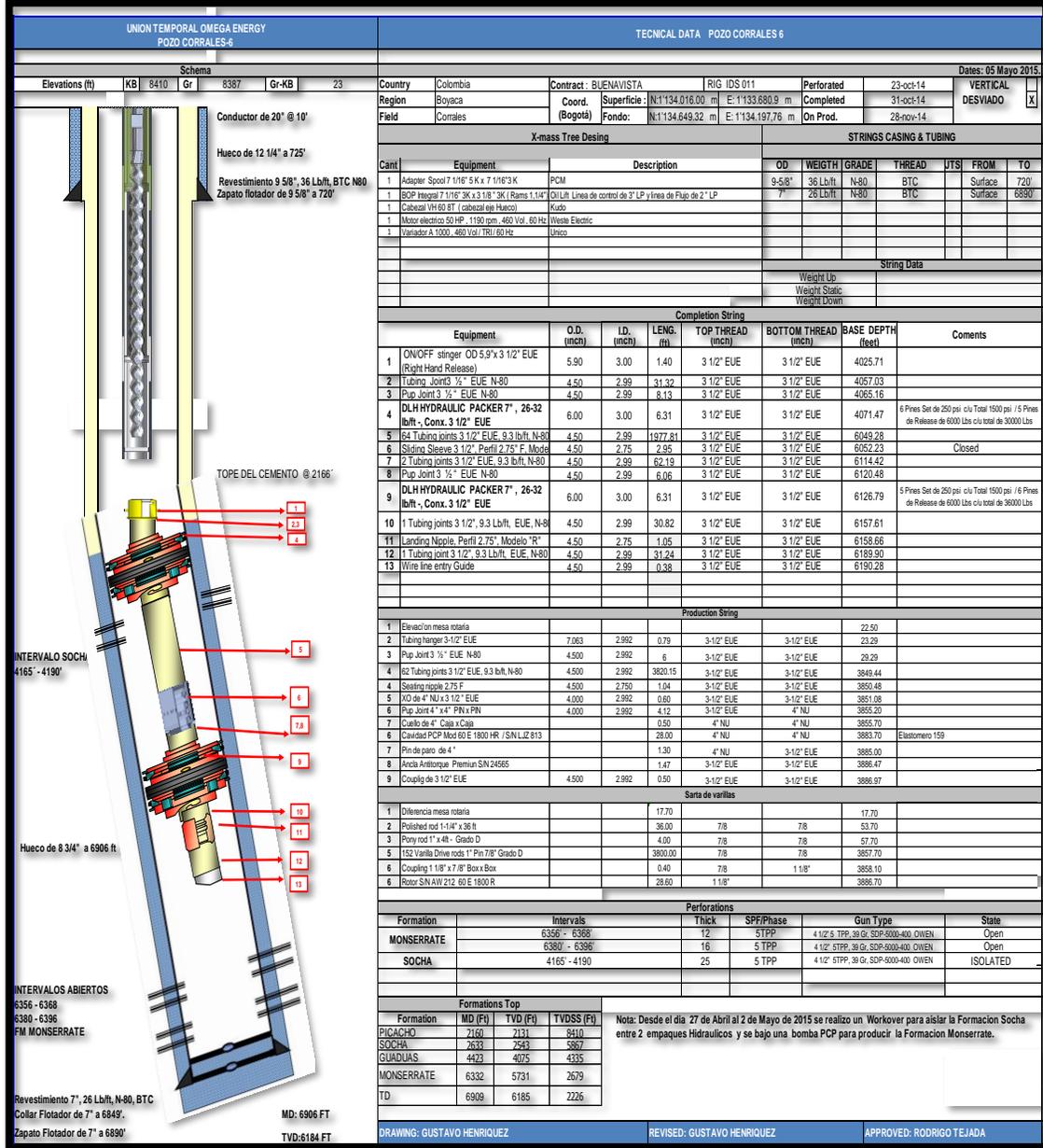
Figura7. Estado Mecánico Pozo Corrales 5



Fuente. UNIÓN TEMPORAL OMEGA ENERGY

2.1.5 Corrales 6. A Continuación se presenta la **Figura8**. Que muestra el estado mecánico actual del pozo, y la **Tabla9**. Que relaciona sus elementos principales:

Figura8. Estado Mecánico Pozo Corrales 6



Fuente. UNIÓN TEMPORAL OMEGA ENERGY

Tabla9. Aspectos relevantes Pozo Corrales 6.

Corrales 6		
Tubería de	Tipo	N-80
Producción	Diametro	3.5 in
	Profundidad	6190.28 ft
	Peso	9 Lb/ft
Tubería de	Tipo	N-80
Revestimiento	Diametro	7 in
	Profundidad	6890 ft
	Peso	26 Lb/ft
Metodo de Levantamiento	El pozo posee una bomba de cavidades progresivas la cual se encuentra en funcionamiento actualmente.	

Fuente. UNION TEMPORAL OMEGA ENERGY

2.2 CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS

Actualmente el Campo Corrales se encuentra produciendo de dos formaciones. Los pozos Corrales 1-1, Corrales 1D, Corrales 5 y Corrales 6 producen de la formación "Monserrate" y el pozo Corrales 3 de la formación Socha. Basado en un análisis de caracterización de crudo a nivel de yacimiento, se encontró las principales características de los fluidos producidos en cada una de las formaciones.

2.2.1 Formación Arenisca Tierna (Monserrate). A continuación se presenta las características principales promedio del crudo y gas de la formación Arenisca Tierna (Monserrate) relacionadas en la **Tablas 10,11**.

Tabla10. Caracterización Crudo Formación Monserrate

Formación "Monserrate"		
Características/Intervalo	Monserrate	Unidades
Gravedad API	24,6	°API
Densidad a 15.5 °C	0.907	g/ml

Tabla11. Cromatografía del Gas Formación Monserrate.

Cromatografía del Gas Corrales		
Formula	Componente	Porcentaje Molar
CO2	Dióxido de Carbono	0,91
N2	Nitrógeno	6,98
C1	Metano	88,23
C2	Etano	1,61
C3	Propano	1,04
i-C4	Iso Butano	0,61
n-C4	Neo Butano	0,32
i-C5	Iso Pentano	0,12
n-C5	Neo Pentano	0,01
C6	Hexano	0,09

Características		Unidades
Gravedad Especifica (14.7 psi / 60F)	0,6311	Adimensional
Densidad Gas Ideal	0,7691	Kg/m3
Factor de Compresibilidad	0,9591	Adimensional
H2S	2	PPM

2.2.2 Formación Socha. A continuación se presenta la **Tabla12.** que relaciona las características principales promedio del crudo de la formación Socha. Para el gas no se presenta, debido a que su producción es despreciable, por lo que no se le hace un análisis, ni seguimiento.

Tabla12. Características Crudo Formación Socha

Formación Socha Corrales 3			
Características/Intervalo	Socha Superior	Socha Inferior	Unidades
Gravedad API	15.12	13.24	API
Densidad a 15.5 °C	0.9643	0.9767	g/ml
BSW	0	9	%
Viscosidad Cinemática a 40 °C	1203	4484	cSt
Viscosidad Cinemática a 50 °C	625	1776	cSt
Salinidad	7.35	45.8	PTBs

2.3 HISTORIA DE PRODUCCIÓN POR POZO

2.3.1 Corrales 1-1. El pozo Corrales 1-1, fue perforado como pozo de exploración con el fin de evaluar como objetivo primario la Formación Monserrate. El inicio de la perforación del pozo fue el 25 de Junio del 2012, con una duración total de 13 días, culminando el 7 de Julio del mismo año, la profundidad total alcanzada fue de 6232 ft (MD). La **Tabla13.** concentra la información de intervalos cañoneados.

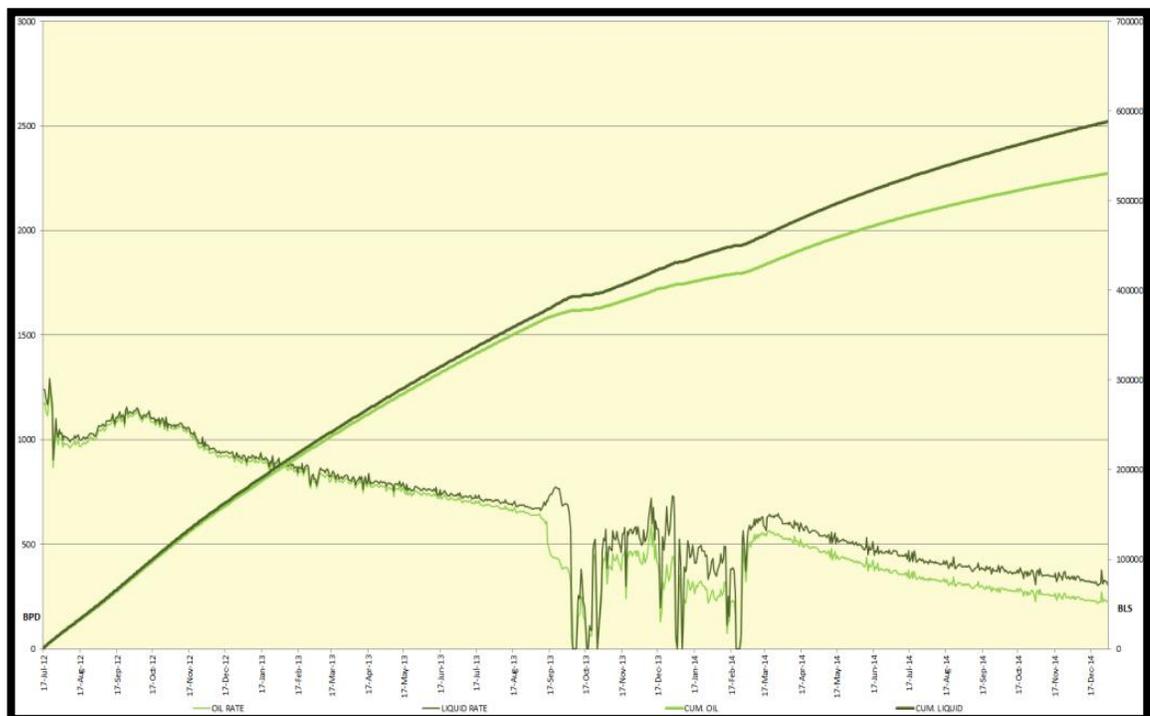
Tabla13. Información de Perforación Pozo Corrales 1-1

Corrales 1-1			
Intervalos Cañoneados	Profundidad (ft)	Formación	Información
1	5950 - 5960	Monserrate	Inicialmente fueron cañoneados estos intervalos superiores de la Formación Monserrate, el pozo fue abierto flujo natural y se comenzó a producir en diversos intervalos de tiempo, para probar el potencial del mismo, siendo sometido a un incremento de aperturas de chokes. A partir de allí, el pozo mostró un comportamiento normal en su tasa de petróleo, influenciado por la declinación natural del mismo.
2	5969 - 5974	Monserrate	
3	5987 - 6006	Monserrate	El 18 de Octubre del 2013 se decidió dar apertura a la Formación Monserrate,
4	6036 - 6054	Monserrate	infrayacentes a las abiertas a producción, y fueron cañoneados estos intervalos; el pozo se completó con unidad de bombeo hidráulico y fue abierto a producción.

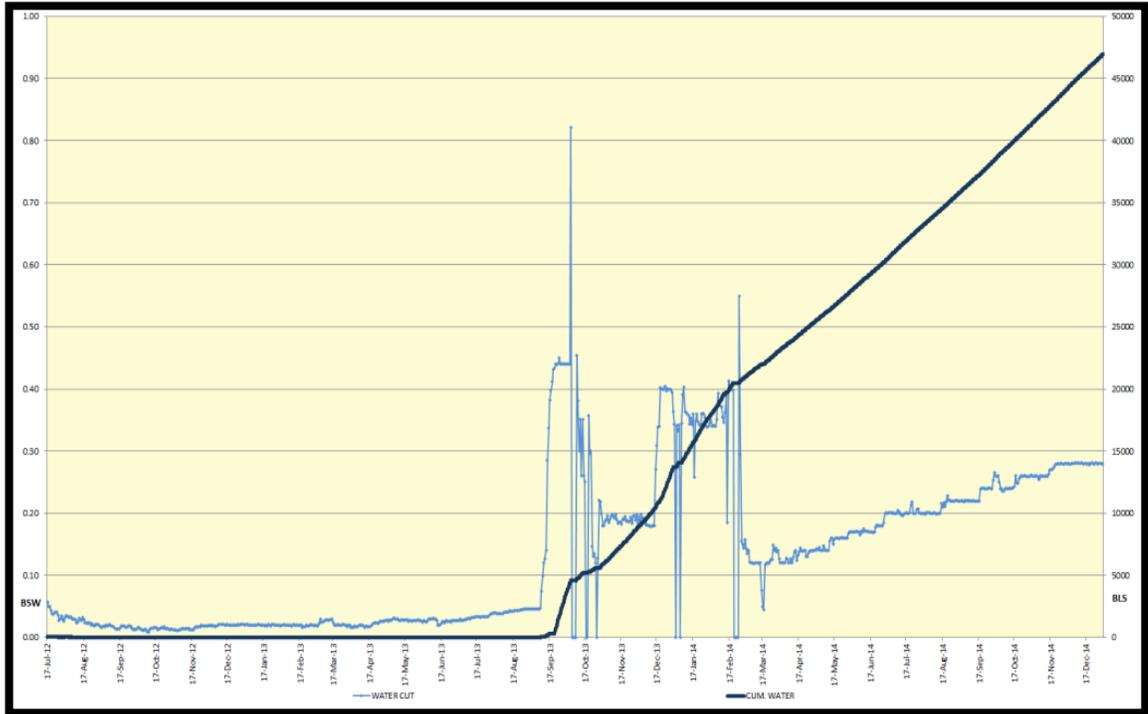
En febrero del 2014, y debido al comportamiento del pozo, se decidió realizar un Workover con el objetivo de aislar las zonas ofensoras de agua (intervalos inferiores) y además cambiar el sistema de levantamiento de UBH a bombeo electrosumergible, las actividades de reparación culminaron el 25 de Febrero del 2014 y el pozo fue abierto a producción, debido a su comportamiento se decide apagar la bomba y dejar el pozo en flujo natural.

A continuación se presentan las **Gráficas 2, 3, 4** con la historia de producción, corte de agua, y relación gas petróleo del pozo Corrales 1-1. Así mismo la **Tabla14.** como resumen de los datos relevantes de producción.

Gráfica2. Tasa de Producción Diaria y Acumulados de Petróleo y Líquidos Totales, Corrales 1-1



Gráfica3. Corte de Agua y Acumulado Total de Agua, Corrales 1-1.



Gráfica4. Relación Gas – Aceite y Acumulado Total de Gas, Corrales 1-1.

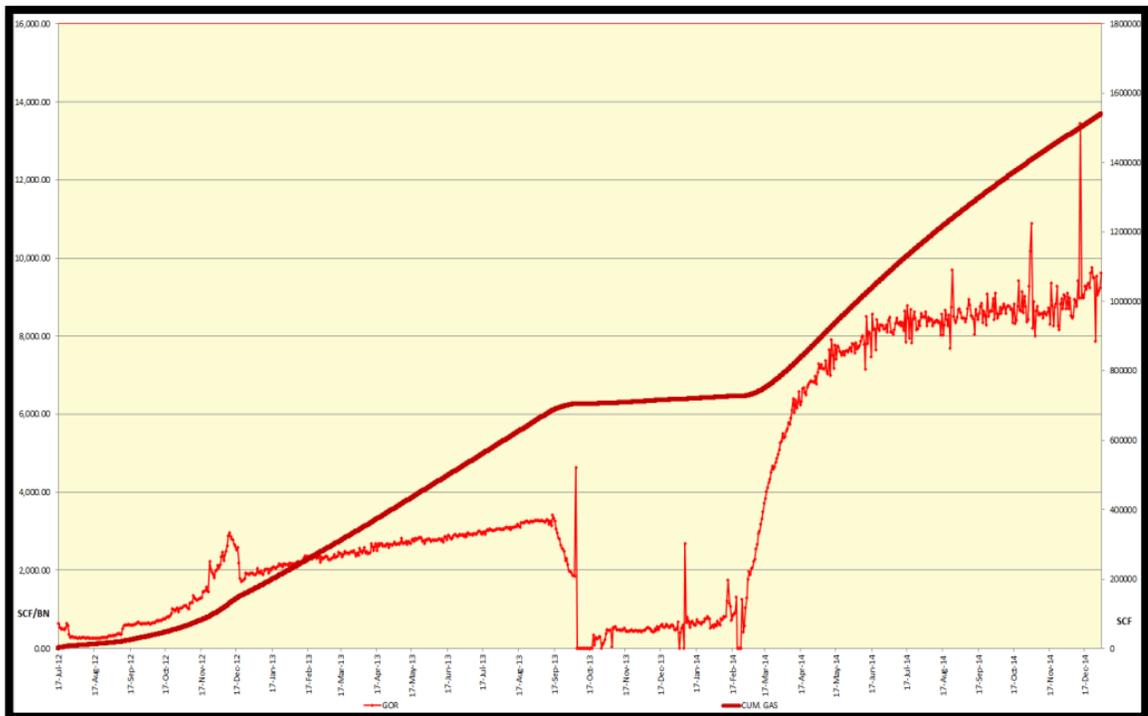


Tabla14. Resumen de Producción Pozo Corrales 1-1.

Corrales 1-1	
Dato	
Producción Aceite Actual (BN/DIA)	245
Producción Aceite Acumulada (BN)	530313
Corte de Agua Actual	0.40
Producción de Agua Acumulada (BBL)	1550000
Relación Gas Aceite Actual (PCN/BN)	8000
Acumulado Total de Gas (MSCF)	1538573

2.3.2 Corrales 1D. Según el programa de exploración y evaluación establecido por la UTOE, y con el objeto de probar la Formación Monserrate como una formación almacenadora y con posible producción, se decidió profundizar el pozo Corrales 1D (previamente perforado por Esso en el año 1990). La **Tabla15.** concentra la información de intervalos cañoneados.

Tabla15. Información de Perforación Pozo Corrales 1D.

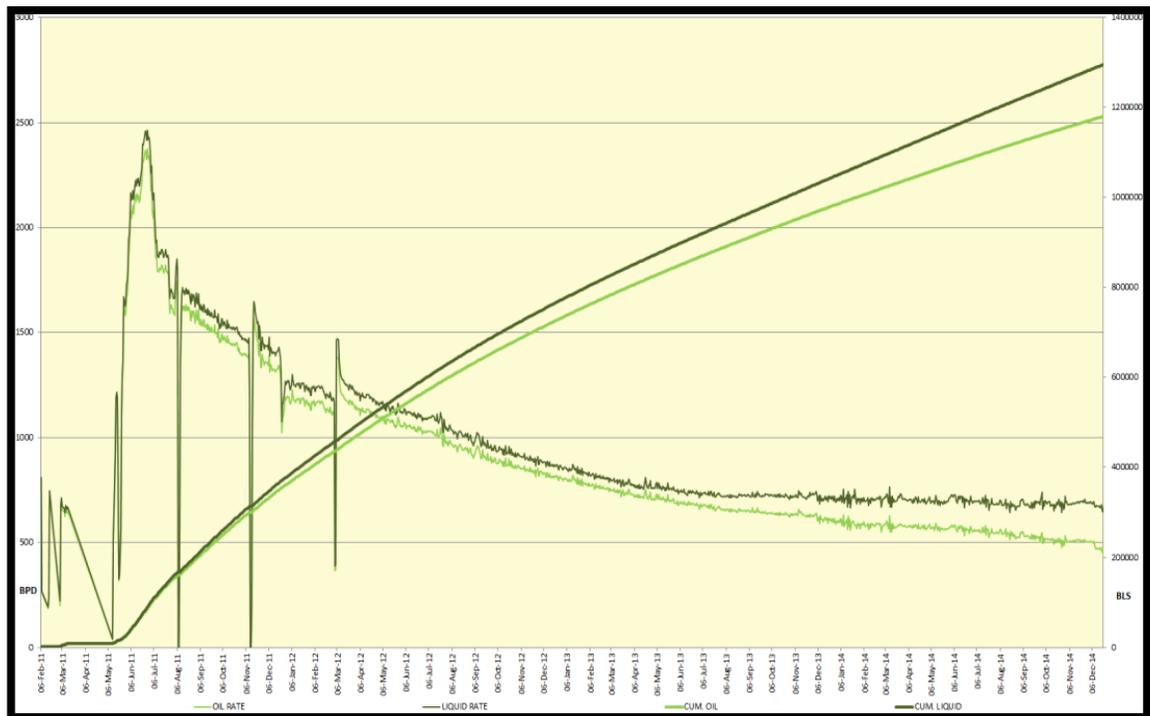
Corrales 1D			
Intervalos Cañoneados	Profundidad (ft)	Formación	Información
1	5818- 5828	Monserrate	La perforación inició el 5 de Enero del 2011, llegando a la profundidad de 6253', con un hoyo de 5 7/8", la sección de interés, mostro importantes saturaciones de hidrocarburos. Esto correspondiente a los estos intervalos cañoneados, en donde las pruebas resultaron exitosas, abriendo el potencial de producción en este yacimiento.
2	5832 - 5835	Monserrate	
3	5838 - 5842	Monserrate	

El pozo desde los inicios de su vida productiva fue sometido a incrementos paulatinos de chokes desde 22/64" hasta 46/64", e incrementó considerablemente la tasa de gas, por lo que es probable que volúmenes de la

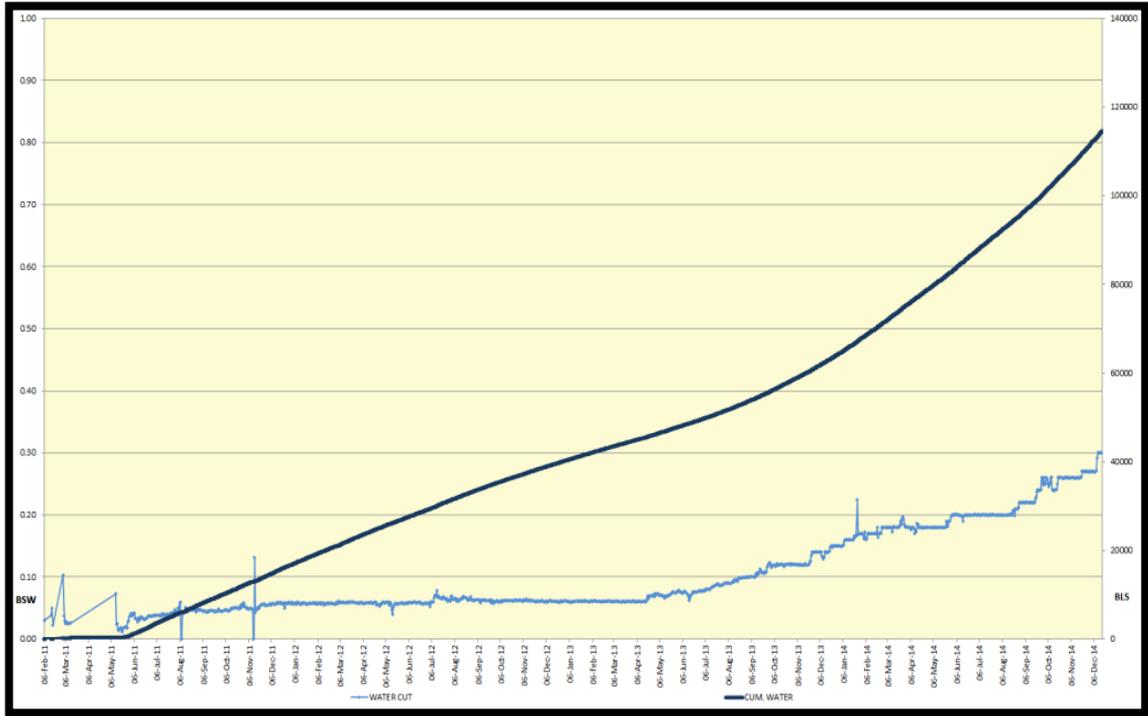
capa de gas se hayan canalizado a través del intervalo superior, de acuerdo a ello, se redujo el choke a 32/64 y allí ha permanecido desde agosto 2011 hasta la fecha con una producción acumulada de 1.17 MMBO y 5.2 MMMSCF

A continuación se presentan las **Gráficas 5, 6, 7** con la historia de producción, corte de agua, y relación gas petróleo del pozo Corrales 1D. Así mismo la **Tabla16**. como resumen de los datos relevantes de producción.

Gráfica5. Tasa de Producción Diaria y Acumulados de Petróleo y Líquidos Totales, Corrales 1D



Gráfica6. Corte de Agua y Acumulado Total de Agua, Corrales 1D



Gráfica7. Relación Gas – Aceite y Acumulado Total de Gas, Corrales 1D



Tabla16. Resumen de Producción Pozo Corrales 1D.

Corrales 1D	
Dato	
Producción Aceite Actual (BN/DIA)	480
Producción Aceite Acumulada (BN)	1184471
Corte de Agua Actual	0.48
Producción de Agua Acumulada (BBL)	110000
Relación Gas Aceite Actual (PCN/BN)	6900
Acumulado Total de Gas (MSCF)	5318087

2.3.3 Corrales 3. De acuerdo al plan de delineación del Campo y como parte de los compromisos adquiridos para la evaluación del área, se inicia la perforación del Pozo Corrales 3, el 14 de Noviembre del 2011 y finalizó el 09 de Enero del 2012.

El pozo llegó a una profundidad total de 9281´ (MD) y estructuralmente el pozo quedo 221´ más alto que el pozo Corrales – 1D, esta condición estructural permitió que según la evaluación petrofísica, de los registros tomados en el pozo, fuera identificada la capa de gas presente en la Formación Monserrate. La **Tabla17.** concentra la información de intervalos cañoneados.

Tabla17. Información de Perforación Pozo Corrales 3.

Corrales 3			
Intervalos Cañoneados	Profundidad (ft)	Formación	Información
1	5770- 5582	Monserrate	El pozo fue abierto a producción con unidad de Swab y no se observó una afluencia importante del pozo, evidenciando que el intervalo es de bajo potencial de producción petrolífero o que la afluencia del mismo está afectada por un daño producto de la actividad de perforación y completamiento.

Tabla17. Información de Perforación Pozo Corrales 3. (CONTINUACIÓN)

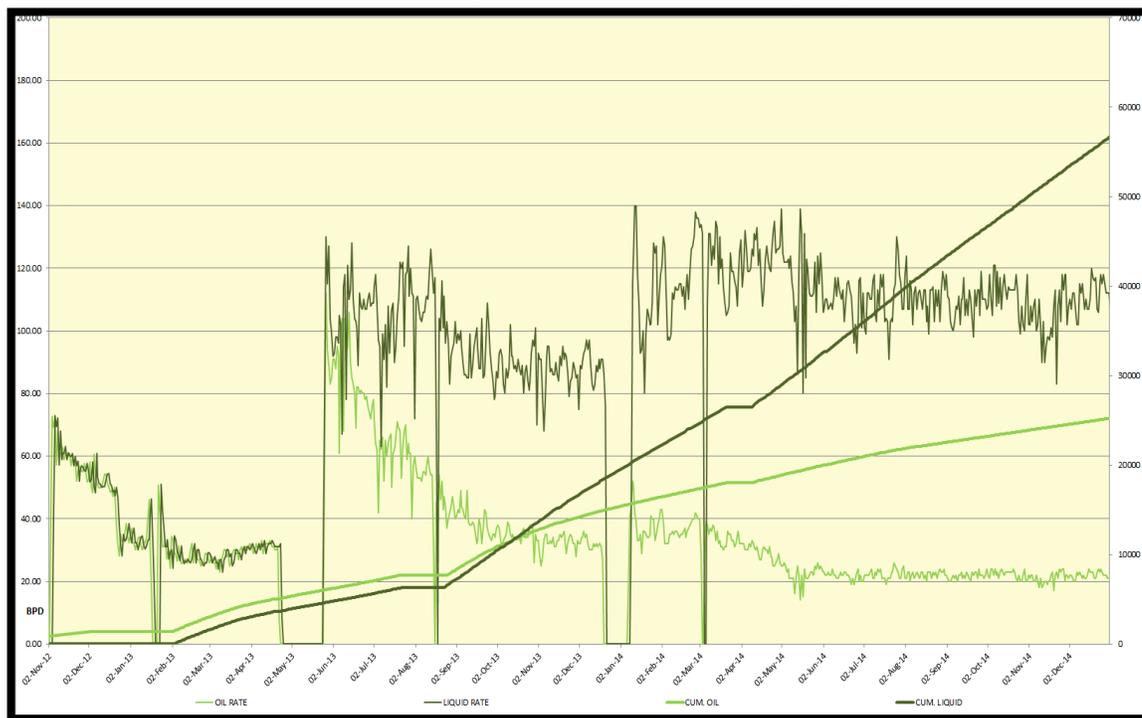
Intervalos Cañoneados	Profundidad (ft)	Formación	Información
2	5546 – 5556	Monserrate	Con la finalidad de probar el potencial de producción en las arenas saturadas con gas, se cañonearon 14 pies en la parte superior de la Formación Monserrate dividido en dos intervalos (Intervalo 2 y 3) , el pozo fue abierto en flujo natural y se logró recuperar gas y condensado .
3	5558 – 5562	Monserrate	Con la finalidad de probar el potencial de producción en las arenas saturadas con gas, se cañonearon 14 pies en la parte superior de la Formación Monserrate dividido en dos intervalos (Intervalo 2 y 3) , el pozo fue abierto en flujo natural y se logró recuperar gas y condensado .
4	5634 – 5644	Monserrate	En mayo del 2013, debido a una falla en el sistema de levantamiento artificial PCP, que requirió intervenir el pozo, fue propicia la oportunidad para planificar y realizar cañoneo adicional en este intervalo de la Formación Monserrate, el, se abrió el pozo a producción, con unidad de Swab.
5	3802 - 3814	Socha	El pozo fue cerrado a producción y con la finalidad de probar el potencial de producción de la Formación Socha, se cañoneó este intervalo, donde el pozo fue abierto a una prueba de producción el 10 de Agosto del 2012, con sistema artificial de levantamiento PCP.
6	3556 - 3570	Socha	Nuevamente el pozo fue cerrado a producción y el 02 de Noviembre del 2012, donde se realizó el cañoneo adicional de estos intervalo; luego el pozo se abrió a producción hasta que se estabilizo la tasa de en 30 BOPD.

Tabla17. Información de Perforación Pozo Corrales 3. (CONTINUACIÓN)

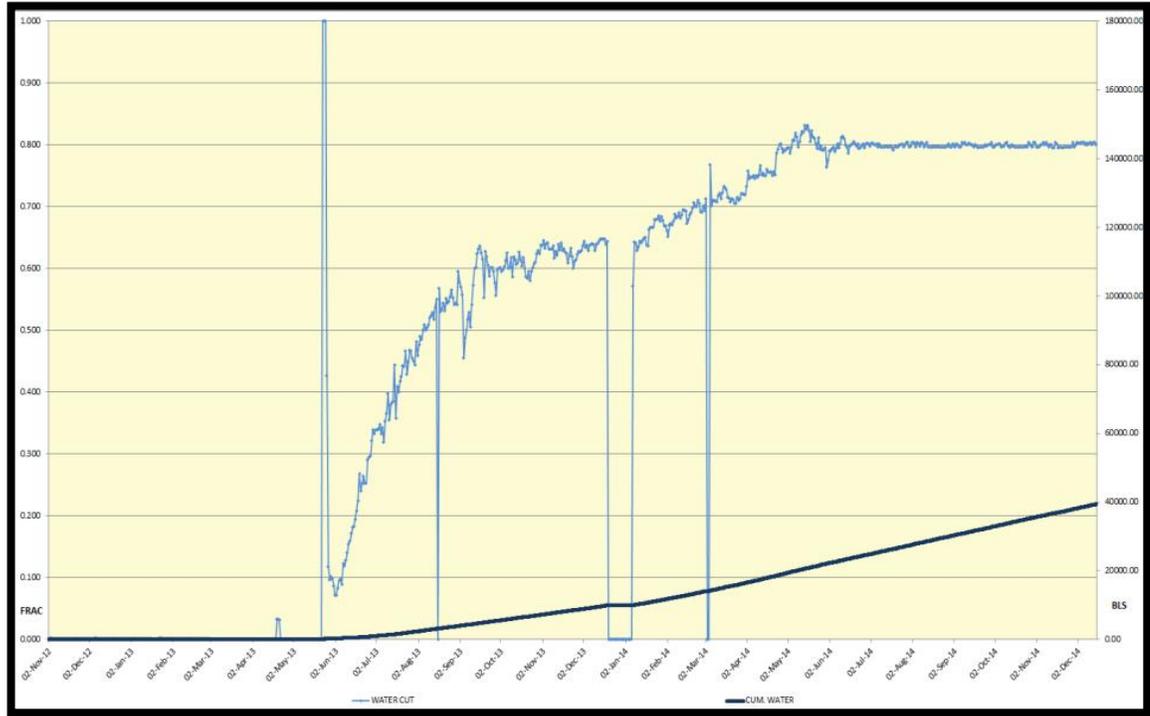
Intervalos Cañoneados	Profundidad (ft)	Formación	Información
7	3608 - 3616	Socha	Nuevamente el pozo fue cerrado a producción y el 02 de Noviembre del 2012, donde se realizó el cañoneo adicional de estos intervalos; luego el pozo se abrió a producción hasta que se estabilizó la tasa de en 30 BOPD. De acuerdo a los resultados desfavorables a nivel de la Formación Monserrate, se decidió aislar completamente dichas arenas (Intervalos 1,2,3,4) y abrir a producción las arenas previamente cañoneadas de la Formación Socha, pero en esta oportunidad, se abrieron las 5 arenas, incluyendo la arena inferior (Intervalo 5), y las 4 arenas superiores que estuvieron previamente en producción (Intervalos 6,7,8,9).
8	3620 - 3626	Socha	
9	3630 - 3638	Socha	

A continuación se presentan las **Gráficas 8, 9, 10** con la historia de producción, corte de agua, y relación gas petróleo del pozo Corrales 3. Así mismo la **Tabla18.** como resumen de los datos relevantes de producción.

Gráfica 8. Tasa de Producción Diaria y Acumulados de Petróleo y Líquidos Totales, Corrales 3



Gráfica9. Corte de Agua y Acumulado Total de Agua, Corrales 3



Gráfica10. Relación Gas – Aceite y Acumulado Total de Gas, Corrales 3

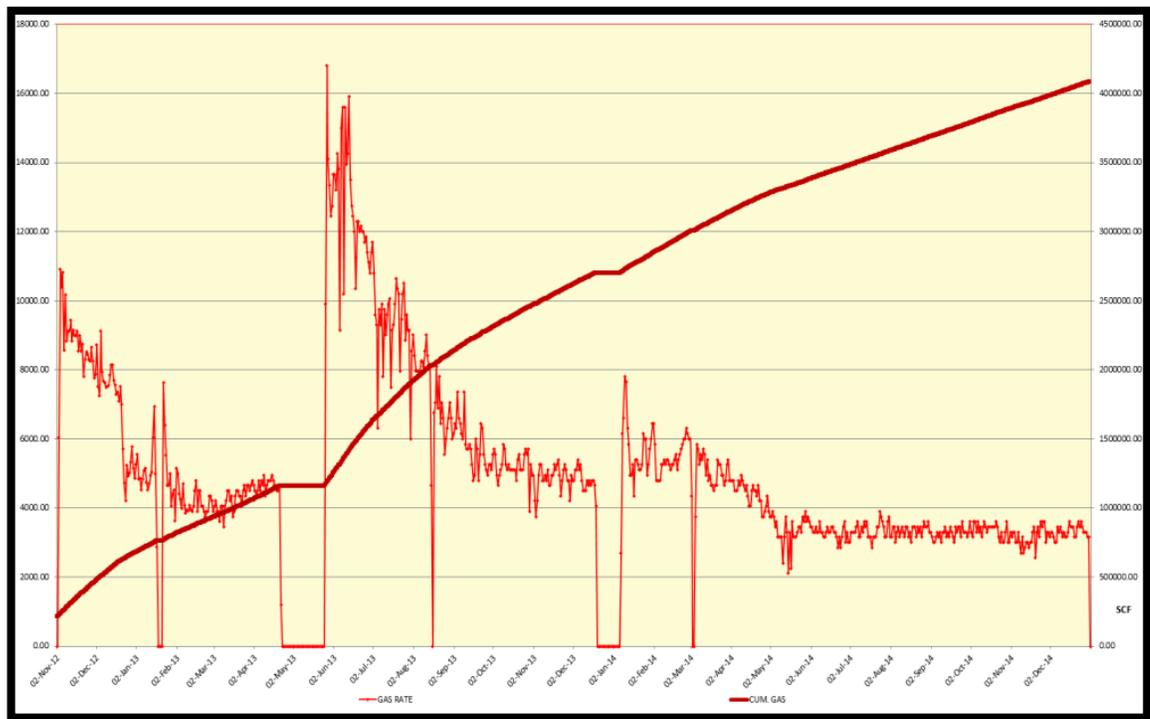


Tabla18. Resumen de Producción Pozo Corrales 3.

Corrales 3	
Dato	
Producción Aceite Actual (BN/DIA)	110
Producción Aceite Acumulada (BN)	27222
Corte de Agua Actual	0.9
Producción de Agua Acumulada (BBL)	40000
Relación Gas Aceite Actual (PCN/BN)	150
Acumulado Total de Gas (MSCF)	4083287

2.3.4 Corrales 5. El 24 de Noviembre del 2013, iniciaron las operaciones de perforación del pozo Corrales 5, con lo cual, se dio cumplimiento al plan y periodo de evaluación del Campo Corrales, según los compromisos adquiridos con la ANH.

La perforación del pozo se realizó con objetivo primario las arenas de la Formación Monserrate y alcanzó una profundidad total de 6825´ (MD), las actividades de perforación y completación del pozo culminaron el día 28 de Diciembre de 2013 (30 días de perforación y 5 días de completamiento). La **Tabla19.** concentra la información de intervalos cañoneados.

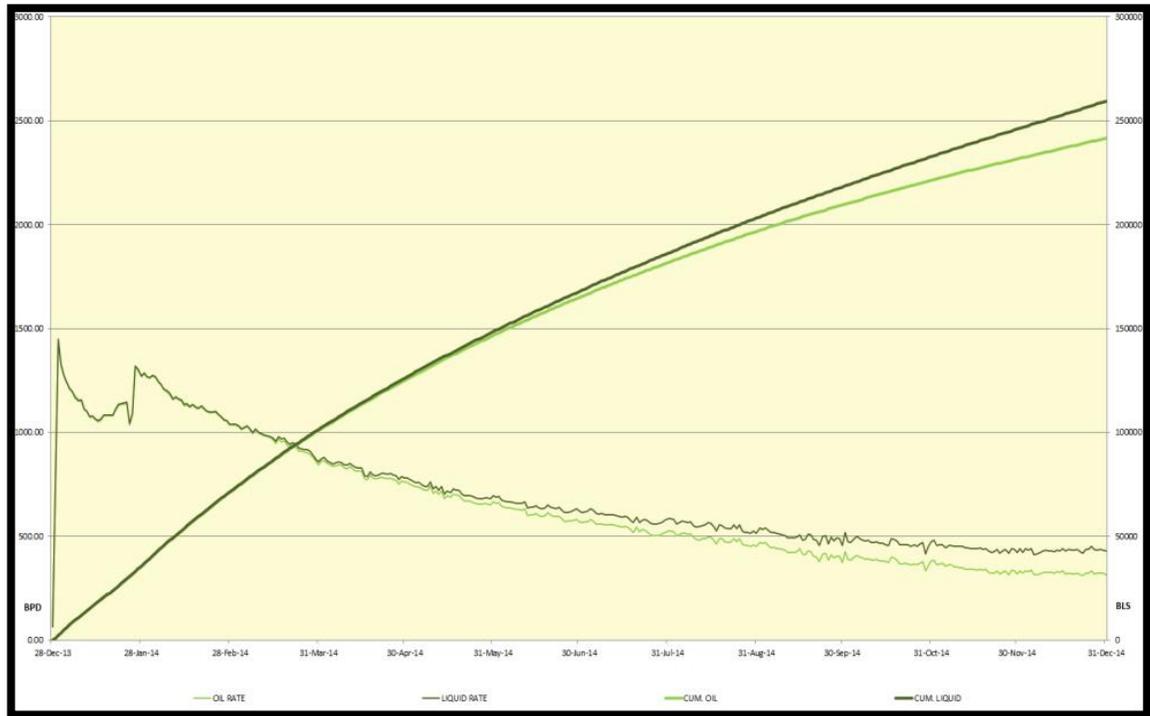
Tabla19. Información de Perforación Pozo Corrales 5.

Corrales 5			
Intervalos Cañoneados	Profundidad (ft)	Formación	Información
1	6383 – 6395	Monserrate	El pozo Corrales 5, fue cañoneado en 3 intervalos de la Formación Monserrate y abierto a producción el 28 de Diciembre del 2013.
2	6399 – 6410	Monserrate	
3	6414 – 6424	Monserrate	

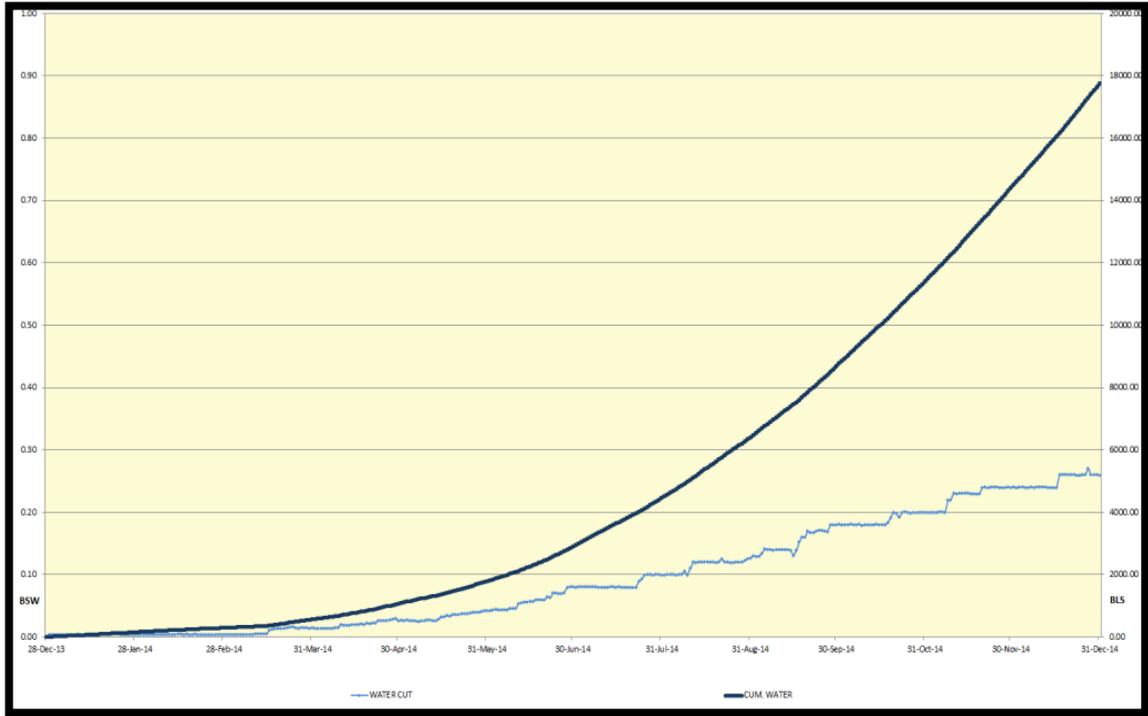
En los últimos meses, el pozo ha visto mermada su producción líquida, mientras que el gas ha aumentado notablemente, ya que el gas proveniente de la capa de gas se esté canalizando a través del intervalo superior, para lo cual se está evaluando la mejor alternativa de manejo para contrarrestar esta situación y que se vuelva a recuperar el potencial del pozo.

A continuación se presentan las **Gráficas 11, 12, 13** con la historia de producción, corte de agua, y relación gas petróleo del pozo Corrales 5. Así mismo la **Tabla20** como resumen de los datos relevantes de producción.

Gráfica11. Tasa de Producción Diaria y Acumulados de Petróleo y Líquidos Totales, Corrales 5



Gráfica12. Corte de Agua y Acumulado Total de Agua, Corrales 5



Gráfica13. Relación Gas – Aceite y Acumulado Total de Gas, Corrales 5

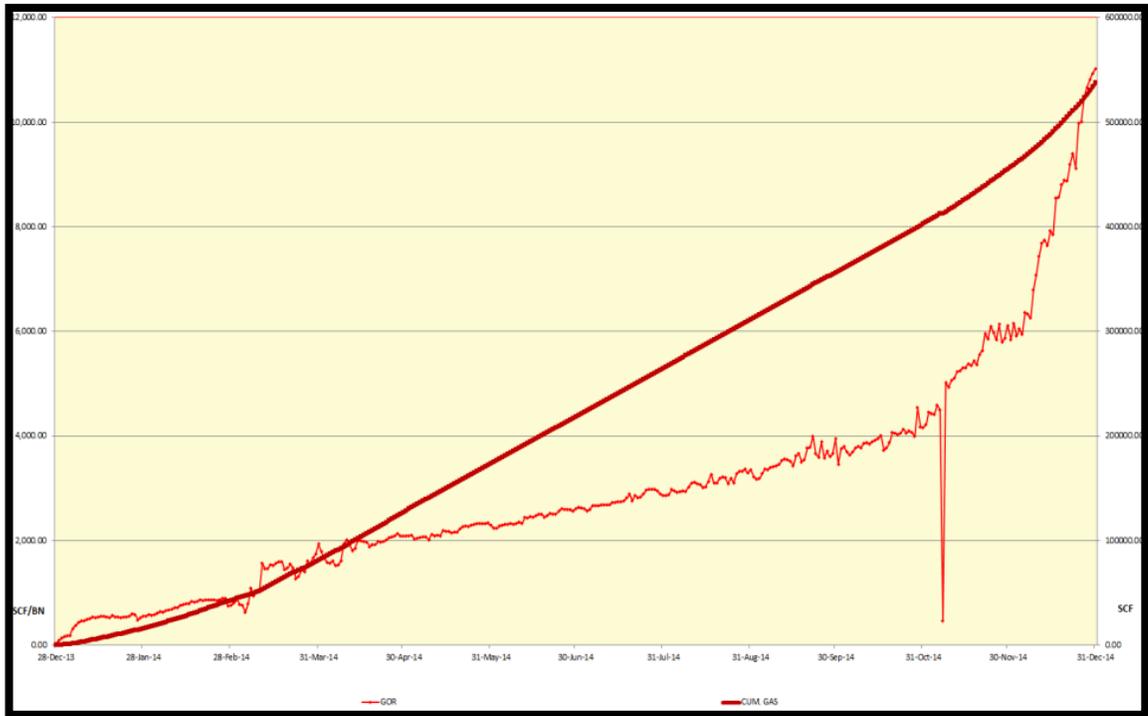


Tabla20. Resumen de Producción Pozo Corrales 5.

Corrales 5	
Dato	
Producción Aceite Actual (BN/DIA)	450
Producción Aceite Acumulada (BN)	241598
Corte de Agua Actual	0.50
Producción de Agua Acumulada (BBL)	18000
Relación Gas Aceite Actual (PCN/BN)	5000
Acumulado Total de Gas (MSCF)	537419

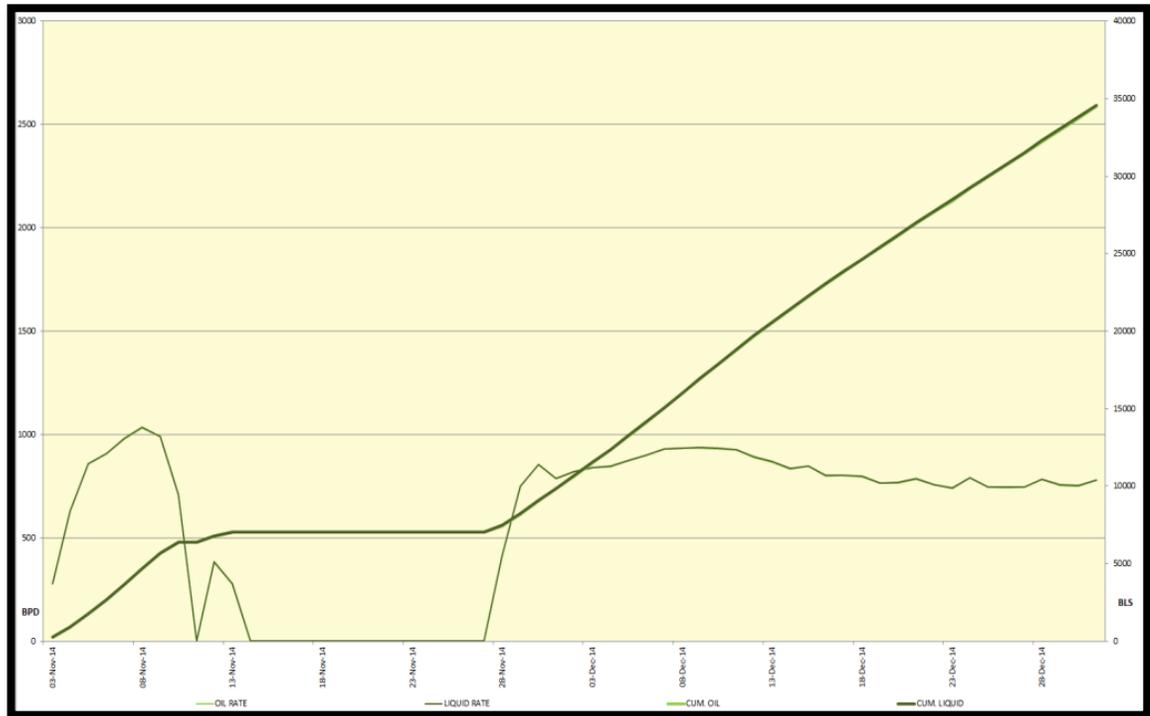
2.3.5 Corrales 6. El pozo Corrales – 6 ha sido el último pozo perforado y completado en el área, iniciaron las operaciones de perforación el día 01 de Octubre del 2014 y concluyeron el día 23 de Octubre del mismo año, con un total de 23 días de perforación llegando a una profundidad total de 6906´ (MD). Las actividades de completación incluyeron la corrida de un registro Check Shot con el fin de calibrar el modelo estructural del área (29 de Octubre del 2014), y el cañoneo de dos intervalos en la Formación Monserrate y uno en la Formación Socha, esta actividad se desarrolló desde el día 30 al 31 de Octubre del 2014. La **Tabla21.** concentra la información de intervalos cañoneados.

Tabla21. Información de Perforación Pozo Corrales 6.

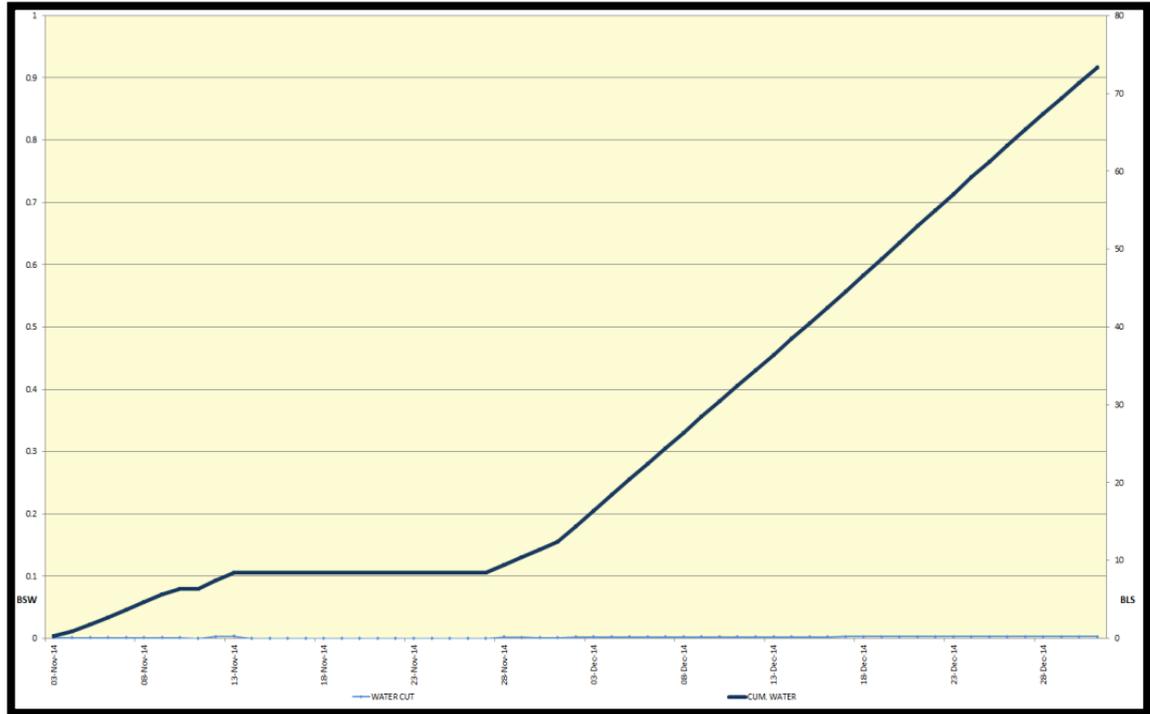
Corrales 6			
Intervalos Cañoneados	Profundidad (ft)	Formación	Información
1	6356 – 6368	Monserrate	El pozo fue completado sencillo selectivo, produciendo de la Formación Monserrate, las operaciones de Swab iniciaron el 02 de Noviembre del 2014, y con el objeto de determinar y validar parámetros claves para la interpretación de las condiciones estáticas y dinámicas del Yacimiento Monserrate (presión estática, geometría del yacimiento, índice de afluencia o productividad) fue diseñada una prueba Multitasa.
2	6380 – 6396	Monserrate	

A continuación se presentan las **Gráficas 14, 15,16** con la historia de producción, corte de agua, y relación gas petróleo del pozo Corrales 6. Así mismo la **Tabla22** como resumen de los datos relevantes de producción.

Gráfica14. Tasa de Producción Diaria y Acumulados de Petróleo y Líquidos Totales, Corrales 6



Gráfica15. Corte de Agua y Acumulado Total de Agua, Corrales 6



Gráfica16. Relación Gas – Aceite y Acumulado Total de Gas, Corrales 6



Tabla22. Resumen de Producción Pozo Corrales 6.

Corrales 6	
Dato	
Producción Aceite Actual (BN/DIA)	550
Producción Aceite Acumulada (BN)	34552
Corte de Agua Actual	0.12
Producción de Agua Acumulada (BBL)	70
Relación Gas Aceite Actual (PCN/BN)	450
Acumulado Total de Gas (MSCF)	321883

3. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Los Sistemas de Levantamiento Artificial, son equipos instalados para controlar los diferenciales de presión entre el yacimiento y el fondo del pozo, esto con el fin de aumentar el caudal de producción, y generar flujo hasta superficie, los Sistemas más comunes son el Bombeo Hidráulico Jet, Bombeo por Cavidades Progresivas, Bombeo Electrosumergible, Gas Lift, Plunger Lift y Bombeo Mecánico, los cuales se explicaran a continuación.

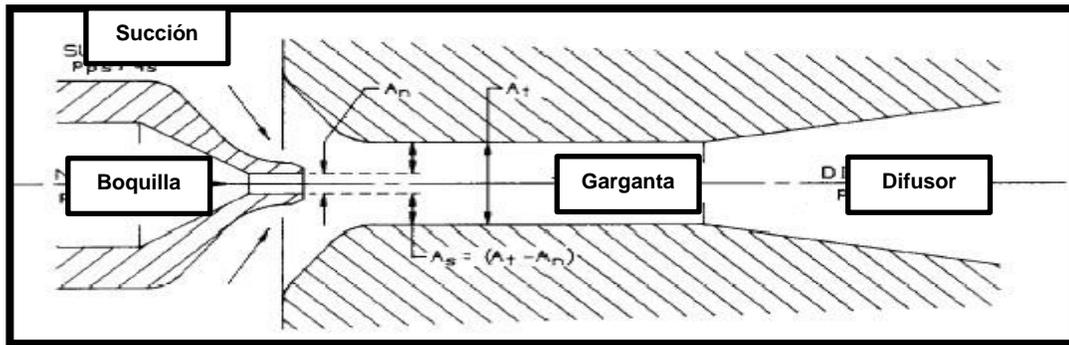
3.1 BOMBEO HIDRAULICO JET

3.1.1 Generalidades del sistema. El bombeo hidráulico basa su funcionamiento en la Ley de Pascal; la cual afirma que si se ejerce una presión sobre una superficie de un fluido contenido en un recipiente, esta se transmite a todas las superficies del mismo con igual intensidad. Este proceso se realiza usando un fluido motriz que es inyectado en superficie por una bomba a través de la tubería de producción con el fin de transmitir potencia a la bomba en fondo sin usar ninguna parte mecánica.

La transferencia de energía se dará en la bomba, ya que en esta convergen las dos corrientes de fluido, la primera, el fluido motriz que viene de superficie, y segunda, la del fluido a producir que es llevado por la energía del yacimiento hasta el fondo del pozo. En la bomba se encuentra una boquilla la cual tiene como función aumentar la velocidad del fluido aprovechando la presión del mismo, por esta pasara el fluido motriz con alta presión generando que la energía potencial que tiene se convierta en energía cinética representada en un fluido a gran velocidad.

De la boquilla el fluido motriz entrara a la garganta, la cual es una cámara donde se encuentran las dos corrientes de fluido y donde se hará el intercambio de energía conocido como momentum generando que la energía del fluido a producir se eleve, ya con un alta energía cinética el fluido mezclado entrara a un difusor el cual tiene como función convertir la energía cinética representada en velocidad en energía estática la cual será capaz de llevar el fluido hasta superficie.

Figura9. Esquema Bomba Hidráulica Tipo Jet



En donde:

- P_{ps} : Presión del fluido de succión
- P_n : Presión de la tobera
- P_{pd} : Presión del fluido de descarga por el difusor
- q_s : Caudal de succión
- q_n : Caudal de inyección por la tobera
- q_d : Caudal de descarga por el difusor
- A_n : Área de la tobera
- A_t : Área de la garganta
- A_s : Área de succión

Fuente: Introducción al bombeo hidráulico con equipos Oilmaster y Kobe.
Modificada por el autor.

Se debe tener una buena relación entre la boquilla y la garganta para garantizar la eficiencia de la bomba. Si la boquilla es mucho más grande que la garganta, la succión de la bomba será mínima, es decir estaremos produciendo solo fluido motriz, si el caso es que la garganta es mucho más grande que la boquilla, el fluido motriz no será capaz de mover el fluido de yacimiento succionado por la bomba., como se muestra en la **Ecuación1**.

Ecuación1. Relación Area Boquilla y Garganta

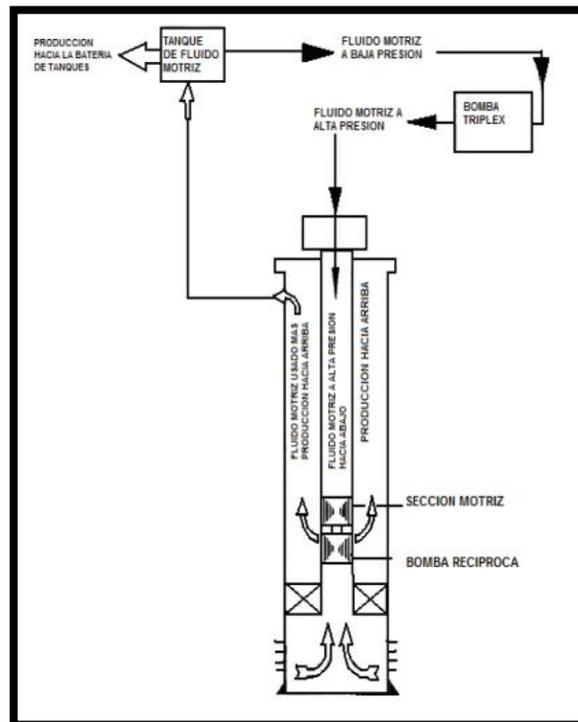
$$(Relación de Area)R = \frac{Area\ Boquilla}{Area\ Garganta}$$

3.1.2 Clasificación. El bombeo tipo jet, a diferencia del tipo pistón, es un sistema de bombeo hidráulico que no tiene partes móviles, en donde el bombeo genera una transferencia de energía entre el fluido motriz y los fluidos producidos.

3.1.2.1 Según Sistema de Inyección de fluido motriz. Existen dos sistemas de inyección de fluido motriz, los cuales tienen como variable principal el tipo de espacios de flujo necesario para su operación.

- **Sistema de Inyección Abierto.** El sistema de fluido motriz abierto sólo requiere de dos espacios de flujo de fluido en el pozo; el primero circula el fluido motriz a presión y dirigirlo a la parte motor de la bomba, el segundo contiene el fluido de retorno, relacionado en la **Figura10**.

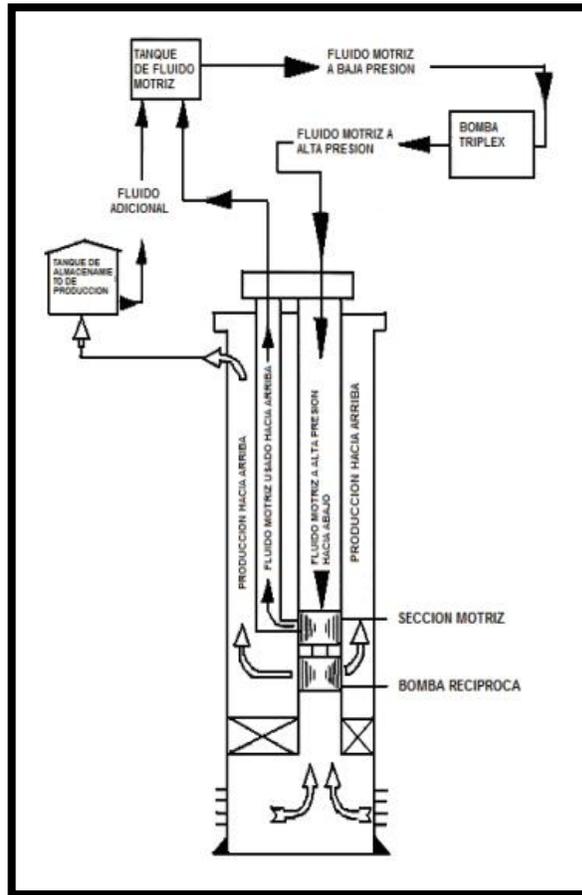
Figura10. Sistema de Inyección de Fluido Motriz Abierto



Fuente: Guerrero X., Bombeo Hidráulico o Power Oil, 2008

- **Sistema de Inyección Cerrado.** El sistema de fluido motriz abierto requiere de tres espacios de flujo de fluido en el pozo ya que no se permite que el fluido producido se mezcle con el fluido motriz en ninguna parte del sistema, se requiere de una sarta adicional de tubería tanto dentro del pozo como en superficie; tanto en el transportarte hasta los respectivos tanques del almacenamiento de cada tipo de fluido, como el que retorno del fluido motriz para volverse a presurizar y recircular. , relacionado en la **Figura11**.

Figura11. Sistema de Inyección de Fluido Motriz Cerrado



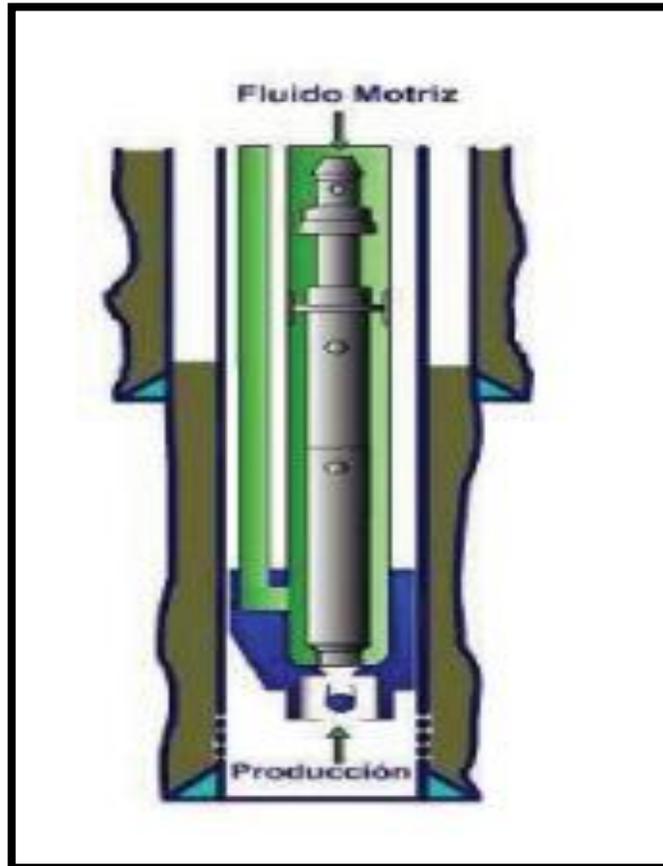
Fuente: Guerrero X., Bombeo Hidráulico o Power Oil, 2008

3.1.2.2 Según Tipo de Completación. Existen dos tipos de completaciones usualmente usados para el sistema de levantamiento artificial tipo bombeo hidráulico.

- **Sistema de Bomba Libre.** El sistema de bomba libre no requiere de unidad especial para reversar la bomba, cambiarla de posición o traerla a superficie, esta bomba se desplaza dentro de la sarta de tubería del fluido motriz, por medio de la inyección de fluido motriz por el espacio anular, ya que este tipo de inyección hace que la válvula de pie se accione y presurizando el fondo del pozo, generando el desasentamiento de la bomba, permitiendo su fácil circulación hasta superficie para ser revisada o reemplazada. Este tipo de bombas pueda encontrarse de dos tipos:

- **Bomba libre tipo paralelo:** Este tipo de instalación permite que el gas de formación sea eliminado por el espacio anular, ya que se instalan tuberías individuales de fluido motriz y de producción, como se muestra en la **Figura12**.

Figura12. Bomba libre tipo paralelo

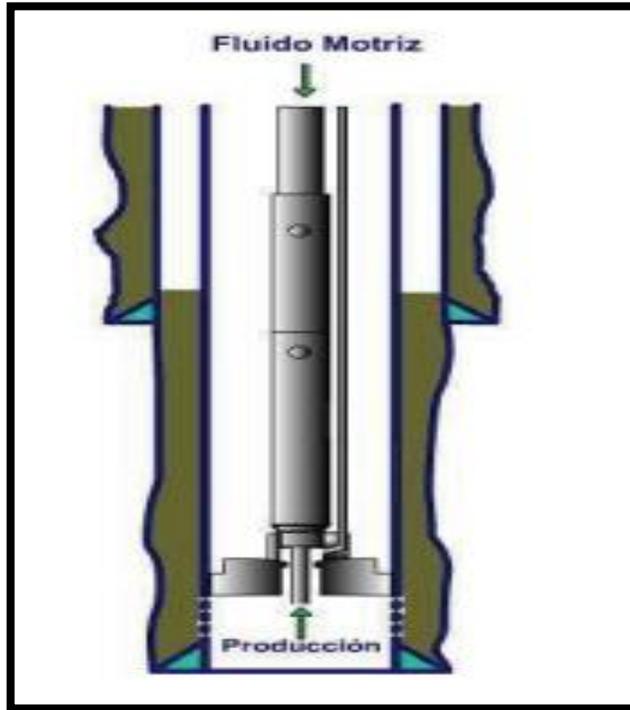


Fuente: Guerrero X., Bombeo Hidráulico o Power Oil, 2008

- **Bomba libre tipo tubería de producción:** Este tipo de instalación no contiene una segunda tubería dentro del pozo, pero la bomba se desplaza dentro del pozo con el fluido motriz, de la misma manera que se hace en las instalaciones de tipo paralelo.
- **Sistema de Bomba Fija.** En este tipo de instalación la unidad de bombeo se une mecánicamente a la tubería que contiene el fluido motriz y se coloca en el pozo unido a la sarta, cuando falla el equipo se tiene que cambiar utilizando una unidad de reacondicionamiento , en ella encontramos tres tipos :

- **Bomba fija para revestimiento:** Este tipo de instalación permite manejar un volumen de producción alto usando unidades de bombeo conectadas en el extremo inferior de la tubería de producción; en el otro extremo la unidad de bombeo lleva un empaque que permite fijarla en la tubería de revestimiento, además es muy útil para el venteo de gas. , como se muestra en la **Figura13**.

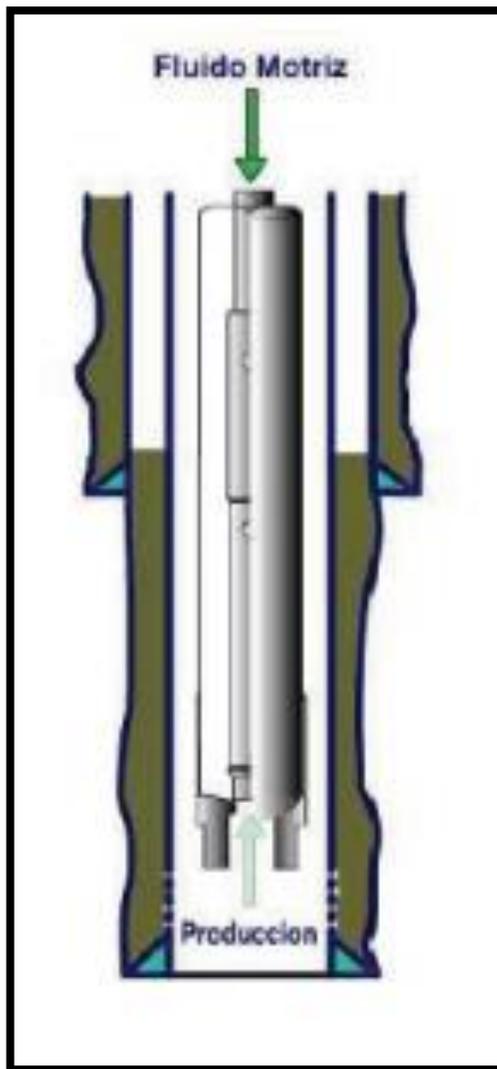
Figura13. Bomba fija para revestimiento con venteo de gas



Fuente: Dresser Oil Tools. Introducción a los sistemas de bombeo hidráulico. 2002

- **Bomba fija insertada:** Para esta instalación la bomba está conectada a la tubería de inyección que se introduce en la tubería de producción, donde la mezcla de fluido de retorno vendrá a la superficie a través del espacio anular. como se muestra en la **Figura14**.

Figura14. Bomba fija insertada

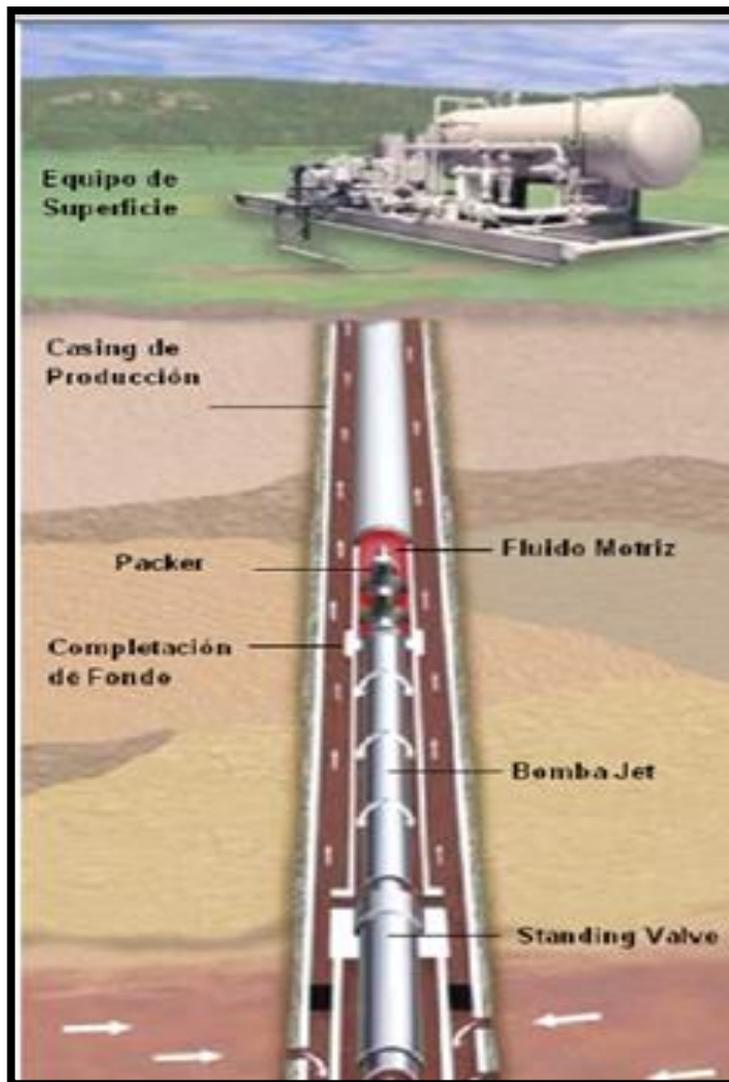


Fuente: Dresser Oil Tools. Introducción a los sistemas de bombeo hidráulico. 2002

- **Bomba fija para tubería de producción:** Esta instalación puede ser utilizada cuando se requiera una unidad de bombeo de mayor capacidad con la misma instalación; esta unidad va conectada a las tuberías, tanto a la de producción como a la de revestimiento y sólo puede ser operada en circuito abierto.

3.1.3 Componente del sistema. La **Figura15** representa el esquema general de instalación del Bombeo Hidráulico.

Figura15. Esquema General Bombeo Hidráulico



Fuente: Curso de bombeo hidraulico tipo piston jet Weatherford.

3.1.3.1 Equipos de Fondo

- **Bomba Jet.** El principio de operación de la bomba tipo jet, se basa en la mezcla de un fluido motriz con alta presión, con un fluido a producir. El fluido motriz, llega a la boquilla de la bomba a una alta presión debido a la energía aplicada por la bomba en superficie. En este punto el fluido motriz a alta presión se desplaza a través de la boquilla, la cual transforma la energía potencial representada por presión en energía cinética representada en

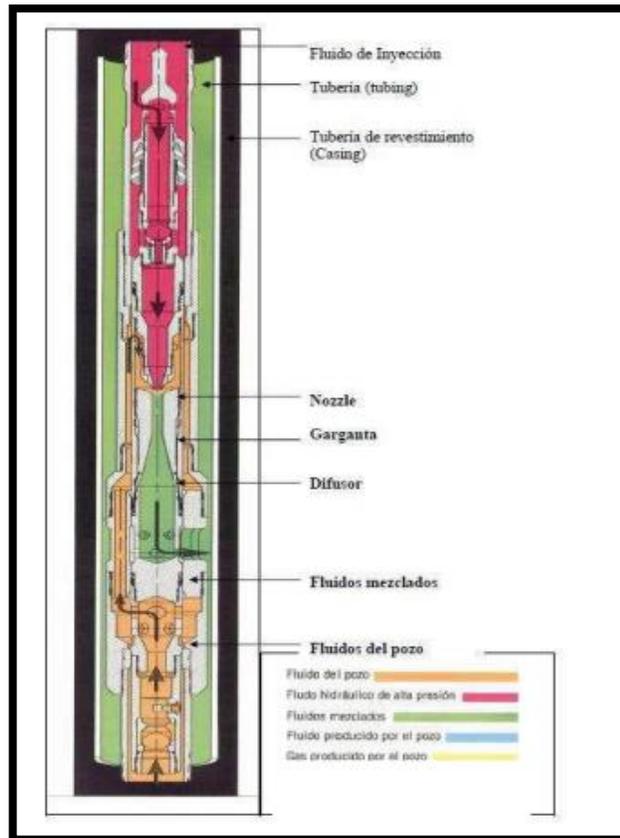
velocidad, disminuyendo considerablemente la presión del fluido motriz. La baja presión del fluido motriz permite que los fluidos del yacimiento entren al pozo y posteriormente a la bomba jet, a la presión y a la tasa de producción.

La alta velocidad del fluido motriz se mezcla la baja velocidad de los fluidos producidos, en una sección de área constante denominada cámara de mezclado o garganta, esta acción se conoce como Momentum. A la mezcla de fluidos se le llama fluido de retorno. Cuando el fluido de retorno llega a la parte final de la garganta, tendrá una baja presión y alta velocidad. El fluido de retorno pasa por la última parte de la bomba; el difusor transformara la energía cinética en presión, cambiando el estado actual del fluido de retorno de baja presión y alta velocidad, a un estado de alta presión y baja velocidad. Esta alta presión de descarga tiene que ser suficiente para llevar el fluido de retorno hasta la superficie.

La bomba se divide en dos tipos:

- **Bomba de Inyección Convencional:** En la bomba de inyección convencional el fluido motriz es inyectado por la tubería de producción y el fluido de retorno vendrá por el anular. Para traer la bomba a superficie cambiamos de sentido los fluidos, inyectamos por el anular, lo cual nos permite levantar la bomba por la tubería de producción a superficie.
- **Bomba de Inyección en reversa:** En la bomba de inyección en reversa, el fluido motriz es inyectado por el anular y el fluido de retorno por la tubería de producción. Este tipo de bomba se usa para tener una evaluación de la producción real del pozo en menor tiempo. La recuperación de la bomba se hará con wireline, pescando la bomba.

Figura16. Partes de la Bomba Jet



Fuente : Oilmaster y Kobe., Introducción al bombeo hidráulico con equipos.

3.1.3.2 Equipos de Superficie

- **Tanques de almacenamiento de fluido motriz.** El tanque de almacenamiento es el encargado de almacenar el fluido motriz que requiere para inyecta al pozo, el tanque debe cumplir necesidades básicas tales como:
 - Tener gran capacidad de almacenamiento para el fluido motriz.
 - Proporcionar suficiente caída de presión, reflejada en una buena succión en bomba de fluido motriz.
 - Eliminar el gas del fluido entrante usando bota de gas.
 - Facilitar el drenaje eficiente del agua y la acumulación de materiales insolubles por medio de un fondo cónico.

El fluido motriz utilizado en un sistema de bombeo hidráulico debe garantizar tanto un eficiente funcionamiento de la bomba, como la elevación de la presión de descarga de la bomba de fondo, por lo que mantener la calidad del fluido motriz garantiza el éxito del sistema, este fluido puede ser petróleo crudo

producido o agua tratada. Entre las características principales de esos fluidos se puede mencionar:

- Características del petróleo: Tiene lubricidad natural que no tiene el agua y es un fluido compresible.
- Características del agua: - Se usan en ambientes ecológicamente difíciles, por ejemplo una zona de alta biodiversidad o cerca de una ciudad.

- **Bombas Booster.** La Bomba Booster tiene como función principal la de proporcionar la energía necesaria para succionar y transportar el fluido motriz desde el tanque de almacenamiento donde se encuentra el fluido motriz, hasta la entrada de la bomba de alta potencia, esta aplica la presión necesaria al fluido generando el valor requerido para su correcto funcionamiento.

- **Bombas de alta potencia.** El sistema de Bombeo Hidráulico requiere que la potencia utilizada el sistema para la inyección del fluido motriz, por esto se utiliza una bombas de alta potencia la cual está constituida por una unidad con una bomba reciprocante del tipo necesario según las necesidades requeridas, las cuales pueden ser accionadas por un motor eléctrico o de combustión interna. La bomba de alta potencia de fluido motriz en superficie alimenta el fluido presurizado hasta la bomba hidráulica en el subsuelo.

- **Tuberías.** El fluido tanto motriz, como el de producción, no siempre se encuentran a un mismo caudal o de presión constante, al realizar su recorrido a través de todo sistema, por ello se utilizan dos tipos de tubería en toda la instalación de superficie.

- **Tubería de alta presión.** Este tipo de tubería soporta valores de presión elevados en rangos hasta de 5.000 psi, y es utilizada principalmente para transportar el fluido de inyección desde la planta hasta el cabezal del pozo. La sarta de tubería que se utiliza en la completación es considerada también de alta presión.

- **Tubería de baja presión.** Este tipo de tubería soporta valores entre 500 a 800 psi, y es utilizada en el transporte del fluido desde la salida de producción del pozo hasta la estación de almacenamiento.

- **Cabezal del pozo.** Los cabezales de pozo usados en el Bombeo Hidráulico tienen el mismo sistema de funcionamiento que en otro sistema, en donde las partes básicas usadas son una válvula maestra, una válvula para la tubería de revestimiento o anular y otra para la tubería de producción.

El cabezal de pozo posee una válvula maestra, que está conectada directamente con la sarta de la tubería de producción y la tubería de revestimiento, con las líneas de inyección y producción, controlando cualquier tipo de movimiento de fluido ajeno o no al sistema, en cualquier sentido dentro del pozo. Las válvulas de la tubería de revestimiento son un punto muy importante del sistema, ya que por allí es donde retornará la mezcla de los fluidos de inyección y producción para llegar a la línea de retorno, finalizando en la estación de producción. Las válvulas de la tubería de producción, controlan el paso del fluido motriz desde el tanque de almacenamiento hacia la tubería de producción y finalmente al motor de la bomba.

3.1.4 Ventajas y Desventajas

3.1.4.1 Ventajas. Las ventajas que encontramos a la hora de utilizar un bombeo hidráulico tipo jet son:

- No contiene partes móviles
- Fácil recuperación de la bomba de fondo
- Puede operarse en pozos desviados
- Fácil reparación y mantenimiento
- Buena tolerancia con fluidos viscosos
- Tolera fluidos corrosivos o alto porcentaje de sólidos
- Puede adaptarse en áreas muy pequeñas

3.1.4.2 Desventajas. Las desventajas que encontramos a la hora de utilizar un bombeo hidráulico tipo jet son:

- Manejo de altas presiones
- Requiere alto caballaje

- Necesidad de nivel dinámico mínimo
- Configuraciones y requerimientos en fondo de pozo
- Nivel de eficiencia mediano a bajo

Cavitación en la bomba por condiciones de fluido

- Peligro en el manejo de un fluido motriz externo

3.2 BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS

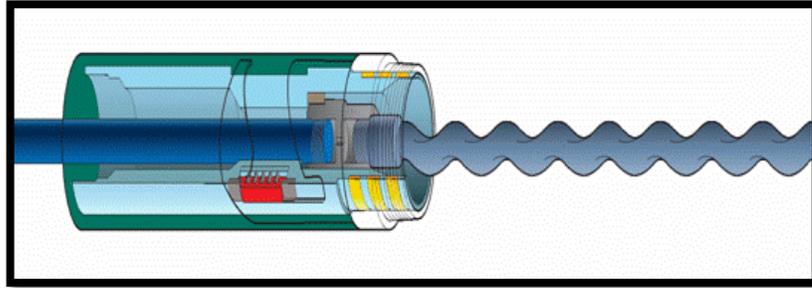
3.2.1 Generalidades del sistema. El Bombeo por Cavidades Progresivas basa su principio en una bomba de trasiego, la cual era utilizada para mover fluidos de un lugar a otro. La Bomba de Cavidades Progresivas contiene dos piezas fundamentales, el rotor y el estator. El rotor es un tubo que tiene una forma helicoidal, el cual gira dentro del estator, este se encuentra revestido internamente por un elastómero de alto peso molecular para generar sello con el rotor. Cuando el rotor gira dentro del estator, se genera una serie de cavidades o lóbulos a través del largo de la bomba.

En el momento de la succión las cavidades son llenadas con el fluido, con el fin de descargarlo al final de la bomba con una mayor presión, que tendrá como requerimiento el poder elevar los fluidos hasta la superficie. El movimiento del rotor es generado por una sarta de varillas, las cuales transmiten el movimiento rotacional desde un motor ubicado en la superficie hasta el rotor, regulando la velocidad de rotación.

3.2.2 Tipos

3.2.2.1 PCP convencional. Este tipo de instalación se caracteriza porque el estator y rotor son instalados de forma separada, como se muestra en la **Figura17.**; lo que genera que sea más larga su instalación. Las varillas son las que proporcionan el movimiento giratorio, son enroscadas al rotor generando el movimiento giratorio que el sistema exige para ponerse en marcha.

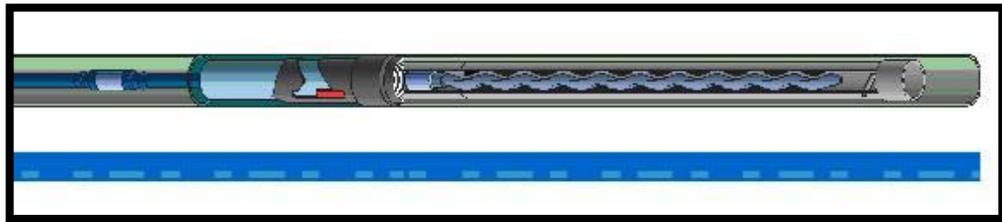
Figura17. Diagrama PCP Convencional



Fuente: Hirschfeldt M., Manifestación del fenómeno de histéresis en bombas de cavidades progresivas, 2003

3.2.2.2 PCP no convencional. Este tipo de instalación se caracteriza porque el estator se baja al fondo del pozo conjuntamente con el resto del sistema de subsuelo, como se muestra en la **Figura 18**. Luego al rotor se le conecta una extensión de varilla la cual sirve como apoyo al momento de espaciado de la bomba o su asentamiento. Los acoples superior e inferior de esta extensión sirven de guía y soporte para la instalación de este sistema, para verificar que el número de etapas de la bomba.

Figura18. Diagrama PCP Convencional



Fuente: Hirschfeldt M., Manifestación del fenómeno de histéresis en bombas de cavidades progresivas, 2003

3.2.3 Componentes del Sistema

3.2.3.1 Equipos de Superficie

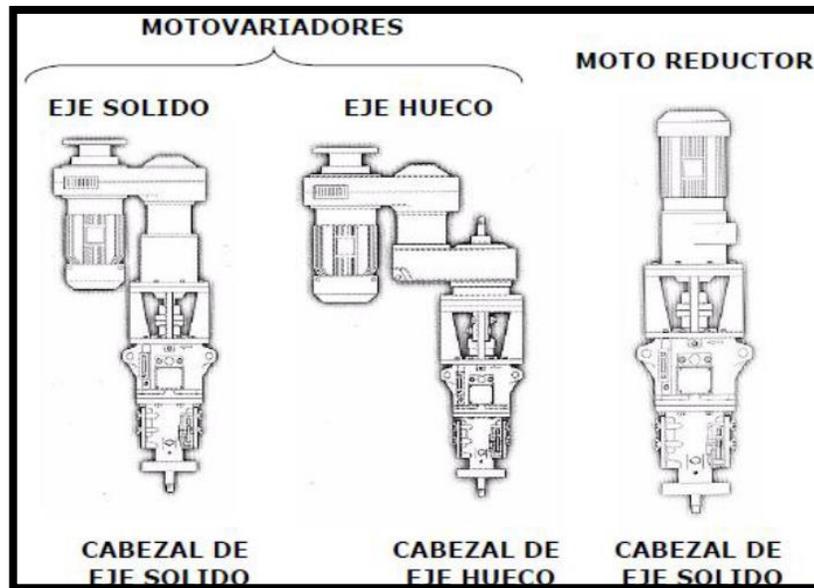
- **Motor.** La función principal del motor es la de proveer la potencia total requerida que genera el movimiento de rotación que necesita el rotor, haciendo optimo el sistema. En los casos donde se usa el bombeo por cavidades

progresivas se utilizan motores eléctricos principalmente; en ocasiones se utilizan motores de combustión interna, cuando es difícil encontrar conexión eléctrica o cuando no es económicamente rentable.

Para determinar el motor necesario en el sistema, es necesario conocer que el principio de operación de la bomba de cavidades progresivas es de desplazamiento positivo, lo que hace que bombee sin importar que exista una elevación de presión. La bomba de cavidades progresivas absorbe la potencia si aumenta la presión, pero si el aumento de la potencia es muy grande generara una sobrecarga, produciendo el paro del motor.

- **Cabezal de Rotación.** El cabezal de rotación depende de la carga que debe soportar, el cual se ancla al cabezal del pozo y sus funciones principales son:
 - Generar un sello efectivo para evitar que los fluidos bombeados se filtren a través de los equipos superficiales
 - Absorber la carga axial generada por el incremento de presión de la bomba y el peso de las varillas.
 - Evitar las velocidades inversas de las varillas cuando el motor de detenga.

Figura19. Cabezales de Rotación



Fuente: Chacin N., bombeo por cavidades progresivas, Venezuela Esp Oil, 2003.

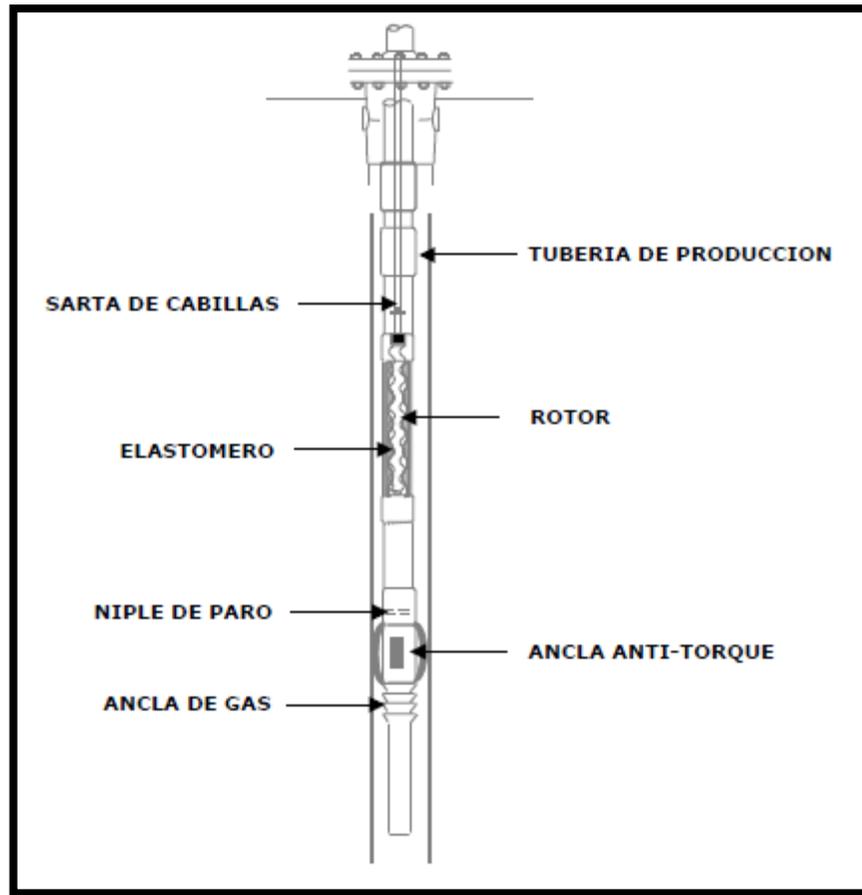
- **Sistema de Transmisión.** El sistema de transmisión es el dispositivo utilizado para transferir la energía desde la fuente de energía primaria o motor hasta el

cabezal de rotación. En la mayoría de las aplicaciones donde es necesario operar sistemas a velocidades bajas cercanas a los 150 RPM, se suele utilizar cabezales con caja reductora interna con un sistema de transmisión, como correas y poleas, con el fin de no forzar al motor a trabajar a muy bajas RPM, lo que traería como resultado la falla del mismo a corto plazo ya que se generara disipación de calor ineficiente.

- **Sistema de Correas y Poleas.** Se usa para ayudar a que el motor no sea forzado bajo ciertos parámetros de uso. Dentro del sistema la relación de transmisión con poleas y correas se ajustara dependiendo del tipo de cabezal seleccionado, además de la potencia y el torque transmitido a la sarta de varillas. En el caso de los cabezales sin cajas reductoras habrá una relación directa que será determinada por la velocidad del motor y la velocidad requerida por el sistema. En el caso de cabezales con caja reductora interna, al establecer la relación de transmisión total deberá considerarse la relación de la caja de engranajes.
- **Sistema de Frenado.** La función del sistema de frenado es de proveer el frenado que requiere el sistema, y evitar la rotación en sentido inverso. Cuando un sistema de bombeo de cavidades progresivas está activo, acumula una cantidad significativa de energía representada en torsión sobre las varillas. Cuando el sistema es parado repentinamente, se liberara la energía acumulada en la sarta de varillas haciendo que giren en forma inversa para liberar torsión, durante este proceso, se puede alcanzar velocidades de rotación muy alta que puede generar la pérdida de control sobre la sarta, si las velocidades llegan a ser muy altas pueden causar severos daños al equipo de superficie, desenrosque de la sarta de varillas y hasta la rotura de la polea del cabezal.
- El freno de accionamiento Hidráulico es el sistema de frenado más utilizado debido a su mayor eficiencia de acción. Este es integrado al cuerpo del cabezal y consiste en un plato rotatorio adaptado al eje del cabezal que gira libremente en el sentido de las agujas del reloj. Al ocurrir la liberación de la torsión luego de la parada repentina, el plato accionara un mecanismo hidráulico cuyo objetivo es generar resistencia al movimiento inverso, permitiendo disipar la energía acumulada mediante la reducción considerablemente de la velocidad inversa.

3.2.3.2 Equipos de Subsuelo. A continuación se nombraran y explicaran los componentes principales de subsuelo del sistema de bombeo de cavidades progresivas y un esquema general de cómo están ubicados. La **Figura20**. Muestra el esquema general de equipos de fondo del Sistema.

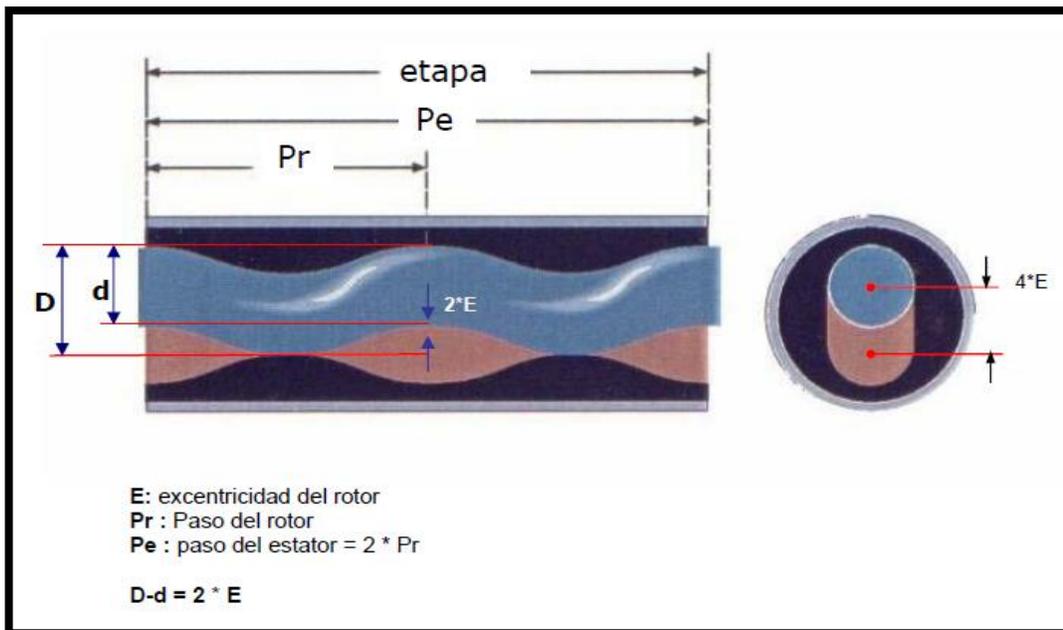
Figura20. Esquema General Bombeo por Cavidades Progresivas



Fuente: Chacin N, Bombeo de Cuidad Progresiva 2003 ESP OIL

- **Bomba de Cavidades Progresivas.** La bomba de cavidades progresivas consiste de un equipo helicoidal simple o rotor que gira dentro de un equipo de elastómero o estator del diámetro menor que el rotor. A continuación se muestra el esquema general de una bomba de cavidades progresivas, junto con la relación de rotor y estator, **Figura21.**

Figura21. Esquema Relación Rotor y Estator



Fuente: Hirschfeldt marcelo , manual de bombeo de cavidades progresivas 2008.

La geometría forma una serie de cavidades idénticas y separadas entre sí que al movimiento del rotor en el interior del estator estas cavidades se desplazan desde el fondo del estator hasta la descarga generando la succión, de esta manera el bombeo por cavidades progresivas basa su principio. Debido a que las cavidades están selladas de manera hidráulica se dice que el bombeo de cavidades progresivas es de desplazamiento positivo.

- **Estator.** El estator es un cilindro de acero revestido con un elastómero sintético moldeado en su interior. Este es adherido al cilindro mediante un proceso especial para asegurar su calidad. El estator se baja al pozo con la tubería de producción o con la sarta de varillas, este además es conocido como la matriz del proceso y será la parte fija del mismo.

Un Estator es recubierto por un polímero de alto peso molecular llamado Elastómero a alta temperatura y a alta presión que es inyectado para generar una forma específica. Antes de la inyección del elastómero, se recubre con un adhesivo la superficie interna de la camisa de acero. Seguido el elastómero se enfría y se contrae, lo que permite extraer el núcleo, en donde la magnitud de su contracción dependerá del tipo de elastómero

- **Elastómero.** El elastómero puede ser considerado el elemento más frágil de la Bomba de Cavidades Progresivas, por lo cual de su correcta selección dependerá el éxito de la operación, y la eficiencia que podrá generar.

El elastómero es un polímero de alto peso molecular con la propiedad de memoria la cual es la capacidad de deformarse y recuperarse elásticamente, y es la que hace posible que se produzca el sello o hermeticidad entre el Rotor y el Estator, lo que afecta directamente la eficiencia de la bomba. Además presentan resistencia química para manejar los fluidos producidos y excelentes propiedades mecánicas para resistir los esfuerzos y la abrasión.

Los Elastómeros más utilizados son:

- Elastómeros convencionales o de base Nitrílica que se clasifica en alto medio y bajo contenido de Acrilonitrilo.
- Elastómeros Hidrogenados o de Hidrogenación Catalítica.
- Fluoroelastómeros.

Así mismo el elastómero debe tener características como buena resistencia química a los fluidos a transportar, buena resistencia térmica, y capacidad de recuperación elástica; además de cumplir unos requerimientos mínimos para garantizar su funcionamiento, a continuación se presentan las propiedades mecánicas mínimas requeridas para el proceso.

Tabla23. Propiedades Mecánicas mínimas requeridas

Propiedades Mecánicas mínimas requeridas		
Característica	Valor	Unidades
Hinchamiento	3 a 7	porcentaje
Dureza	55 a 78	puntos
Resistencia Tensil	>55	Mpascal
Elongación a la ruptura	> 500	porcentaje
Resistencia a la fatiga	> 55000	ciclos
Resistencia al corte	> 4	Kg/mm

Además de sus propiedades mecánicas, la escogencia del elastómero es basada en su capacidad de afrontar características que se pueden generar en un pozo. A continuación se muestra en la **Figura22**. una clasificación dependiendo de las características que tiene que resistir los elastómeros, según su grupo de clasificación por composición.

Figura22. Características Tipos de elastómeros

Características	Acrilonitrilo Bajo	Acrilonitrilo Medio	Hidrogenados	Acrilonitrilo Alto	Fluoe elastómeros
Abrasión	B	A	A	C	B
Ampollas de gas	A	B	B	A	A
Aromáticos	B	C	C	A	A
Crudos Pesados	A	A	B	C	B
Crudos Medianos	A	B	B	A	B
Crudos Livianos	C	C	C	A	A
Pozos de Agua	B	C	C	C	C
Prop. Mecánicas	B	A	A	B	C
CO2	B	C	B	B	A
H2S	B	B	A	B	A
Max. Temp. (°F)	248	212	320	230	176
Escala:	A: Excelente B: Aceptable C: Insatisfactorio				

Fuente: Chacín N, 2003, bombeo por cavidad progresiva, Venezuela ESP OIL

- **Rotor.** El rotor es un tubo de acero no concéntrico de forma helicoidal de alta resistencia recubierto con una capa de material altamente resistente a la abrasión, el cual es conectado a la sarta de varillas para transmitir el movimiento de rotación desde la superficie.

Un rotor se fabrica en un torno especial usando una barra cilíndrica de acero y es recubierto con una capa de un material duro. Este recubrimiento generalmente se hace con un proceso electro químico de cromado. Las variaciones de estos dos parámetros diámetro y espesor, son los que permiten un ajuste que hará con el estator, ya que este es el que moverá el fluido entre los lóbulos del estator, así que el diámetro deberá ser mayor, ya que el estator se deformara generando el sello necesario, así mismo las cantidad de lóbulos que tenga el estator deberán ser menores a los que pueda cubrir el rotor, para garantizar el flujo a través de toda la bomba.

-Varilla Pulida. La Varilla Pulida es la unión directa entre el equipo superficial y la sarta de varillas. Se fabrica principalmente con acero, molibdeno, manganeso y níquel, su acabado debe ser tal que no dañe los sellos. Dependiendo del requerimiento en el sistema esta puede ser hueca o totalmente sólida.

- **Niple de Paro.** El niple de paro es una de las partes más importantes ya que tiene varios objetivos dentro del sistema de cavidades progresivas, el primero es el de servir de punto tope al rotor cuando se realiza el espaciamiento del mismo, es decir cuándo se va bajando el rotor este avisara cuando ya esté en posición con el estator, además impedirá que el rotor o las varillas lleguen al

fondo del pozo produciendo una desconexión. El segundo es el de brindar un espacio libre al rotor, lo cual permite la libre elongación de las varillas durante la operación. Y por último este puede servir de punto de conexión para accesorios adicionales que se tengan que usar debido a las características que exija el bombeo.

- **Sarta de Varillas.** Varillas convencionales: Son varillas de acero, enroscadas unas con otras, formando la mencionada sarta, que va desde la bomba hasta la superficie.

Varillas no convencionales: Se encuentran de dos tipos, las primeras son las barras huecas que tienen una mayor capacidad de transmisión de torque que una varilla convencional. Las segundas son las varillas continuas, en las cuales debido a su maniobrabilidad, es posible de usar un mayor diámetro generando un menor desgaste.

- **Accesorios**

- **Anclas Anti Torque.** Evita que se desenrosque la tubería de producción en los puntos susceptibles de su configuración, sobre todo cuando se producen incrementos del torque de fricción en la bomba, como consecuencia de producciones no continuas de producción.
- **Separadores de Gas.** Se usan para eliminar el gas que pueda entrar a la bomba, principalmente en aquellos casos en donde el volumen de gas libre es considerable. Su configuración interna fue diseñada para aplicaciones de flujo continuo, haciéndolo ideal para las bombas de cavidades progresivas.

3.2.4 Ventajas y Desventajas

3.2.4.1 Ventajas. Las ventajas que encontramos a la hora de utilizar un bombeo por cavidades progresivas son:

- Excelente eficiencia hidráulica (50% al 70%).
- Control de altos contenidos de arena
- Aumenta su eficiencia al aumentar la viscosidad del fluido .
- Fácil de instalar y operar.
- Bajo costo con inversión y mantenimiento.

3.2.4.2 Desventajas. Las desventajas que encontramos a la hora de utilizar un bombeo por cavidades progresivas son:

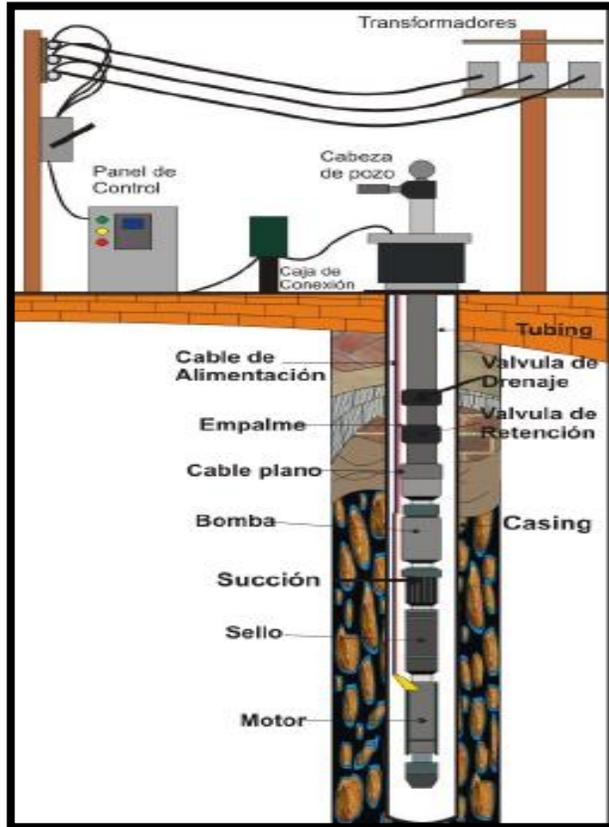
- Problemas con el elastómero aceleran el proceso de cambio.
- Desgaste apresurado de varillas cuando se aplica a pozos desviados.
- Producción de gas puede generar daños en la bomba.

3.3 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

3.3.1 Generalidades del sistema. El bombeo electrosumergible utiliza una bomba centrífuga ubicada en el subsuelo para levantar los fluidos aportados por el yacimiento desde el fondo del pozo hasta la estación de flujo. La técnica para diseñar las instalaciones de bombeo electrosumergible consiste en seleccionar una bomba que cumpla los requerimientos de la producción deseada, de asegurar el incremento de presión para levantar los fluidos, desde el pozo hasta la estación, y escoger un motor capacidad de mantener la capacidad de levantamiento y la eficiencia del bombeo.

3.3.2 Componentes del sistema. La **Figura23.** Relaciona los componentes de un Sistema de Bombeo Electrosumergible, tanto en superficie, como en el fondo de pozo.

Figura23. Sistema de bombeo Electrosumergible



Fuente: Componentes del sistema de bombeo electrosumergible, manual de servicio de campo, 2001.

3.3.2.1 Equipos de Superficie

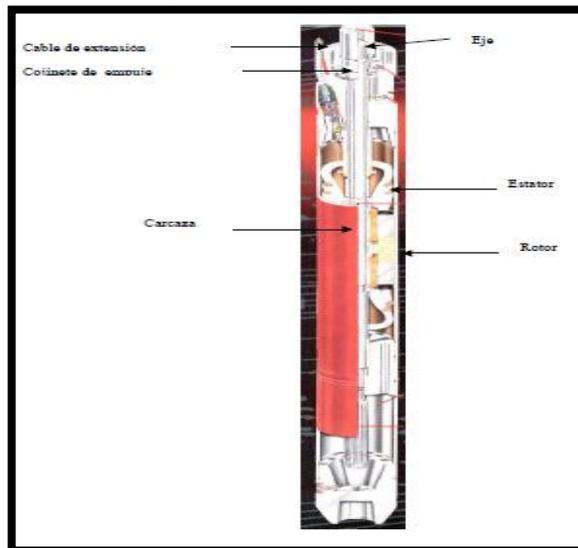
- **Transformador.** Un transformador es un dispositivo electromagnético transmisor de potencia eléctrica en la modalidad de corriente alterna. Este consta de un núcleo de material ferromagnético, en el cual se encuentra dos bobinas, generalmente de diferente número de vueltas. La bobina de mayor número de vueltas es la que trabaja con alta tensión, y la de menor número de vueltas con baja tensión.

El transformador trabaja bajo una relación de transformación de la corriente, que es inversamente proporcional a la relación de vueltas. La bobina de menor número de vueltas opera con el menor voltaje y la mayor corriente, mientras que la de mayor número de vueltas opera con el mayor voltaje y la menor corriente.

- **Variador de frecuencia.** El variador de frecuencia permite manejar la frecuencia del voltaje que alimentara al motor, por lo tanto el poder modificar su velocidad. En su diseño tiene que estar contemplado el poder tener un amplio rango de velocidades, así como el gasto que generara. Ya que una alta frecuencia incrementa la velocidad y el gasto; por el contrario una baja frecuencia, los disminuye. Además permite arrancar los motores usando bajas velocidades, lo que genera una reducción en los esfuerzos en el eje de la bomba, protegiendo el equipo de variaciones eléctricas.
- **Caja de Venteo.** La caja de venteo permite ventear a la atmósfera el gas que fluye a través del cable, impidiendo que llegue al tablero de control. Este es instalado por razones de seguridad entre el cabezal del pozo y el tablero de control, ya que si el gas viaja a lo largo del cable superficial, podría alcanzar la instalación eléctrica en el tablero.

3.3.2.2 Equipos de Subsuelo Bombeo Electrosumergible

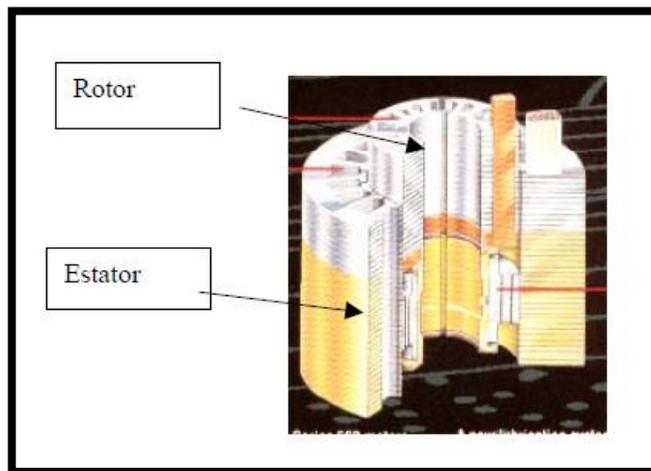
Figura24. Equipos de Subsuelo Bombeo Electrosumergible



Fuente: Marto ramirez - Bombeo Electrosumergible: Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting.

- **Motor Eléctrico.** El motor eléctrico usado en el bombeo electrosumergible es trifásico, de inducción el cual se encuentra lleno de aceite para enfriamiento y lubricación. El cual está diseñado para resistir altos esfuerzos de torsión de arranque lo que permite que llegue a su velocidad de operación en menos ciclos, de esta manera impide que se genere una sobrecarga prolongada de la línea eléctrica. La profundidad de colocación del motor es limitada por encima del fluido entrante y en secciones con desviaciones uniformes.
- **Rotor.** Es todo el grupo de partes móviles del motor, y que tiene como función generar los caballos de fuerza del motor, así como el de transmitir un movimiento giratorio a través del eje por toda las etapas de la bomba.

Figura25. Diagrama Motor Electrico



Fuente: Marto ramirez - Bombeo Electrosumergible: Análisis,Diseño,Optimización y Trouble Shooting

- **Estator.** Es todo el grupo de partes inmóviles del motor, y que tiene como función la de generar un campo magnético que proporcione movimiento al rotor.
- **Sección de sellos.** La sección de sellos es una parte vital del ensamble del equipo subsuperficial, ya que conecta el motor con las bombas, además entre sus funciones, permitir y absorbe la expansión del aceite que se encuentra en el motor resultado de las gradientes de temperatura, también evita la migración del fluido de pozo dentro de los motores por medio de una serie de sellos. Por ultimo normaliza la presión del anular de la tubería de revestimiento con el

aceite que se encuentra en el motor, esto prevé que los fluidos del pozo puedan migrar dentro del motor.

Dentro de la sección de sellos se encuentran dos elementos principales, en el cumplimiento de los objetivos de la sección. El primero es el sello mecánico este tiene como función principal evitar la migración de fluido del pozo a las cámaras inferior del sello, evitando que llegue este fluido hacia el motor electrosumergible. Los sellos mecánicos están ubicados desde la parte superior hasta la parte inferior, esta ubicación junto con la cantidad de sellos será determinada según el plan de producción con el bombeo electrosumergible.

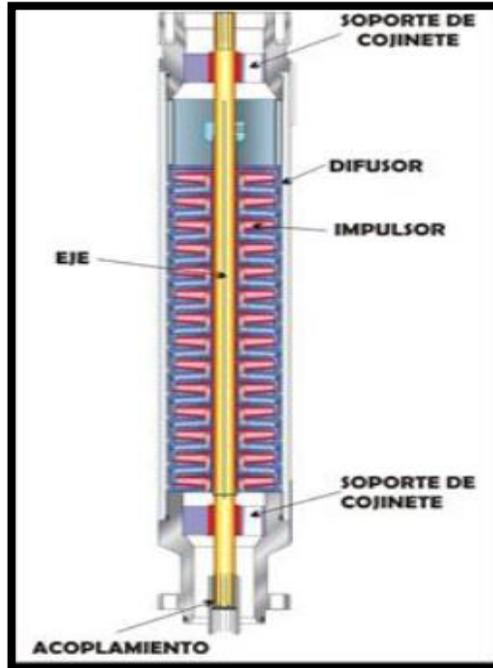
El segundo es el cojinete de empuje el cual absorbe la carga axial de la bomba, la cual dependerá del tipo de bomba que esté instalada, por lo que la selección del cojinete dependerá directamente del tipo de bomba.

- **Bomba Centrifuga.** Las bombas usadas en el bombeo electrosumergible son de tipo centrífugo de múltiples etapas, en donde cada etapa consta de un impulsor dinámico y un difusor estático. Para determinar la carga total generada y la potencia requerida se tendrá que ver la cantidad de etapas que consta la bomba. Así mismo se fabrican de diferentes materiales de acuerdo a los requerimientos del pozo y del plan de producción que se tenga.

La bomba tiene un rango de operación óptimo, en donde al operar por encima o debajo de ese rango, el empuje ascendente o descendente reduce la duración efectiva de la bomba, por lo que hace de suma importancia determinar con precisión la productividad para recomendar el diseño óptimo.

El Impulsor tiene como su función principal es la de generar una fuerza centrífuga, que generara el desplazamiento del fluido desde el impulsor hacia afuera, representado en un movimiento ascendente. En el caso del difusor su función es la de permitir el flujo eficiente entre los impulsores, además este convertirá la energía cinética representada en velocidad en energía potencial representada en altura.

Figura26. Bomba estandar de flujo radial



Fuente: (www.woodgroup-esp.com)
2015

- **Cable.** El cable transmite la energía eléctrica al sistema, dentro del cual los conductores pueden ser de tipo sólido o trenzado, variando su diámetro de acuerdo a la aplicación requerida. Su configuración redonda ayuda a eliminar el desbalance entre las fases, pero su uso y vida útil depende de factores mecánicos y de la relación del diámetro escogido para estos parámetros. Para ayudar el cable se le da una protección mecánica por una carcasa y será recubierto con un blindaje de acero galvanizado.

El diseño del aislamiento y la cubierta se hacen específicamente para que resistan la posible entrada de agua y gases. El cable representa una parte considerable de la inversión total en la unidad de bombeo eléctrico, por lo que es diseñado y fabricado para condiciones de diferentes temperaturas y su correcta selección garantizara que no deberá ser cambiada o que puede generar fallas en el bombeo.

- **Accesorios**

- **Protectores Metálicos o de Hule.** Los protectores metálicos tienen como función proveer un adecuado aislamiento del daño mecánico que pueda causar la introducción del aparejo dentro del pozo, ya que alojara el cable dentro del mismo, esto provee un diámetro exterior más grande que será capaz de absorber los impactos generados por el rozamiento.
- **Guarda cables.** Los guarda cables son piezas metálicas en forma de U, hechas de fierro galvanizado o acero inoxidable, que poseen pasadores a lo largo de su cuerpo, en ellos se introducirán bandas metálicas que sujetaran estos protectores sobre el cable. Su función es la de proteger el cable de extensión del motor. Estos protectores son conectados a lo largo de toda la longitud del cable.

Cuando se usa una tubería de revestimiento muy grande y el pozo es vertical, no se hará necesario usar la protección, a menos que las tuberías de revestimiento sean viejas o que no estén en buen estado, es decir que puedan tener filos metálicos que llegasen a dañar el cable.

3.3.3 Ventajas y Desventajas

3.3.3.1 Ventajas. Las ventajas que encontramos a la hora de utilizar un bombeo Electrosumergible son:

- Levanta altos volúmenes de fluidos.
- Maneja altos cortes de agua.
- Puede usarse para inyectar fluidos a la formación.
- Vida útil más larga.

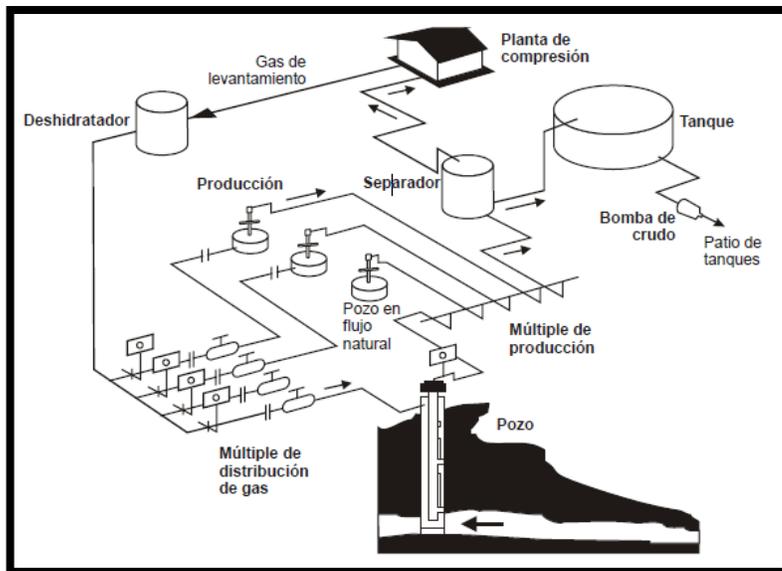
3.3.4.2 Desventajas. Las desventajas que encontramos a la hora de utilizar un bombeo Electrosumergible son:

- Inversión inicial muy alta.
- Alto consumo de potencia.
- Los cables se deterioran al estar expuestos a temperaturas elevadas.
- Baja eficiencia con producción de gas y arena.
- Las bombas y motor tiene susceptibilidad a fallar.
- No es rentable en pozos de baja producción.

3.4 GAS LIFT

3.4.1 Generalidades del Sistema. El Levantamiento Gas, es un sistema que se compara al método de producción por flujo natural, pero se diferencian debido a que la relación gas-líquido en la columna de fluidos será alterada mediante la inyección de gas comprimido, con el fin de disminuir el peso de la columna de fluido, haciendo que el yacimiento tenga la energía necesaria para levantar la producción hasta la superficie. Es necesario inyectar el gas lo más profundo posible para reducir sustancialmente el peso de la columna e inyectar la tasa de gas adecuada para que la fricción de la corriente multifásica no anule la reducción de peso. Ver **Figura27**.

Figura27. Esquema General Gas Lift

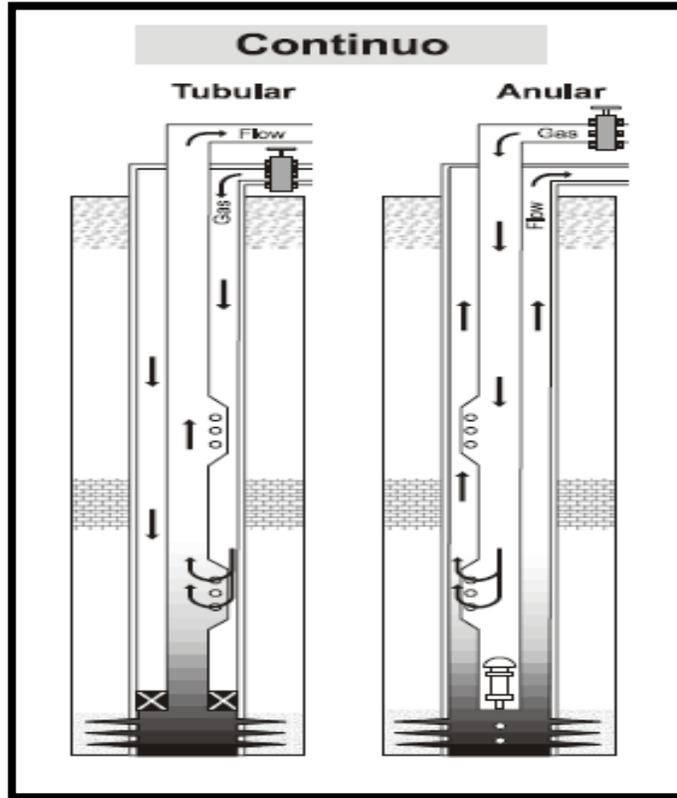


Fuente: Maggiolo R., Gas Lift Básico, ESP OIL, 2004, pg 21.

3.4.2 Clasificación

3.4.2.1 Flujo Continuo. La inyección de Gas de forma continua consiste en inyectar una tasa diaria de gas en forma constante, buscando el punto más bajo de la columna de fluido a través de una válvula en el subsuelo. La función del gas tiene como objetivo la disminución de la presión fluyente en el fondo del pozo, con el fin de aumentar el diferencial de presión a través del área de drenaje para que la formación productora aumente la tasa de producción que entrega al pozo, como se muestra en la **Figura28**.

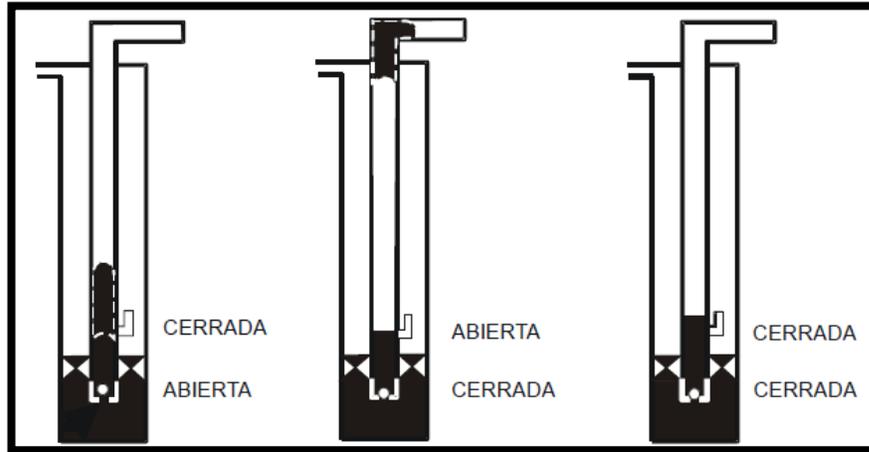
Figura28. Flujo Continuo Gas Lift



Fuente: Maggiolo R., Gas Lift Básico, ESP OIL, 2004, pg 15.

3.4.2.2 Flujo Intermitente. La inyección de Gas de forma intermitente consiste en inyectar cíclicamente un alto volumen de gas comprimido en la tubería de producción con el propósito de desplazar, hasta la superficie, el tapón de líquido que aporta el yacimiento por encima del punto de inyección. Una vez levantado dicho tapón cesa la inyección para permitir la reducción de la presión en el fondo del pozo y con ello el aporte de un nuevo tapón de líquido para luego repetirse el ciclo de inyección. Ver **Figura29**.

Figura29. Flujo Intermitente Gas Lift



Fuente: Maggiolo R., Gas Lift Básico, ESP OIL, 2004, pg 17.

3.4.3 Componentes del Sistema

3.4.3.1 Equipos de Superficie

- **Planta Compresora.** La Planta Compresora, es la encargada de comprimir el gas de baja a alta presión, y su funcionamiento puede basarse en un proceso Centrifugo o Reciprocante. Su proceso inicia al recibir el gas de baja, en donde es comprimido a su capacidad, y enviado como gas de alta presión a la red de distribución y, de allí, a cada pozo.
- **Sistema de Distribución de Gas.** El Sistema de Distribución de Gas, tiene como función transportar el gas y distribuirlo a cada pozo. La presión y el volumen de gas que llega al pozo dependerá de la presión y el volumen disponibles en la planta compresora, menos la pérdida que se origina en el sistema de distribución.

Este tiene un conjunto de elementos, tales como un estrangulador ajustable, la placa orificio donde se regula y controla el gas de inyección, las válvulas de bloqueo, con el fin de asegurar las presiones y volúmenes necesarios, así como problemas que se pueden generar en el proceso, como un contra flujo.

- **Sistema de Recolección de Fluidos.** El Sistema de Recolección de Fluidos está conformado por las líneas de flujo, las cuales tiene como función transportar el fluido hacia el separador, para poder separar la fase líquida de la fase gaseosa, que es enviada a la planta compresora, para su reutilización.

3.4.3.2 Equipos de Fondo

- **Mandriles.** Los Mandriles son tuberías con un diseño especial, que poseen en los extremos roscas para conectarse a la sarta de producción. Esta servirá para asentar la válvula de levantamiento o inyección a la profundidad que se necesite. Existen tres tipos de mandriles: convencional, concéntrico y de bolsillo.
- **Mandril Convencional.** Este consta de un tubo con una conexión externa, en donde se enrosca la válvula, con protector por encima de la válvula y otro por debajo.
- **Mandril Concéntrico.** En este la válvula se coloca en el centro del mandril y toda la producción del pozo tiene que pasar a través de ella.
- **Mandril de Bolsillo.** En este la válvula se encuentra instalada en el interior del mandril, conocido como bolsillo.

-**Válvula.** Todas las válvulas usadas en el Levantamiento Artificial por Gas son reguladoras de presión. Estas deben estar diseñadas para aguantar condiciones de fondo, manteniendo fija la inyección del gas a la presión y volumen requerido. Existen dos tipos de válvulas que se emplean en el método, las operadas por presión del gas y por presión del líquido.

- **Válvulas operadas por presión de gas:** Esta válvula se emplea sobre el área de retención del gas, por lo que esas válvulas abren principalmente por esa presión del gas.
- **Válvulas operadas por presión de fluido:** Esta válvula se emplea donde la presión del fluido del pozo actúa sobre el área de retención del gas, por lo que esa presión gobierna su apertura.

3.4.4 Ventajas y Desventajas

3.4.4.1 Ventajas. Las desventajas que encontramos a la hora de utilizar Gas Lift son:

- El costo inicial de los equipos de subsuelo es generalmente menor que en los otros sistemas de levantamiento.
- No se ve afectado por la desviación del hoyo.
- El método no involucra partes móviles en el pozo, disminuyendo el posible desgaste, y la interrupción del servicio para reparar el equipo del pozo.

- La producción de arena del pozo no afecta a los equipos de levantamiento artificial por gas en el subsuelo.
- No es afectado cuando la relación gas-petróleo es muy alta.

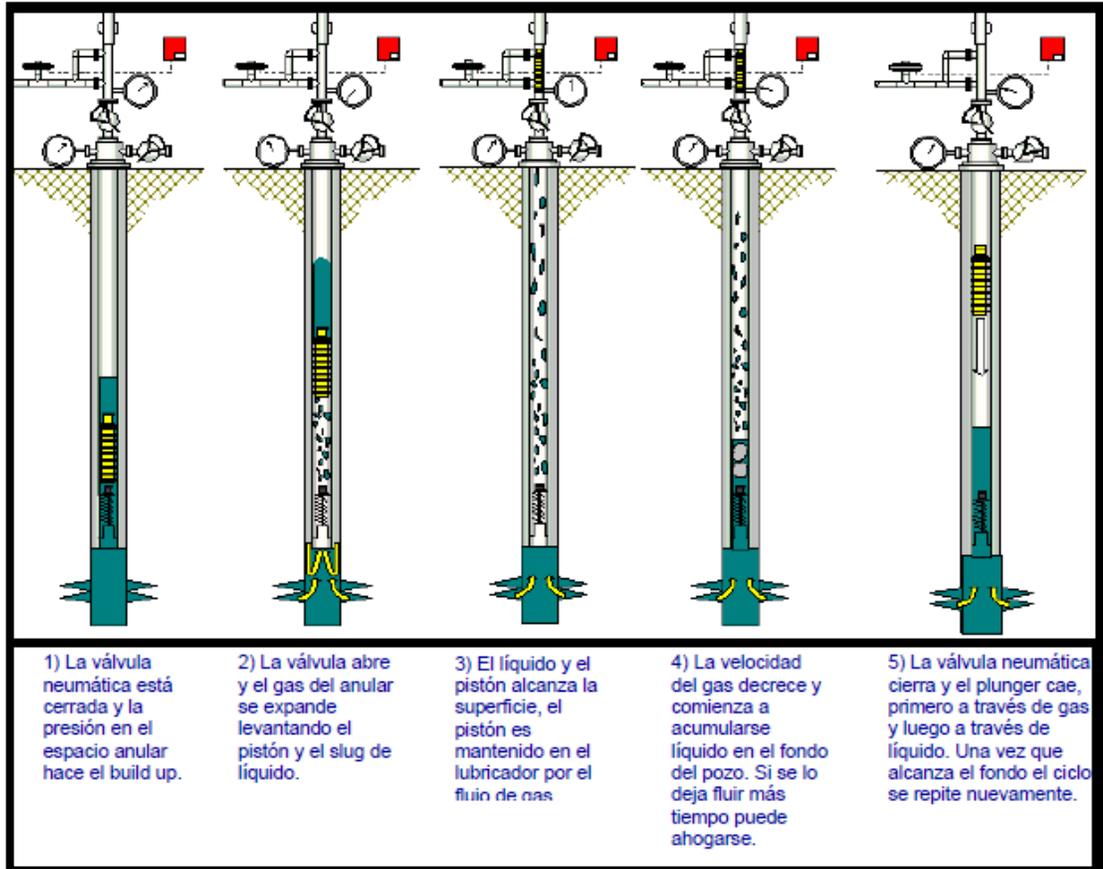
3.4.4.2 Desventajas. Las desventajas que encontramos a la hora de utilizar Gas Lift son:

- Se requiere una inversión inicial alta en equipos de superficie. Si se cuenta con la planta su inversión sería cero.
- El levantamiento no está diseñado para producciones pequeñas de aceite y con corte de agua alto.
- Esta limitado por la disponibilidad de gas.
- Puede generarse una acumulación de parafina, debido a la expansión del gas en la corriente ascendente de los fluidos.
- El tiempo necesario para la compresión del gas puede ser bastante largo.
- La distancia entre los pozos productores puede hacer aumentar el costo del sistema de distribución y recolección de gas.

3.5 PLUNGER LIFT

3.5.1 Generalidades del Sistema. El sistema Plunger Lift consiste de un muelle amortiguador en el fondo, un lubricador, un muelle amortiguador y un receptor en superficie, un controlador para abrir y cerrar el pozo, y por supuesto, un plunger o pistón libre También requiere de una superficie interna de tubing lisa y un diámetro uniforme. Este método no requiere de energía adicional a la del yacimiento, pero sin necesitar espacio donde la energía de gas se pueda almacenar para luego ser suministrada al tubing a una tasa alta. Usualmente se utiliza el anular entre el tubing y el casing para este propósito, pero, si el pozo ha sido fracturado, el espacio de la fractura es también una buena opción. La **Figura30**. Muestra el funcionamiento básico del Gas Lift.

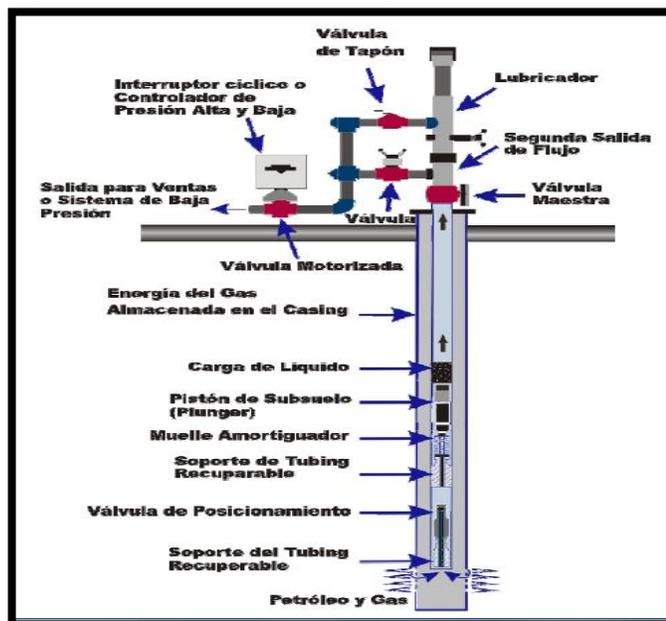
Figura30. Descripción Funcionamiento Plunger Lift



Fuente: Bizzoto Pablo, Aplicación de los diferentes tipos de Plunger Lift en el yacimiento Cerro Dragon, Pan American Energy, 2001.

3.5.2 Componentes del Sistema. La **Figura31.** Muestra la distribución de componentes usados en un Sistema de Plunger Lift.

Figura31. Esquema básico Plunger Lift



Fuente: MUÑOZ Alvaro y Torres Edgar, Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas a campos maduros, UIS Tesis de Grado 2007.

3.5.2.1 Equipos de Superficie

- **Controlador.** Este tiene como función principal el abrir y cerrar la válvula maestra. Esto permite tener un control sobre el pozo y los fluidos producidos.
- **Válvula Maestra.** Esta tiene como función el control de la producción e inyección de un pozo, es de tipo neumático, para poder ser activada desde el controlador. Se puede ajustar con accesorios que permitan la regulación del caudal de producción.
- **Lubricador.** Este tiene como función amortiguar la llegada del pistón a superficie, este funciona como un resorte, que cede al impactar el pistón, protegiendo la integridad del mismo, ya que es este el que genera el sello necesario para arrastrar los fluidos. Se ajusta junto con un sensor de arriba, para tener control de la posición del pistón.
- **Pistón.** Es el objeto que hace el recorrido desde fondo de pozo hasta superficie, este genera el sello necesario con la tubería, que al activarse mecánicamente, traigo con el los fluidos. La eficiencia de un pistón radica en el sello que brinde, y en la fricción que este genere con la tubería, las cuales son

las variables que afectan el volumen a recuperar. Es la parte vital y más sensible del sistema, por lo que tiene que tener un seguimiento adecuado.

3.5.2.2 Equipos de Fondo

- **Resorte de Fondo.** Este tiene como función amortiguar la llegada del pistón al fondo del pozo, este funciona como un resorte, que cede al impactar el pistón, protegiendo la integridad del mismo, ya que es este el que genera el sello necesario para arrastrar los fluidos. Se ajusta junto con un sensor de arriba, para tener control de la posición del pistón
- **Tope de Fondo.** Es el tope máximo donde se debe asentar el resorte de fondo, así que su función es la de sostener el resorte, además este contiene accesorios, cuyas funciones son las de ayudar a recuperar el resorte de fondo, cuando se requiera hacer un cambio por desgaste del mismo.

3.5.3 Ventajas y Desventajas

3.5.3.1 Ventajas. Las ventajas que encontramos a la hora de utilizar Plunger Lift son:

- Puede ayudar a remover el líquido de pozos de gas.
- Fácil mantenimiento y bajos costos de instalación y operación.
- Ayuda a disminuir la acumulación en el tubing de parafina.
- Aplica para pozos con alto GOR.
- Se utiliza en conjunto con gas lift intermitente.

3.5.3.2 Desventajas. Las desventajas que encontramos a la hora de utilizar Plunger Lift son:

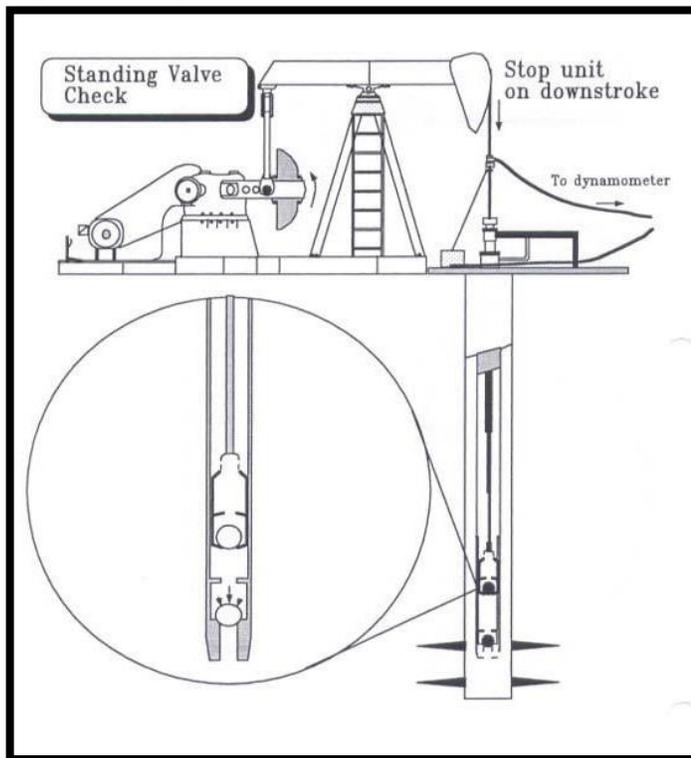
- Restringida producción de aceite.
- Anular vivo, lo cual representa riesgo en superficie.
- Requiere supervisión de ingeniería para una adecuada instalación.
- Peligro para las instalaciones en superficie, asociado a las altas velocidades que puede alcanzar el pistón durante la carrera.
- Se requiere comunicación entre el casing y el tubing para una buena operación, a menos que se use con gas lift.

3.6 BOMBEO MECANICO

3.6.1 Generalidades del Sistema. El Bombeo Mecánico basa su fundamento en transmitir la potencia hasta la bomba de fondo para levantar los fluidos del yacimiento hasta la superficie. Este es el Sistema de Levantamiento Artificial más utilizados.

El sistema utiliza una bomba de desplazamiento positivo, junto con una unidad impulsora ubicada en superficie, que incluye un balancín, como se muestra en la **Figura32**. Este se encarga de convertir el movimiento giratorio del motor en un movimiento oscilante, en donde la unidad de superficie y la bomba en el fondo del pozo, son conectadas por medio de una sarta de varillas, que al girar el motor, realizar un movimiento oscilante continuo.

Figura32. Esquema General Bombeo Mecánico

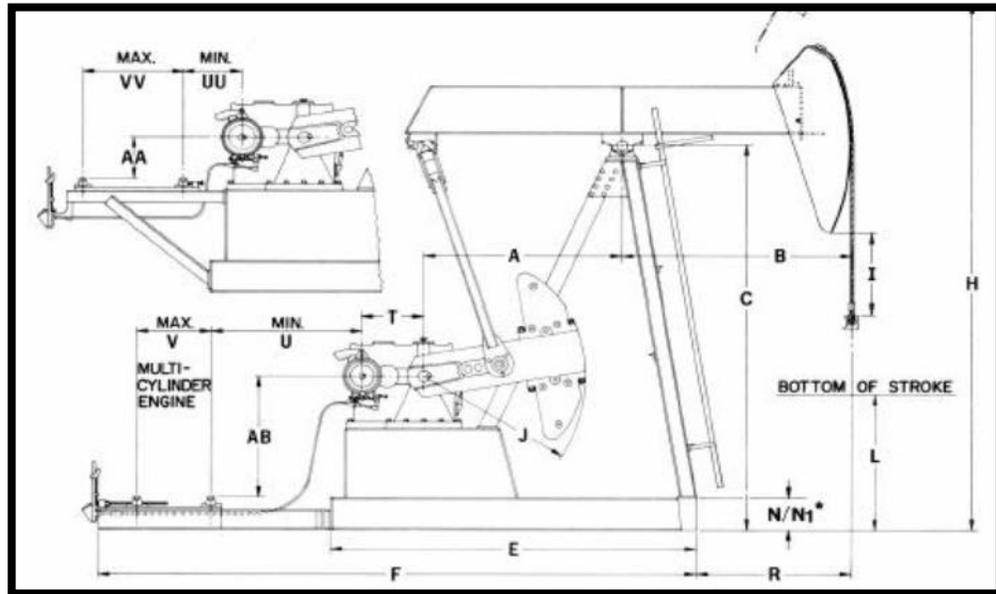


Fuente: John G. Svinos. Bombeo Mecánico.2005. pg110

3.6.2 Clasificación. La función de la unidad de bombeo es convertir el movimiento rotacional de la unidad motriz al movimiento ascendente y descendente de la barra pulida. El bombeo está clasificado según la geometría que use su unidad de Bombeo en superficie.

3.6.2.1 Convencional. La unidad de bombeo convencional, posee un reductor de velocidad localizado en su parte posterior y un punto de apoyo situado en la mitad del balancín. Ver **Figura 33**.

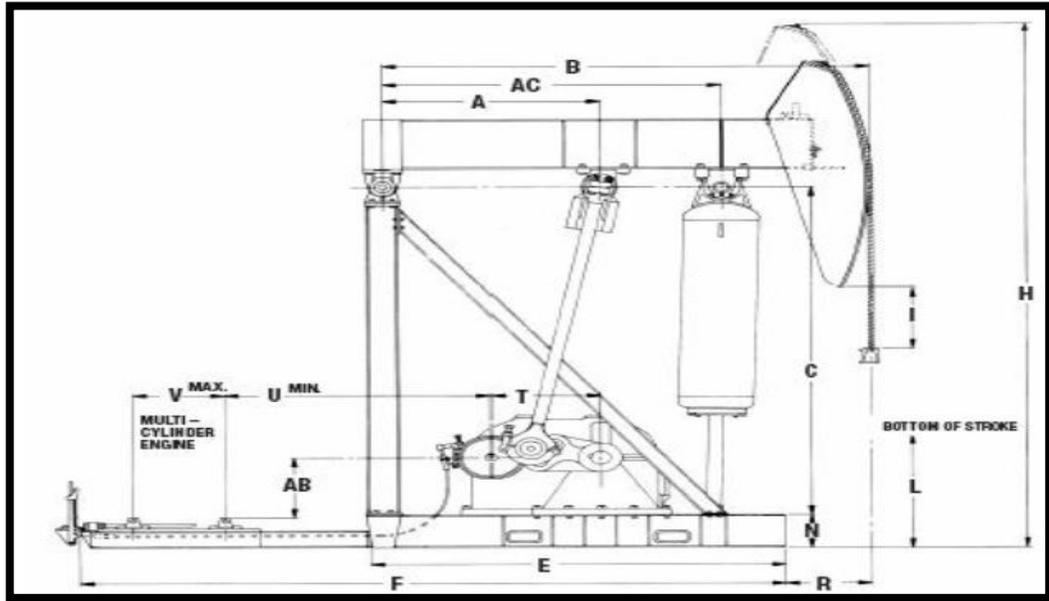
Figura33. Unidad de Bombeo convencional



Fuente: John G. Svinos. Bombeo Mecánico.2005. pg33

3.6.2.2 Neumática o balanceada por Aire. La unidad de bombeo neumática, posee un reductor de velocidad en su parte delantera y un punto de apoyo localizado en la parte posterior del balancín. Esta esta balanceada por aire comprimido. Se ventaja es que se considera una unidad portátil, que es usada en pruebas de pozo. Ver **Figura 34**.

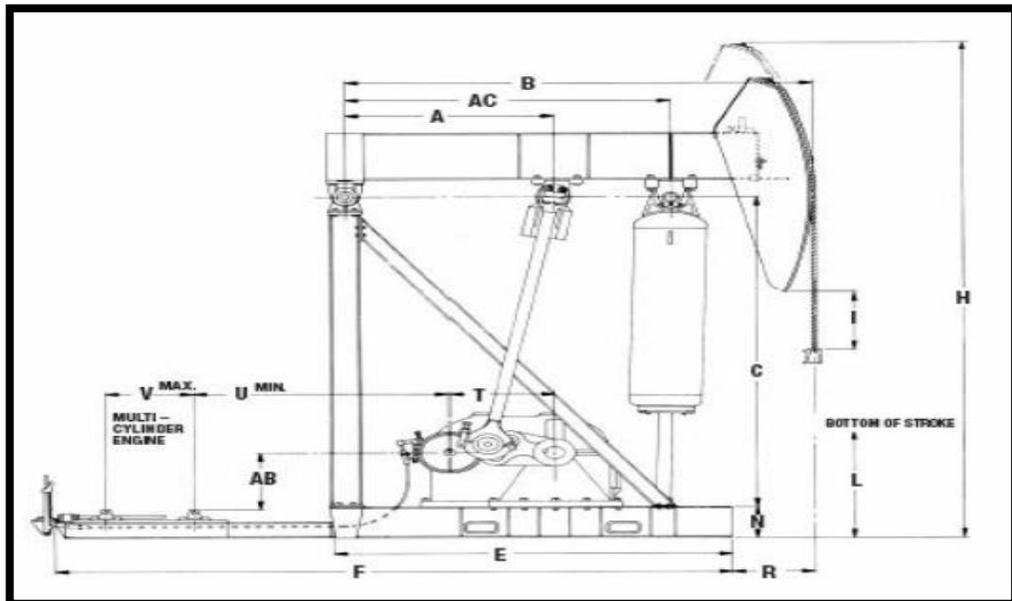
Figura34. Unidad de Bombeo Neumática



Fuente: John G. Svinos. Bombeo Mecánico.2005. pg33

3.6.2.3 Mark II. La unidad de bombeo Mark II, posee un reductor de velocidad en su extremo delantero delantera y un punto de apoyo localizado en el extremo trasero del balancín. Ver **Figura 35.**

Figura35. Unidad de Bombeo Mark II

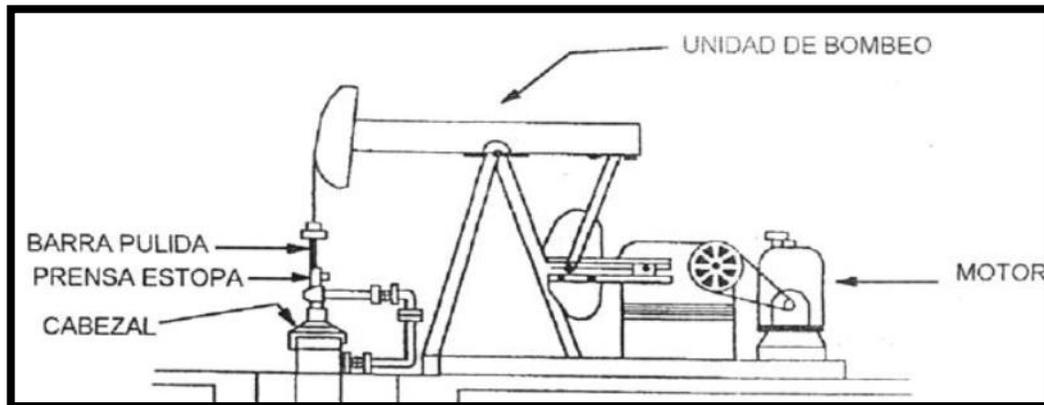


Fuente: John G. Svinos. Bombeo Mecánico.2005. pg33

3.6.3 Componentes del Sistema

3.6.3.1 Equipos de Superficie

Figura36. Equipos de Superficie Bombeo Mecanico



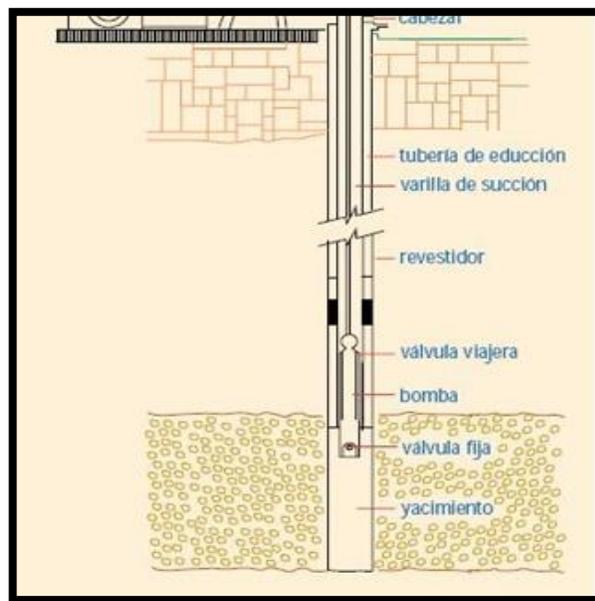
Fuente: Gil Juan Alberto, Selección, Diseño y Prueba de nuevos sistemas de levantamiento artificial. Aplicación al Campo Colorado. 2009, pg. 26.

- **Unidad de Bombeo o Balancín.** La unidad de Bombeo o Balancín tiene como función convertir el movimiento del eje de un motor, a una velocidad apropiada, que accione la sarta de cabillas y la bomba de subsuelo. Además tiene como objetivo la variación del contrapeso que actúa frente a las cargas de cabillas y fluidos del pozo.
- **Unidad Motriz.** La unidad motriz es la encargada de transmitir la potencia a la sarta de varillas, adecuándose a los requerimientos que el sistema necesite. Esta generalmente es motor eléctrico o a gas. Los equipos eléctricos requieren un gasto económico mayor, pero requieren menos mantenimiento, contrario a los equipos accionado con las combustión del gas.
- **Caja de Engranaje y contrapesos.** La función principal de la caja de engranaje, es la de convertir torque bajos y altas rpm de la unidad motriz en altos torque y bajas rpm necesarias para operar la unidad de bombeo. Si la caja de engranaje tuviera que suplir todo el torque que la unidad de bombeo necesita para operar, su tamaño debería ser demasiado grande, por esto se da el uso de contrapesos, para poder disminuir el tamaño de la caja de engranaje, estos ayudan a disminuir la cantidad de torque necesario para realizar la operación, haciendo más eficiente la caja de engranaje.

- **Barra Pulida.** La función de la barra pulida, es la de conectar la unidad de bombeo con la sarta de varillas, siendo la única parte de la sarta que es visible en la superficie, pero su función principal es soportar el peso de la sarta de cabillas, bomba y fluido. Por lo tanto, la barra pulida experimenta cargas más altas que cualquier otra parte de la sarta.

3.6.3.2 Equipos de Fondo. La **Figura37**, muestra el esquema de diseño de un Bombeo Mecánico, ubicando los equipos usados en fondo de pozo.

Figura37. Equipos de Fondo Bombeo Mecánico



Fuente: L. Arditi, *Curso de Conocimientos Avanzados de Producción. Schlumberger.*
Modificada por el autor

- **Sarta de Varillas.** La sarta de varillas tiene como función conectar la bomba de fondo con la barra pulida, transmitiendo el movimiento oscilatorio de la barra pulida a la bomba, con el fin de proporcionar la potencia necesaria por la bomba para producir los fluidos del pozo.
- **Bombas de Subsuelo.** La Bomba de Subsuelo, es una bomba de succión con un arreglo de pistón y bomba. Dentro de esta el pistón tiene una válvula de bola y asiento llamado válvula viajera, la cual realizara viajes hacia arriba y hacia abajo con el pistón. A la entrada de la bomba existe otra válvula llamada válvula fija debido a que está fijada a la tubería y no se mueve, esto con el fin de que al estar la válvula viajera en su recorrido a superficie, esta genere un

sello, que asegurara que al volver la válvula viajera, se genere succión y haya entrada de líquidos, que cerrarán la válvula de bola, repitiendo el ciclo.

- **Ancla de Gas.** Se usan para eliminar el gas que pueda entrar a la bomba, principalmente en aquellos casos en donde el volumen de gas libre es considerable. Su configuración interna fue diseñada para aplicaciones de flujo continuo.

3.6.4 Ventajas y Desventajas

3.6.4.1 Ventajas. Las ventajas que encontramos a la hora de utilizar un bombeo Mecánico son:

- Alta eficiencia energética.
- Tolerancia a producción de sólidos.
- Buen Manejo de fluidos viscosos.
- Buen manejo de crudos con relaciones gas- líquido altas.
- Instalación sencilla, con bajo costo inicial.
- Permite ajustar fácilmente la tasa de producción.
- Alcanzar un alto grado de depleción.

3.6.4.2 Desventajas. Las desventajas que encontramos a la hora de utilizar un bombeo Mecánico son:

- Limitado para pozos desviados
- Se requiere unidades de Workover para su mantenimiento, haciendo su costo elevado
- Requiere de un área extensa en superficie.
- Limitado para pozos muy profundos.
- Baja eficiencia volumétrica en pozos con alta producción de gas.
- Poca resistencia al contenido de H₂S.
- En pozos de diámetro pequeño, se limita el caudal a producir.

4. MATRIZ DE SELECCIÓN

4.1 DISEÑO MATRIZ O SCREENING

Un Screening es un método que sirve para jerarquizar los rangos bajo los que una variable cumple con ciertas condiciones de aplicación, donde las condiciones que se definen son basadas netamente de datos teóricos y experiencias previas.

4.1.1 Tipos de las variables. En este punto se definen cada una de las variables a tener en cuenta para la entrada de datos de la Matriz de Evaluación y que se muestran en cada Screening de los sistemas de levantamiento.

4.1.1.1 Variables de Propiedades de los fluidos Dentro de esta se incluyen todas las características propias del yacimiento, que afecten la realización del diseño del sistema de levantamiento artificial, proveyendo información como la relación gas petróleo (GOR), el porcentaje de agua y sedimento, o la viscosidad.

4.1.1.2 Variables de Estado Mecánico. Dentro de esta se incluyen las características del completamiento diseño del sistema de levantamiento artificial, como el tamaño de tubería o grado de inclinación.

4.1.1.3 Variables de Características de operación del pozo. Dentro de esta se incluyen las características de operación actual del pozo, que incidan en el diseño del sistema de levantamiento, como la profundidad de operación y el caudal.

4.1.1.4 Variables de Instalación y Manejo. Dentro de esta se incluyen las características necesarias en cualquier trabajo para la instalación del sistema de levantamiento, las cual son intrínsecas de cada sistema, independiente de las características del pozo, tal como su gasto de energía., o inversión inicial.

4.1.2 Rangos de Variables. Para poder dar una calificación a las variables, cada una posee rangos numéricos que a su vez, se clasifican de la siguiente manera.

- **Inviabile:** El sistema no puede operar a las condiciones, por lo que se descarta.
- **Limitado:** El sistema puede llegar a operar, pero podría generar impactos a gran escala sobre el pozo, y su productividad
- **Tolerable:** El sistema opera pero a una eficiencia menor, haciendo que las partes del sistema trabajen fuera de su rango óptimo.
- **Bueno:** El sistema opera a una eficiencia media, con un grado más alto de paros por mantenimiento.
- **Superior:** El sistema opera sigue siendo eficiente, pero requiere de mantenimientos y seguimiento.
- **Excelente:** El sistema va a operar eficientemente, asegurando su pico de eficiencia, y menores costos.

4.1.2.1 Valores Numéricos. Los valores numéricos que fueron asignados van del uno (1) al seis (6) y están relacionados con los rangos, como se muestra en la **Tabla24**. Con el fin de dar una cuantificación de cada variable, comparada con condiciones de aplicación que cada una posee cada pozo.

Tabla24. Valores Numéricos

Valores Numéricos					
Inviabile	Limitado	Tolerable	Bueno	Superior	Excelente
1	2	3	4	5	6

4.1.3 Valores Porcentuales. Los valores porcentuales o grado de relevancia, se determinaron a partir de información teórica y experiencias de pozos vecinos, donde se vio que variable influía más en la eficiencia de un sistema de levantamiento artificial. La **Tabla25**. relaciona los porcentajes.

Tabla25. Valores Porcentuales

Propiedades de los Fluidos	Estado Mecanico	Caracterisiticas de operación del pozo	Instalación y manejo
30%	25%	30%	15%

4.2 DATOS DE ENTRADA A LA MATRIZ

Los datos de entrada son escritos por el usuario en la matriz basado en la información del pozo. Esta está compuesta de cuatro (2) columnas, la primera indica los tipos de variables, con sus respectivas variables, la segunda es el dato asignado a la variable. El ingreso de datos es numérico, sin embargo para las variables intrínsecas de los sistemas, se evaluarán sin importar las características del pozo, por lo que su valor siempre será constante, así mismo en los datos del pozo, no se relacionara. A continuación se presentan las Tablas de Datos de entrada para cada pozo.

4.2.4.1 Pozo Corrales 1-1

Tabla26. Datos de entrada Pozo Corrales 1-1.

Corrales 1-1		
Variable de selección	Valor	
1) Propiedades de los Fluidos		
Gravedad del crudo	24,6	°API
Agua y Sedimento	40	%
Relación Gas - Petróleo	8000	PCN/BN
Viscosidad	5,538	Cp
2) Estado Mecánico		
Casing	7	In
Inclinación	12,74	°
3) Características de operación del pozo		
Temperatura de Operación	150	° F
Profundidad de Operación	5962	Ft
Caudal de Operación	245	Bbl

4.2.4.2 Pozo Corrales 1D

Tabla27. Datos de entrada Pozo Corrales 1D.

Corrales 1D		
Variable de selección	Valor	
1) Propiedades de los Fluidos		
Gravedad del crudo	25	°API
Agua y Sedimento	48	%
Relación Gas - Petróleo	6900	PCN/BN
Viscosidad	5,538	Cp
2) Estado Mecánico		
Casing	7	In
Inclinación	0	°
3) Características de operación del pozo		
Temperatura de Operación	150	° F
Profundidad de Operación	5830	Ft
Caudal de Operación	480	Bbl

4.2.4.3 Pozo Corrales 3

Tabla28. Datos de entrada Pozo Corrales 3.

Corrales 3		
Variable de selección	Valor	
1) Propiedades de los Fluidos		
Gravedad del crudo	15	°API
Agua y Sedimento	78,8	%
Relación Gas - Petróleo	150	PCN/BN
Viscosidad	600	Cp
2) Estado Mecánico		
Casing	7	in
Inclinación	9	°
3) Características de operación del pozo		
Temperatura de Operación	120	° F
Profundidad de Operación	3773	ft
Caudal de Operación	110	bbl

4.2.4.4 Pozo Corrales 5

Tabla29. Datos de entrada Pozo Corrales 5.

Corrales 5		
Variable de selección	Valor	
1) Propiedades de los Fluidos		
Gravedad del crudo	24,6	°API
Agua y Sedimento	50	%
Relación Gas - Petróleo	5000	PCN/BN
Viscosidad	5,538	Cp
2) Estado Mecánico		
Casing	7	in
Inclinación	24,78	°
3) Características de operación del pozo		
Temperatura de Operación	150	° F
Profundidad de Operación	5735	ft
Caudal de Operación	450	bbl

4.2.4.5 Pozo Corrales 6

Tabla30. Datos de entrada Pozo Corrales 6.

Corrales 6		
Variable de selección	Valor	
1) Propiedades de los Fluidos		
Gravedad del crudo	24,8	°API
Agua y Sedimento	12	%
Relación Gas - Petróleo	450	PCN/BN
Viscosidad	5,538	Cp
2) Estado Mecánico		
Casing	7	In
Inclinación	30	°
3) Características de operación del pozo		
Temperatura de Operación	150	° F
Profundidad de Operación	5740	Ft
Caudal de Operación	550	Bbl

4.3 SCREENING SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO

Para el diseño de los Screening de los Sistemas de Levantamiento a evaluar, se basó toda la información en clasificaciones dadas por diferentes empresas que prestan servicios involucrados en la instalación de estos sistemas, donde la variación entre cada una de ellas, dada por el rango de eficiencias de equipos o el tipo de diseño del mismo, fue ponderada para generar un rango genérico de clasificación que abarcara todo tipo de consideraciones técnicas y de gamas del mercado. Luego esta información fue verificada, comparándose con trabajos realizados anteriormente en el Campo, y experiencia del Director del Proyecto, para que la información no se desfasara de las características intrínsecas del Campo objeto de estudio, y que la evaluación generara datos representativos para la selección del sistema en cada uno de los pozos.

4.3.1 Bombeo Mecánico. El Screening correspondiente al Bombeo Mecánico se muestra en la **Tabla31**; donde resalta, su aplicabilidad para pozos profundos y viscosos.

Tabla31. Screening Bombeo Mecánico

BOMBEO MECANICO						
Variable de selección	Rango de operación					
	Inviabile	Limitado	Tolerable	Bueno	Superior	Excelente
1) Propiedades de los Fluidos						
Gravedad del crudo (°API)	<3.9 y >42	4 - 4.9 y 38.1 - 38 - 42	5 a-5.9 y 34 - 38	6 - 6.9 y 30 - 34	7 - 7.9 y 26 - 30	8 - 26
Agua y Sedimento (%)	0,9 - 1	0,8- 0,89	0,7 - 0,79	0,6- 0,69	0,50 - 0,59	0 - 0,49
Relación Gas - Líquido PCN/BLS	>390.1	380.1 - 390	370.1 - 380	360.1 - 370	350.1 - 360	10 - 350
Viscosidad (cps)	> 80000	70001 - 80000	60001 - 70000	50001 - 60000	1 - 9,9 y 40001 - 50000	10 - 40000
Corrosión					X	
Sólidos				X		
2) Estado Mecánico						
Casing (pulg)				< 4 1/2	5 1/2	7 - 9 5/8
Inclinación (°)	> 30	20 - 30	15 - 20	10 - 15	15 - 10	0 - 10
3) Características de operación del pozo						
Temperatura de Operación	< 70 y > 680	70 - 89 y 661 - 680	90 - 109 y 641 - 660	110 - 129 y 621 - 640	130 - 149 y 601 - 620	100 - 600
Sumergencia (pies)					X	
Profundidad de Operación (pies)	> 16000	12820 - 15999	9640 - 12819	6460 - 9639	3280 - 6239	100 - 3281
Caudal de Operación (bls)	> 6000	4760 - 5999	3580 - 4759	2380 - 3569	1190 - 2379	15 - 1189
Índice de Productividad (bls/psi)	> 13	11,1 - 13	9,1 - 11	7,1 - 9	5,1 - 7	0,1 - 5
4) Instalación y manejo						
Instalación				X		
Transporte			X			
Gasto Energetico					X	
Mantenimiento					X	
Inversión		X				

4.3.2 Bombeo Hidráulico. El Screening correspondiente al Bombeo Hidráulico se muestra en la **Tabla32** ; donde resalta, su aplicabilidad para un alto rango de tipo de crudo, y caudal de operación.

Tabla32. Screening Bombeo Hidráulico

BOMBEO HIDRAULICO						
Variable de selección	Rango de operación					
	Inviabile	Limitado	Tolerable	Bueno	Superior	Excelente
1) Propiedades de los Fluidos						
Gravedad del crudo (°API)	<3.9 y >44	4 - 4.9 y 43,1 - 44	5 a-5.9 y 42,1 - 43	6 - 6.9 y 41,1 - 42	7 - 7.9 y 40,1 - 41	8 - 40
Agua y Sedimento (%)	0,9 - 1	0,8- 0,89	0,7 - 0,79	0,6- 0,69	0,50 - 0,59	0 - 0,60
Relación Gas - Líquido PCN/BLS	<5.9 y >390.1	6 - 6.9 y 380.1 - 390	7 - 7.9 y 370.1 - 380	8 - 8.9 y 360.1 - 370	9 - 9.9 y 350.1 - 360	10 - 350
Viscosidad (cps)	<19 y > 3500	20 - 39 y 2001 - 3500	40 - 59 y 1501 - 2000	60 - 79 y 1001 - 1500	80- 99 y 501 - 1000	100 - 500
Corrosión						X
Sólidos					X	
2) Estado Mecánico						
Casing (pulg)				< 4 1/2	5 1/2	7 - 9 5/8
Inclinación (°)	> 61	56 - 60	41 - 55	26 - 40	11 - 25	0 - 10
3) Características de operación del pozo						
Temperatura de Operación	< 70 y > 680	70 - 89 y 661 - 680	90 - 109 y 641 - 660	110 - 129 y 621 - 640	130 - 149 y 601 - 620	150 - 600
Sumergencia (pies)				X		
Profundidad de Operación (pies)	> 15000	13000 - 14999	11000 - 12999	9000 - 10999	2500 - 4999 y 8000 - 8999	5000 - 8000
Caudal de Operación (bls)	> 35000	30001 - 35000	25001 - 30000	20001 - 25000	0 - 199 y 15001 - 20000	200 - 15000
Índice de Productividad (bls/psi)	> 25	20,1 - 25	15,1 - 20	10,1 - 15	5,1 - 10	0,1 - 5
4) Instalación y manejo						
Instalación				X		
Transporte				X		
Gasto Energetico		X				
Mantenimiento				X		
Inversión				X		

4.3.3 Bombeo por Cavidades Progresivas. El Screening correspondiente al Bombeo por Cavidades Progresivas se muestra en la **Tabla33** ; donde resalta, su aplicabilidad para pozos profundos, y con alta viscosidad.

Tabla33. Screening Bombeo por Cavidades Progresivas

BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS						
Variable de selección	Rango de operación					
	Inviabile	Limitado	Tolerable	Bueno	Superior	Excelente
1) Propiedades de los Fluidos						
Gravedad del crudo (°API)	<3.9 y >39.1	4 - 4.9 y 38.1 - 39	5 a-5.9 y 37.1 - 38	6 - 6.9 y 36.1 - 37	7 - 7.9 y 35.1 - 36	8 - 35
Agua y Sedimento (%)	> 0.8	0.7- 0.79	0.6 - 0.69	0.5- 0.59	0.40 - 0.49	0 - 0.40
Relación Gas - Líquido PCN/BLS	>390.1	380.1 - 390	370.1 - 380	360.1 - 370	350.1 - 360	10 - 350
Viscosidad (cps)	> 80000	75001 - 80000	70001 - 75000	65001 - 70000	1 - 99 y 60001 - 65000	10 - 60000
Corrosión		X				
Sólidos					X	
2) Estado Mecánico						
Casing (pulg)				< 4 1/2	5 1/2	7 - 9 5/8
Inclinación (°)	> 30	20 - 30	15 - 20	10 - 15	15 - 10	0 - 10
3) Características de operación del pozo						
Temperatura de Operación	< 19 y > 300	20-39 y 291 - 300	40-69 y 271 - 290	60-79 y 261 - 270	80-99 y 251 - 260	100-250
Sumergencia (pies)		X				
Profundidad de Operación (pies)	> 16000	13001 - 16000	10001 - 13000	8001 - 10000	5001 - 8000	2000 - 5000
Caudal de Operación (bls)	> 8000	7001 - 8000	6001 - 7000	5001 - 6000	4000 - 5000	5 - 4000
Índice de Productividad (bls/psi)	> 13	11,1 - 13	9,1 - 11	7,1 - 9	5,1 - 7	0,5 - 5
4) Instalación y manejo						
Instalación					X	
Transporte					X	
Gasto Energetico				X		
Mantenimiento					X	
Inversión					X	

4.3.4 Bombeo Electrosumergible. El Screening correspondiente al Bombeo Electrosumergible se muestra en la **Tabla34** ; donde resalta, su aplicabilidad para manejo de alto corte de sedimentos y agua.

Tabla34. Screening Bombeo Electrosumergible

BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE						
Variable de selección	Rango de operación					
	Inviabile	Limitado	Tolerable	Bueno	Superior	Excelente
1) Propiedades de los Fluidos						
Gravedad del crudo (°API)	<5.2 y >39.1	5.2 - 5.39 y 38.1 - 39	5.4 - 5.59 y 37.1 - 38	5.6 - 5.79 y 36.1 - 37	5.8 - 6 y 35.1 - 36	6 - 35
Agua y Sedimento (%)	-	-	-	-	-	0,1 - 1
Relación Gas - Líquido PCN/BLS	> 7001	6001 - 7000	5001 - 6000	4001 - 5000	3001 - 4000	0- 3000
Viscosidad (cps)	> 8000	7501 - 8000	7001 - 7500	6501 - 7000	1 - 9,9 y 6001 - 6500	10 - 6000
Corrosión			X			
Sólidos		X				
2) Estado Mecánico						
Casing (pulg)				< 4 1/2	5 1/2	7 - 9 5/8
Inclinación (°)	> 30	20 - 30	15 - 20	10 - 15	15 - 10	0 - 10
3) Características de operación del pozo						
Temperatura de Operación	< 19 y > 380	20-39 y 360 - 379	40-69 y 340 - 359	60-79 y 320 - 339	80-99 y 301-319	100-300
Sumergencia (pies)		X				
Profundidad de Operación (pies)	> 15000	12000 - 14999	9400 - 12199	6600 - 9399	3800 - 6599	1000 - 3799
Caudal de Operación (bls)	> 40000	38001 - 40000	34001 - 38000	32001 - 34000	30001 - 32000	100 - 30000
Índice de Productividad (bls/psi)	<1	1 - 1,9 - 45,1 - 46	2 - 2,9 - 40,1 - 45	3 - 3,9 y 35,1 - 40	4 - 4,9 y 30,1 - 35	5 - 30
4) Instalación y manejo						
Instalación				X		
Transporte				X		
Gasto Energetico		X				
Mantenimiento		X				
Inversión		X				

4.3.5 Gas Lift. El Screening correspondiente al Gas Lift Progresivas se muestra en la **Tabla 35** ; donde resalta, su aplicabilidad para alta relación Gas-Líquido.

Tabla35. Screening Gas Lift

GAS LIFT						
Variable de selección	Rango de operación					
	Inviabile	Limitado	Tolerable	Bueno	Superior	Excelente
1) Propiedades de los Fluidos						
Gravedad del crudo (°API)	<11 y >39.1	11 - 11.9 y 38.1 - 39	12 - 12.9 y 37.1 - 38	13- 14.9 y 36.1 - 37	14 - 14.9 y 35.1 - 36	15 -35
Agua y Sedimento (%)	0,9 - 1	0,8- 0,89	0,7 - 0,79	0,6- 0,69	0,50 - 0,59	0 - 0,49
Relación Gas - Líquido PCN/BLS	> 9000	8001 - 9000	7001 - 8000	6001 - 7000	5001 - 6000	1 - 5000
Viscosidad (cps)	> 9000	8001 - 9000	7001 - 8000	6001 - 7000	5001 - 6000	1 - 5000
Corrosión					X	
Sólidos			X			
2) Estado Mecánico						
Casing (pulg)				< 4 1/2	5 1/2	7 - 9 5/8
Inclinación (°)	> 61	56 - 60	41 - 55	26 - 40	11 - 25	0 - 10
3) Características de operación del pozo						
Temperatura de Operación	< 19 y > 580	20-39 y 560 - 579	40-69 y 540 - 559	60-79 y 520 - 539	80-99 y 501-519	100-500
Sumergencia (pies)					X	
Profundidad de Operación (pies)	> 15000	13000 - 14999	11000 - 12999	9000 - 10999	2500 - 4999 y 7000 - 8999	5000 - 6999
Caudal de Operación (bls)	> 40000	38001 - 40000	34001 - 38000	32001 - 34000	30001 - 32000	100 - 30000
Índice de Productividad (bls/psi)	>13	11,1 - 13	9,1 - 11	7,1 - 9	5,1 - 7	1 - 5
4) Instalación y manejo						
Instalación					X	
Transporte						X
Gasto Energético						X
Mantenimiento						X
Inversión				X		

4.3.6 Plunger Lift. El Screening correspondiente al Plunger Lift se muestra en la **Tabla36** ; donde resalta, su aplicabilidad para alta relación Gas-Líquido.

Tabla36. Screening Plunger Lift

PLUNGER LIFT						
Variable de selección	Rango de operación					
	Inviabile	Limitado	Tolerable	Bueno	Superior	Excelente
1) Propiedades de los Fluidos						
Gravedad del crudo (°API)	<11 y >39.1	11 - 11.9 y 38.1 - 39	12 - 12.9 y 37.1 - 38	13- 14.9 y 36.1 - 37	14 - 14.9 y 35.1 - 36	15 -35
Agua y Sedimento (%)	> 0,8	0,7- 0,79	0,6 - 0,69	0,5 - 0,59	0,40 - 0,49	0 - 0,40
Relación Gas - Líquido PCN/BLS	< 249	250 - 499	500 - 999	1000- 2999	3000 - 4999	> 5000
Viscosidad (cps)	< 9000	8001 - 9000	7001 - 8000	6001 - 7000		1 - 5000
Corrosión						X
Sólidos		X				
2) Estado Mecánico						
Casing (pulg)				< 4 1/2	5 1/2	7 - 9 5/8
Inclinación (°)	> 30	20 - 30	15 - 20	10 - 15	15 - 10	0 - 10
3) Características de operación del pozo						
Temperatura de Operación	< 20 y > 261	20 - 39 - 241 - 260	40 - 59 y 221 - 240	60 - 79 y 201 - 220	80 - 99 y 181 - 200	100-180
Sumergencia (pies)		X				
Profundidad de Operación (pies)	> 13601	12400 - 13600	11201 - 12400	10001 - 11200	8800 - 10000	3000 - 8799
Caudal de Operación (bls)	> 281	231 - 280	181 - 230	131 - 180	81 - 130	1-80
Índice de Productividad (bls/psi)			> 3	2 - 3	1 - 2	0,1 - 1
4) Instalación y manejo						
Instalación					X	
Transporte					X	
Gasto Energético						X
Mantenimiento					X	
Inversión					X	

4.4 CALIFICACIÓN Y RESULTADO

Luego de tener el Screening y los datos de entrada, se cruzaron los resultados, para así ponderar las variables por las que se ve afectada la eficiencia del sistema de levantamiento artificial, obteniendo un resultado cuantitativa de la matriz. A Continuación se presentan los resultados numéricos de la matriz de selección para cada pozo.

4.4.1 Corrales 1-1. La **Tabla37**. Relaciona las características evaluadas junto con su calificación. La **Tabla38**. Indica que el sistema de levantamiento artificial más adecuado para el pozo Corrales 1-1 es Gas Lift porque su desempeño, en las condiciones de operación, lo hacen el sistema adecuado a las necesidades del pozo.

Tabla37. Calificación SLA Pozo Corrales 1-1

CALIFICACIÓN DE PARAMETROS CORRALES 1 - 1							
Variable de selección	Sistema de Levantamiento Artificial						Bombeo por Cavidades Progresivas
	Bombeo Hidraulico	Bombeo Mecanico	Plunger Lift	Gas Lift	Bombeo Electrosumergible		
1) Propiedades de los Fluidos							
Gravedad del crudo	6	6	6	6	6	6	6
Agua y Sedimento	6	5	4	5	6	6	4
Relación Gas - Petróleo	1	1	6	6	1	1	1
Viscosidad	1	5	6	6	5	5	5
Corrosión	6	5	6	6	5	3	2
Solidos	5	4	2	3	2	2	5
TOTAL	4,17	4,33	5,0	5,17	3,83	3,83	
2) Estado Mecánico							
Casing	6	6	6	6	6	6	6
Inclinación	5	5	5	5	5	5	5
TOTAL	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5
3) Características de operación del pozo							
Temperatura de Operación	6	6	6	6	6	6	6
Sumergencia	4	5	2	5	2	2	2
Profundidad de Operación	6	5	6	6	5	5	5
Caudal de Operación	6	6	2	6	6	6	6
TOTAL	5,5	5,5	4	5,75	4,75	4,75	4,75
4) Instalación y manejo							
Instalación	4	4	5	5	4	4	5
Transporte	4	3	5	6	4	4	5
Gasto Energético	2	5	6	6	2	2	4
Mantenimiento	4	5	5	6	2	2	5
Inversión	4	2	5	4	2	2	5
TOTAL	3,6	3,8	5,2	5,4	2,8	2,8	4,8

Tabla38. Jerarquización de Resultados y Selección Corrales 1-1

	Grado de relevancia	Bombeo Hidraulico	Bombeo Mecanico	Plunger Lift	Gas Lift	Bombeo Electrosumergible	Bombeo por Cavidades Progresivas
1) Propiedades de los Fluidos	0,3	4,2	4,3	5,0	5,2	3,8	3,8
2) Estado Mecánico	0,3	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5
3) Características de operación del pozo	0,3	5,5	5,5	4,0	5,8	4,8	4,8
4) Instalación y manejo	0,2	3,6	3,8	5,2	5,4	2,8	4,8
Calificación final sistema		4,8	4,9	4,9	5,5	4,4	4,7

El sistema de levantamiento artificial que más se adecua basado en las variables de propiedades de los fluidos, estado mecánico, características de operación, de instalación y manejo, para el pozo corrales 1-1 es el Gas Lift.

4.4.2 Corrales 1D. La **Tabla39.** Relaciona las características evaluadas junto con su calificación. La **Tabla40.** Indica que el sistema de levantamiento artificial más adecuado para el pozo Corrales 1D es Gas Lift porque su desempeño, en las condiciones de operación, lo hacen el sistema adecuado a las necesidades del pozo.

Tabla39. Calificación SLA Pozo Corrales 1D

CALIFICACIÓN DE PARAMETROS CORRALES 1 D						
Variable de selección	Sistema de Levantamiento Artificial					
	Bombeo Hidraulico	Bombeo Mecanico	Plunger Lift	Gas Lift	Bombeo Electrosumergible	Bombeo por Cavidades Progresivas
1) Propiedades de los Fluidos						
Gravedad del crudo	6	6	6	6	6	6
Agua y Sedimento	6	6	5	6	6	5
Relación Gas - Petróleo	1	1	6	6	1	1
Viscosidad	1	5	6	6	5	5
Corrosión	6	5	6	5	3	2
Sólidos	5	4	2	3	2	5
TOTAL	4,17	4,50	5,17	5,33	3,83	4,00
2) Estado Mecánico						
Casing	6	6	6	6	6	6
Inclinación	6	6	6	6	6	6
TOTAL	6	6	6	6	6	6
3) Características de operación del pozo						
Temperatura de Operación	6	6	6	6	6	6
Sumergencia	4	5	2	5	2	2
Profundidad de Operación	6	5	6	6	5	5
Caudal de Operación	6	6	1	6	6	6
TOTAL	5,5	5,5	3,75	5,75	4,75	4,75
4) Instalación y manejo						
Instalación	4	4	5	5	4	5
Transporte	4	3	5	6	4	5
Gasto Energético	2	5	6	6	2	4
Mantenimiento	4	5	5	6	2	5
Inversión	4	2	5	4	2	5
TOTAL	3,6	3,8	5,2	5,4	2,8	4,8

Tabla40. Jerarquización de Resultados y Selección Corrales 1D

	Grado de relevancia	Bombeo Hidraulico	Bombeo Mecanico	Plunger Lift	Gas Lift	Bombeo Electrosumergible	Bombeo por Cavidades Progresivas
1) Propiedades de los Fluidos	0,3	4,2	4,5	5,2	5,3	3,8	4,0
2) Estado Mecánico	0,3	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
3) Características de operación del pozo	0,3	5,5	5,5	3,8	5,8	4,8	4,8
4) Instalación y manejo	0,2	3,6	3,8	5,2	5,4	2,8	4,8
Calificación final sistema		4,9	5,1	5,0	5,6	4,5	4,8

El sistema de levantamiento artificial que más se adecua basado en las variables de propiedades de los fluidos, estado mecánico, características de operación, de instalación y manejo, para el pozo corrales 1D es el Gas Lift

4.4.3 Corrales 3. La **Tabla41.** Relaciona las características evaluadas junto con su calificación. La **Tabla42.** Indica que el sistema de levantamiento artificial más adecuado para el pozo Corrales 3 es Bombeo Hidráulico porque su desempeño, en las condiciones de operación, lo hacen el sistema adecuado a las necesidades del pozo, pero por limitaciones de su estado mecánico, en donde la producción de la arena se encuentra en el anular, haciendo imposible el uso de este método, así como la aplicación de Gas Lift, por lo que comparando los resultados de la matriz, con las limitantes mecánicas del pozo, se decide que el sistema de levantamiento artificial más adecuado es Bombeo Mecánico.

Tabla41. Calificación SLA Pozo Corrales 3

CALIFICACIÓN DE PARAMETROS CORRALES 3						
Variable de selección	Sistema de Levantamiento Artificial					
	Bombeo Hidraulico	Bombeo Mecanico	Plunger Lift	Gas Lift	Bombeo Electrosumergible	Bombeo por Cavidades Progresivas
1) Propiedades de los Fluidos						
Gravedad del crudo	6	6	6	6	6	6
Agua y Sedimento	3	3	2	3	6	2
Relación Gas - Petróleo	6	6	1	1	6	6
Viscosidad	5	6	6	6	6	6
Corrosión	6	5	6	5	3	2
Sólidos	5	4	2	3	2	5
TOTAL	5,17	5,00	3,83	4	4,83	4,50
2) Estado Mecánico						
Casing	6	6	6	6	6	6
Inclinación	6	6	6	6	6	6
TOTAL	6	6	6	6	6	6
3) Características de operación del pozo						
Temperatura de Operación	6	6	6	6	6	6
Sumergencia	4	5	2	5	2	2
Profundidad de Operación	5	5	6	5	6	6
Caudal de Operación	6	5	5	6	6	6
TOTAL	5,25	5,25	4,75	5,5	5	5
4) Instalación y manejo						
Instalación	4	4	5	5	4	5
Transporte	4	3	5	6	4	5
Gasto Energético	2	5	6	6	2	4
Mantenimiento	4	5	5	6	2	5
Inversión	4	2	5	4	2	5
TOTAL	3,6	3,8	5,2	5,4	2,8	4,8

Tabla42. Jerarquización de Resultados y Selección Corrales 3

	Grado de relevancia	Bombeo Hidraulico	Bombeo Mecanico	Plunger Lift	Gas Lift	Bombeo Electrosumergible	Bombeo por Cavidades Progresivas
1) Propiedades de los Fluidos	0,3	5,2	5,0	3,8	4,0	4,8	4,5
2) Estado Mecánico	0,3	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
3) Características de operación del pozo	0,3	5,3	5,3	4,8	5,5	5,0	5,0
4) Instalación y manejo	0,2	3,6	3,8	5,2	5,4	2,8	4,8
Calificación final sistema		5,2	5,1	4,9	5,2	4,9	5,1

El sistema de levantamiento artificial que más se adecua basado en las variables de propiedades de los fluidos, estado mecánico, características de operación, de instalación y manejo, para el pozo corrales 3 es el Bombeo Mecánico.

4.4.4 Corrales 5. La **Tabla43.** Relaciona las características evaluadas junto con su calificación. La **Tabla44.** Indica que el sistema de levantamiento artificial más adecuado para el pozo Corrales 5 es Gas Lift porque su desempeño, en las condiciones de operación, lo hacen el sistema adecuado a las necesidades del pozo.

Tabla43. Calificación SLA Pozo Corrales 5

CALIFICACIÓN DE PARAMETROS CORRALES 5						
Variable de selección	Sistema de Levantamiento Artificial					
	Bombeo Hidraulico	Bombeo Mecanico	Plunger Lift	Gas Lift	Bombeo Electrosumergible	Bombeo por Cavidades Progresivas
1) Propiedades de los Fluidos						
Gravedad del crudo	6	6	6	6	6	6
Agua y Sedimento	6	5	4	5	6	4
Relación Gas - Petróleo	1	1	6	6	1	1
Viscosidad	1	5	6	6	5	5
Corrosión	6	5	6	5	3	2
Sólidos	5	4	2	3	2	5
TOTAL	4,17	4,33	5,00	5,17	3,83	3,83
2) Estado Mecánico						
Casing	6	6	6	6	6	6
Inclinación	5	2	2	5	2	2
TOTAL	5,5	4	4	5,5	4	4
3) Características de operación del pozo						
Temperatura de Operación	6	6	6	6	6	6
Sumergencia	4	5	2	5	2	2
Profundidad de Operación	6	5	6	6	5	5
Caudal de Operación	6	6	1	6	6	6
TOTAL	5,5	5,5	3,75	5,75	4,75	4,75
4) Instalación y manejo						
Instalación	4	4	5	5	4	5
Transporte	4	3	5	6	4	5
Gasto Energético	2	5	6	6	2	4
Mantenimiento	4	5	5	6	2	5
Inversión	4	2	5	4	2	5
TOTAL	3,6	3,8	5,2	5,4	2,8	4,8

Tabla44. Jerarquización de Resultados y Selección Corrales 5

	Grado de relevancia	Bombeo Hidraulico	Bombeo Mecanico	Plunger Lift	Gas Lift	Bombeo Electrosumergible	Bombeo por Cavidades Progresivas
1) Propiedades de los Fluidos	0,3	4,2	4,3	5,0	5,2	3,8	3,8
2) Estado Mecánico	0,3	5,5	4,0	4,0	5,5	4,0	4,0
3) Características de operación del pozo	0,3	5,5	5,5	3,8	5,8	4,8	4,8
4) Instalación y manejo	0,2	3,6	3,8	5,2	5,4	2,8	4,8
Calificación final sistema		4,8	4,5	4,4	5,5	4,0	4,3

El sistema de levantamiento artificial que más se adecua basado en las variables de propiedades de los fluidos, estado mecánico, características de operación, de instalación y manejo, para el pozo corrales 5 es el Gas Lift

4.4.5 Corrales 6. La **Tabla45.** Relaciona las características evaluadas junto con su calificación. La **Tabla46.** Indica que el sistema de levantamiento artificial más adecuado para el pozo Corrales 6 es Gas Lift porque su desempeño, en las condiciones de operación, lo hacen el sistema adecuado a las necesidades del pozo.

Tabla45. Calificación SLA Pozo Corrales 6

CALIFICACIÓN DE PARAMETROS CORRALES 6							
Variable de selección	Sistema de Levantamiento Artificial						Bombeo por Cavidades Progresivas
	Bombeo Hidraulico	Bombeo Mecanico	Plunger Lift	Gas Lift	Bombeo Electrosumergible		
1) Propiedades de los Fluidos							
Gravedad del crudo	6	6	6	6	6	6	6
Agua y Sedimento	6	6	6	6	6	6	6
Relación Gas - Petróleo	1	1	2	2	6	1	1
Viscosidad	1	5	6	6	5	5	5
Corrosión	6	5	6	5	3	2	2
Sólidos	5	4	2	3	2	5	5
TOTAL	4,17	4,50	4,67	4,67	4,67	4,17	4,17
2) Estado Mecánico							
Casing	6	6	6	6	6	6	6
Inclinación	4	1	1	4	1	1	1
TOTAL	5	3,5	3,5	5	3,5	3,5	3,5
3) Características de operación del pozo							
Temperatura de Operación	6	6	6	6	6	6	6
Sumergencia	4	5	2	5	2	2	2
Profundidad de Operación	6	5	6	6	5	5	5
Caudal de Operación	6	6	1	6	6	6	6
TOTAL	5,5	5,5	3,75	5,75	4,75	4,75	4,75
4) Instalación y manejo							
Instalación	4	4	5	5	4	5	5
Transporte	4	3	5	6	4	5	5
Gasto Energético	2	5	6	6	2	4	4
Mantenimiento	4	5	5	6	2	5	5
Inversión	4	2	5	4	2	5	5
TOTAL	3,6	3,8	5,2	5,4	2,8	4,8	4,8

Tabla46. Jerarquización de Resultados y Selección Corrales 6

	Grado de relevancia	Bombeo Hidraulico	Bombeo Mecanico	Plunger Lift	Gas Lift	Bombeo Electrosumergible	Bombeo por Cavidades Progresivas
1) Propiedades de los Fluidos	0,3	4,2	4,5	4,7	4,7	4,7	4,2
2) Estado Mecánico	0,3	5,0	3,5	3,5	5,0	3,5	3,5
3) Características de operación del pozo	0,3	5,5	5,5	3,8	5,8	4,8	4,8
4) Instalación y manejo	0,2	3,6	3,8	5,2	5,4	2,8	4,8
Calificación final sistema		4,7	4,4	4,2	5,2	4,1	4,3

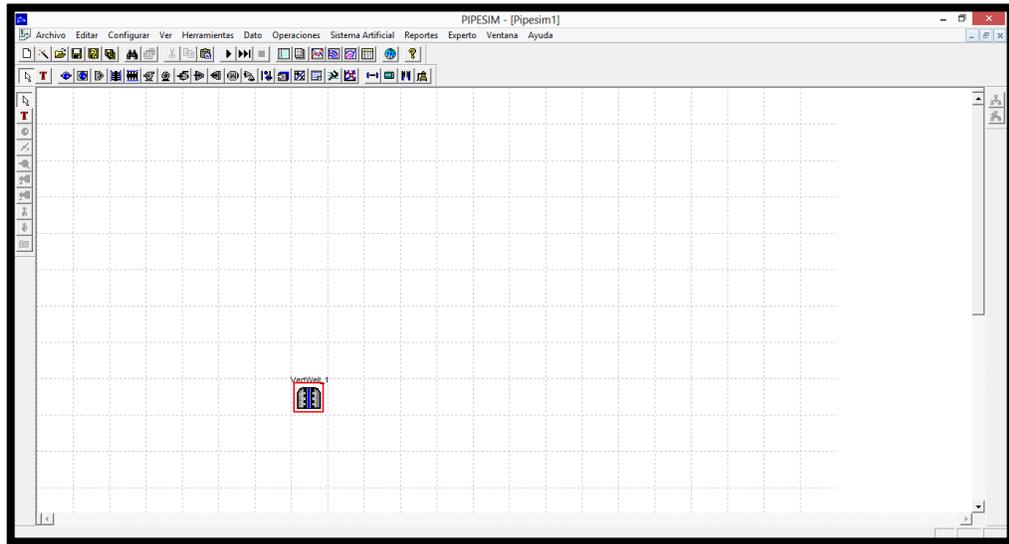
El sistema de levantamiento artificial que más se adecua basado en las variables de propiedades de los fluidos, estado mecánico, características de operación, de instalación y manejo, para el pozo corrales 6 es el Gas Lift

4.5 ANÁLISIS NODAL

PIPESIM es una herramienta de análisis del sistema de producción de un pozo, este permite de manera eficiente conocer el potencial del yacimiento, incrementos de producción y además de esto el modelamiento del flujo multifásico desde el yacimiento hasta el cabezal del pozo. También, permite entender el desempeño de la línea de flujo y las diferentes instalaciones que se tienen en superficie, por medio de un análisis general del sistema de producción. Además, PIPESIM permite que el usuario determine el método de levantamiento artificial más adecuado y su respectivo diseño, según sea el resultado.

4.5.1 Pozo Corrales 1-1. Se realiza la creación del pozo como se muestra en la **Figura38** creando así el yacimiento Formación Monserrate, para el pozo Corrales 3 ubicado en las herramientas del PIPESIM.

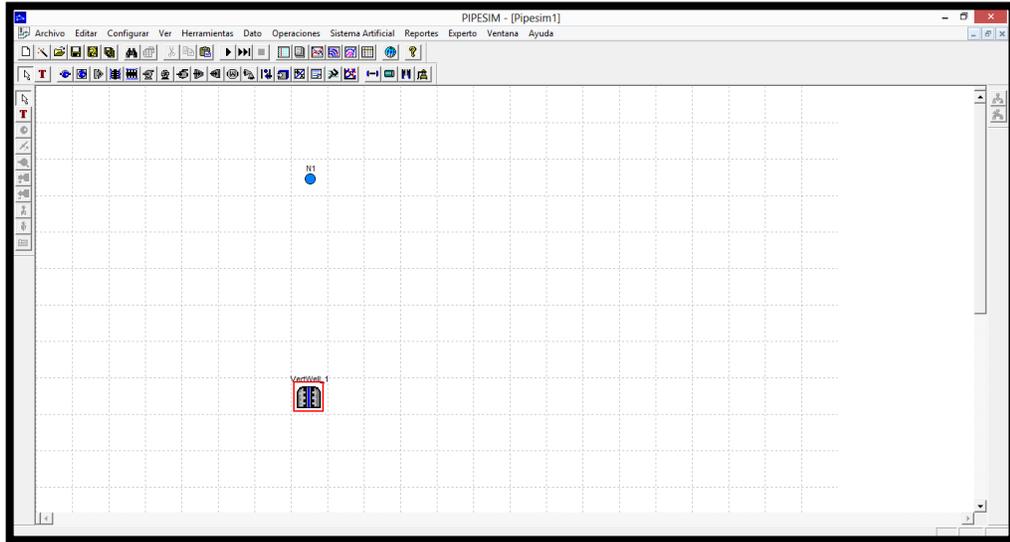
Figura 38. Creación de yacimiento Formación Monserrate. Pozo Corrales 1-1.



Fuente. Software PIPESIM

Luego se inserta el nodo de cabeza de pozo, ubicado igualmente en las herramientas como de muestra en la **Figura39**.

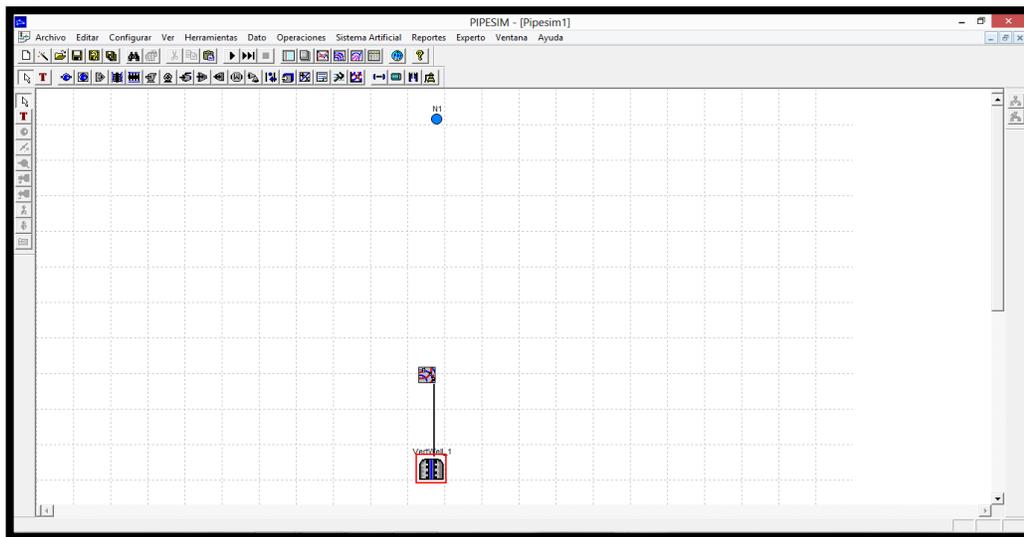
Figura 39. Creación de nodo cabeza de pozo. Pozo Corrales 1-1.



Fuente. Software PIPESIM

Luego se inserta el nodo de fondo de pozo, ubicado igualmente en las herramientas como de muestra en la **Figura 40**.

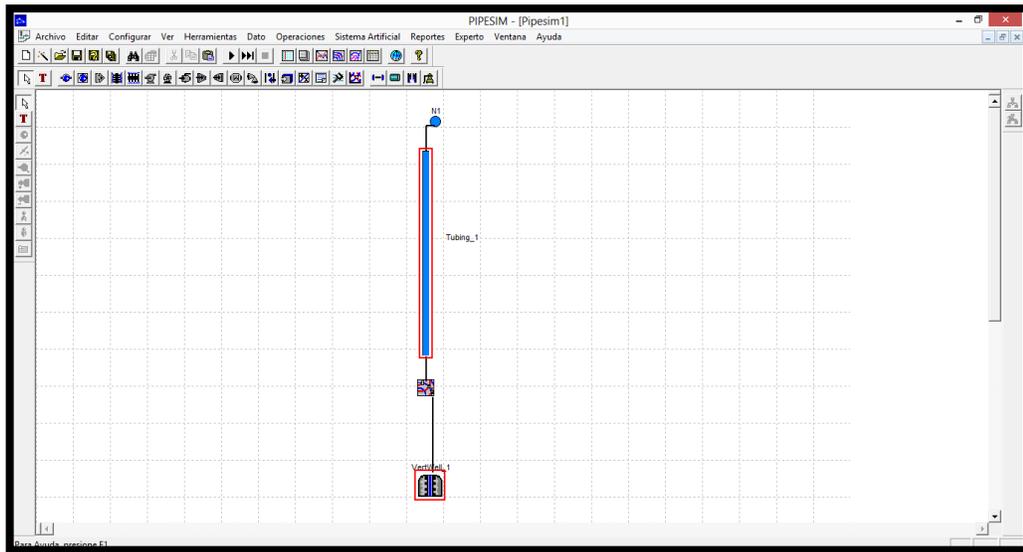
Figura 40. Creación de nodo fondo de pozo. Pozo Corrales 1-1.



Fuente. Software PIPESIM

Posteriormente se instala la tubería que conecta el yacimiento y el nodo de fondo de pozo, como se muestra en la **Figura 41**.

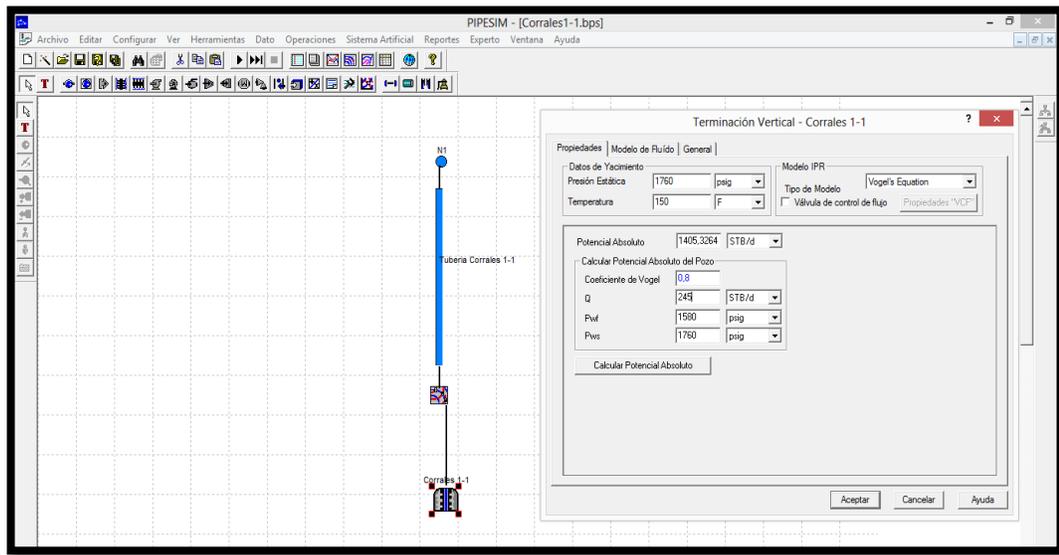
Figura 41. Conexión de tubería. Pozo Corrales 1-1.



Fuente. Software PIPESIM

A continuación se hace doble clic en el yacimiento “Vertwell_1”, donde se abrirá una ventana que permitirá ingresar los datos del yacimiento para el pozo Corrales 1-1. Dentro de esta ventana, se escoge en el modelo del IPR, “Ecuación de Vogel” debido a que el yacimiento ya paso del punto de Burbuja, además se le asigna el nombre; como puede ver en la **Figura 42**; gracias a esto se logra calcular el potencial absoluto de pozo haciendo clic en “Calcular Potencial Absoluto”. Al finalizar se hace clic en “Aceptar”.

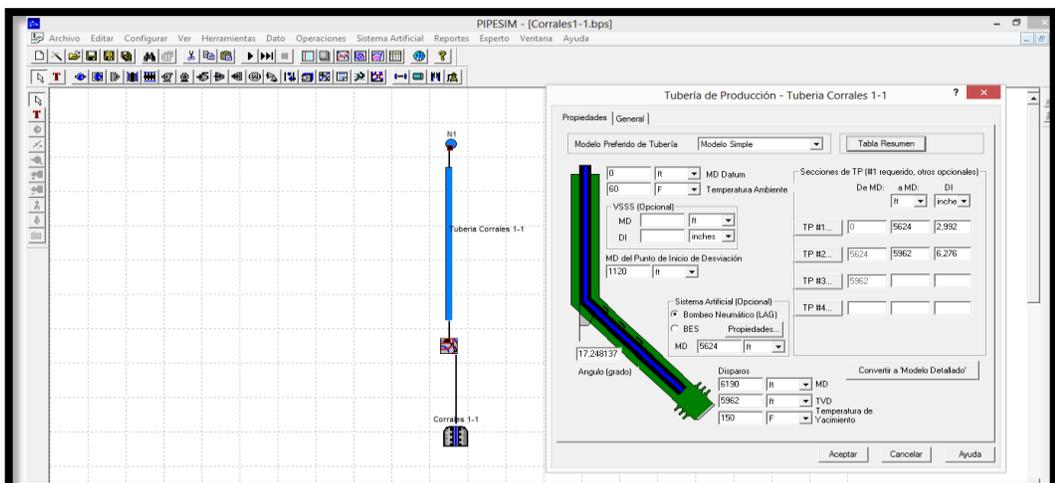
Figura42. Datos de Yacimiento. Pozo Corrales 1-1.



Fuente. Software PIPESIM

A continuación se hace doble clic en la tubería “Tubing_1”, donde se abrirá una ventana que permitirá ingresar los datos de la tubería, además se le asigna el nombre. Para esto es importante cambiar de “Modelo detallado” a “Modelo simple” debido a que no se conocen la totalidad de los datos para hacer un modelo detalle. Una vez seleccionado el modelo simple, la pantalla cambia como se muestra en la **Figura 43**.

Figura 43. Datos de la tubería. Pozo Corrales 1-1.

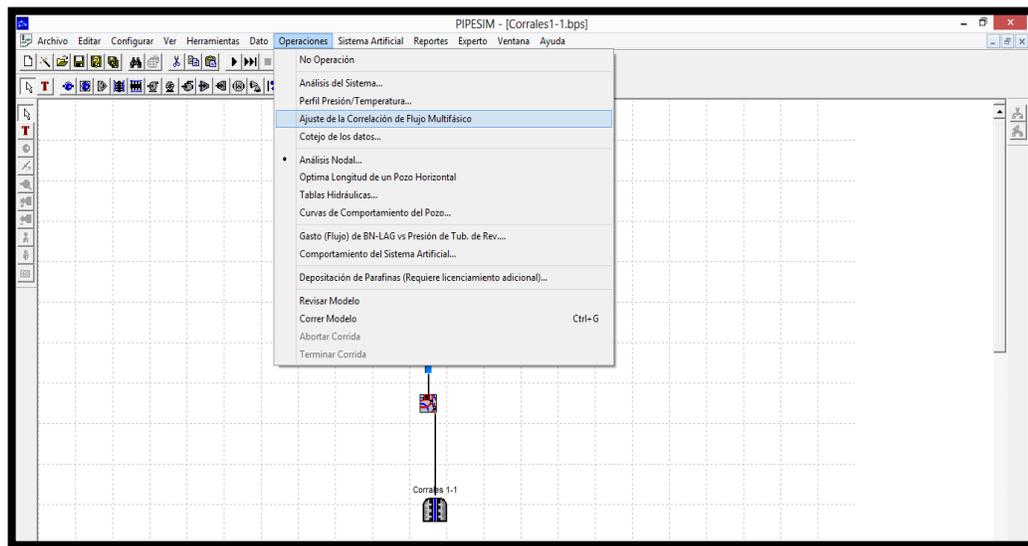


Fuente. Software PIPESIM

Se realizara el análisis nodal para el estado actual del pozo y de esta manera determinar el desempeño actual del sistema.

Una vez actualizado todos los datos del yacimiento, y de la tubería, se realizara un análisis de sensibilidad de las correlaciones de flujo multifásico, para ver cual se ajusta apropiadamente a las necesidades del pozo. Para hacer clic en “Operaciones”, dentro de la barra de herramientas, posteriormente “Ajuste de la correlación de flujo multifásico” como se muestra en la **Figura 44**.

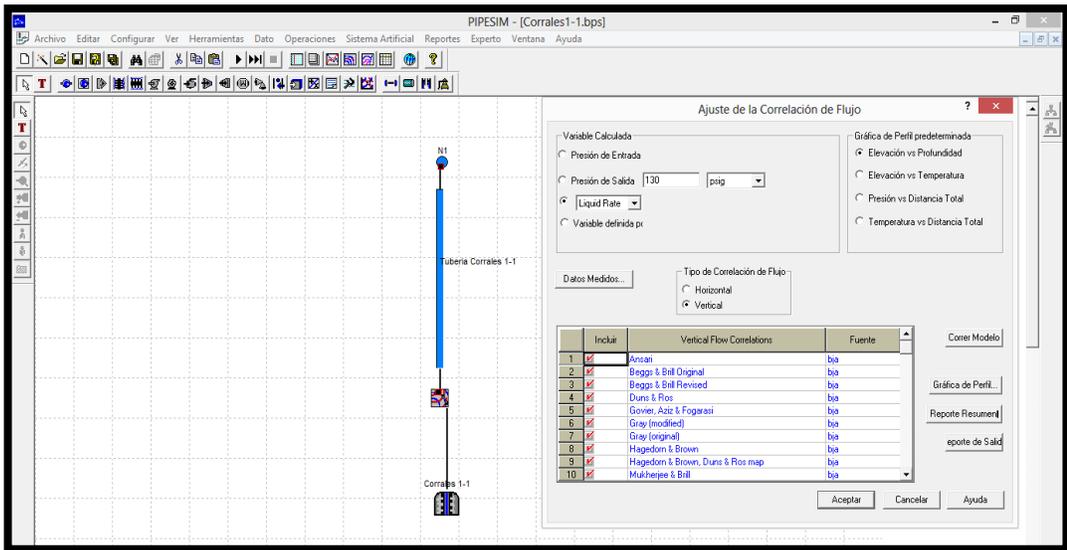
Figura 44. Ajuste de la correlación de flujo multifásico. Pozo Corrales 1-1



Fuente. Software PIPESIM

En la nueva ventana ingresamos la presión de salida y las correlaciones que se quieren sensibilizar para pozo el Pozo Corrales 1-1, y consecutivamente se hace clic en “Correr modelo”; como se ve en la **Figura 45**.

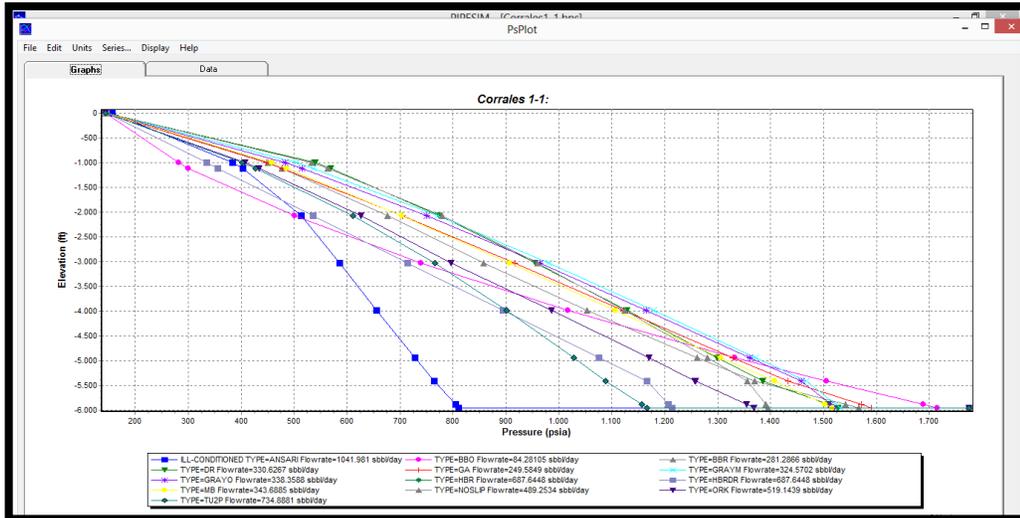
Figura 45. Ajuste de la Correlación de Flujo. Pozo Corrales 1-1



Fuente. Software PIPESIM

Obteniendo así la **Gráfica17**, de acuerdo con el análisis de sensibilidad se determina que correlación ajusta a las condiciones actuales del pozo, así que se selecciona Govier & Aziz, que fue propuesta en 1972, y la cual depende de los regímenes de flujo, presentando nuevas correlaciones para el flujo burbuja y el flujo bache.

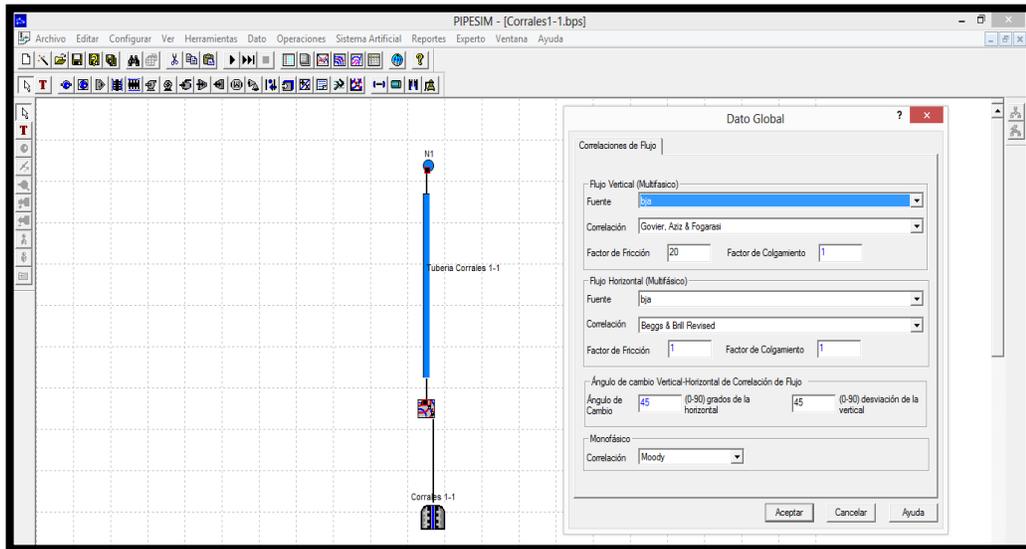
Gráfica17. Ajuste de correlaciones de flujo. Pozo Corrales 1-1.



Fuente. Software PIPESIM

Una vez seleccionada la correlación, se hace clic en “Configurar” y luego en “Correlaciones de flujo” como se muestra en la **Figura46** donde se escogerá la correlación escogida en la gráfica anterior.

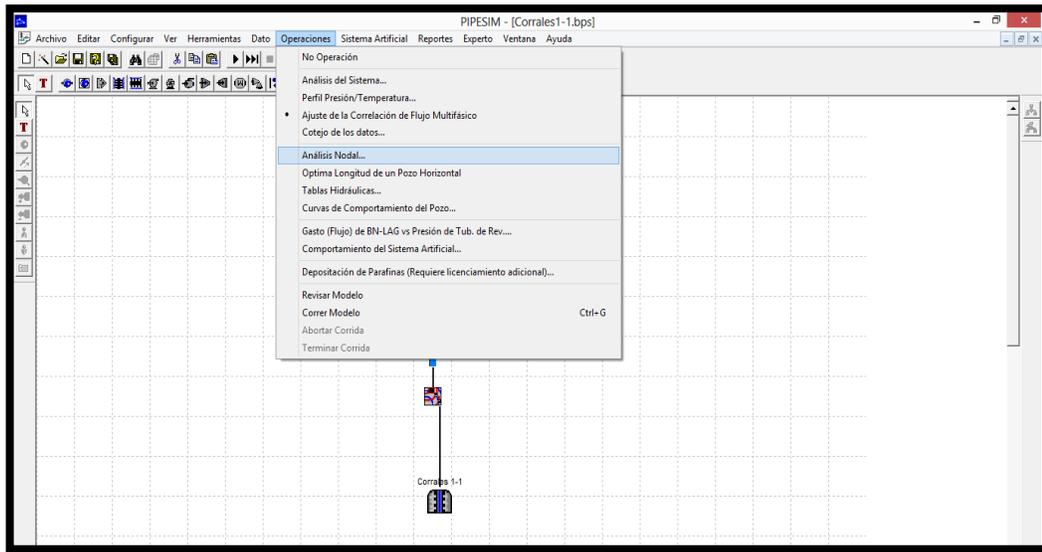
Figura46. Correlación de Flujo. Pozo Corrales 1-1



Fuente. Software PIPESIM

A continuación, en la barra de herramientas se hace clic en “Operaciones” y sucesivamente en “Análisis Nodal”, como se señala en la **Figura 47**.

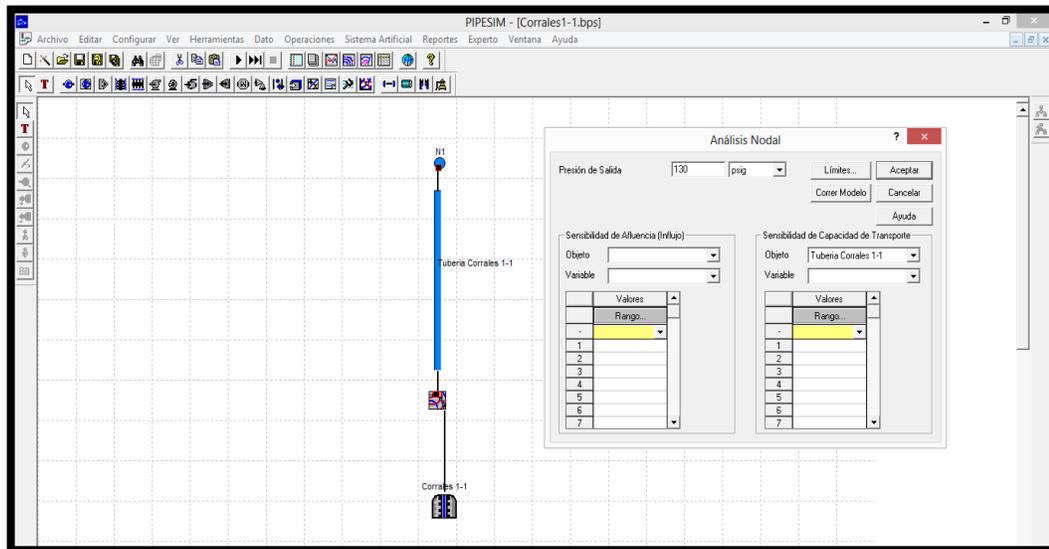
Figura47. Configuración Análisis Nodal. Pozo Corrales 1-1.



Fuente. Software PIPESIM

Abriendo una nueva ventana, donde se introducirá el valor de presión de salida, se hace clic en “Correr Modelo”, para generar el Análisis nodal para las condiciones actuales del pozo. Como se resalta en la **Figura48**.

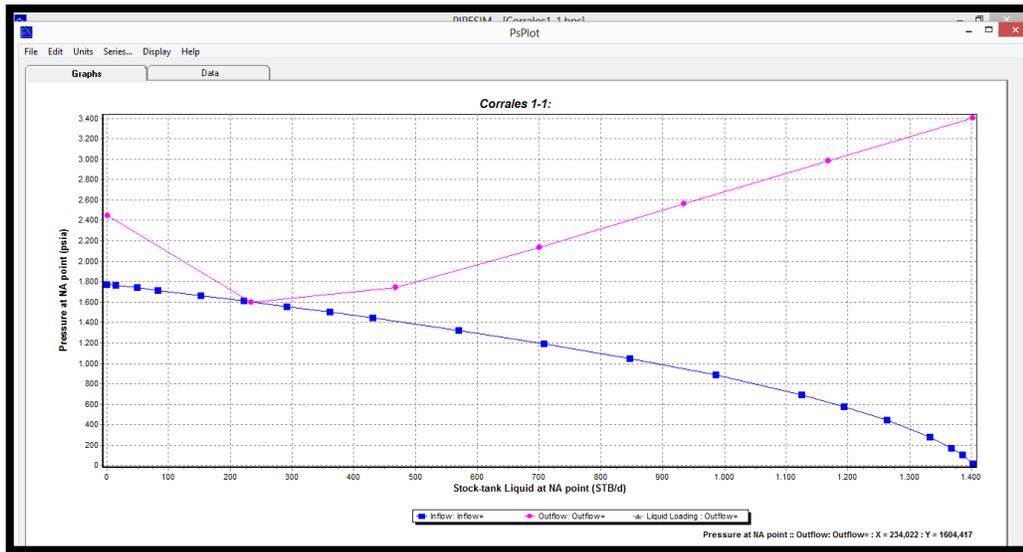
Figura48. Ingreso de parámetros para análisis nodal. Pozo Corrales 1-1



Fuente. Software PIPESIM

Esto generara la **Grafica18** que corresponde al análisis nodal del pozo Corrales 1-1, donde se observa las condiciones de flujo del sistema.

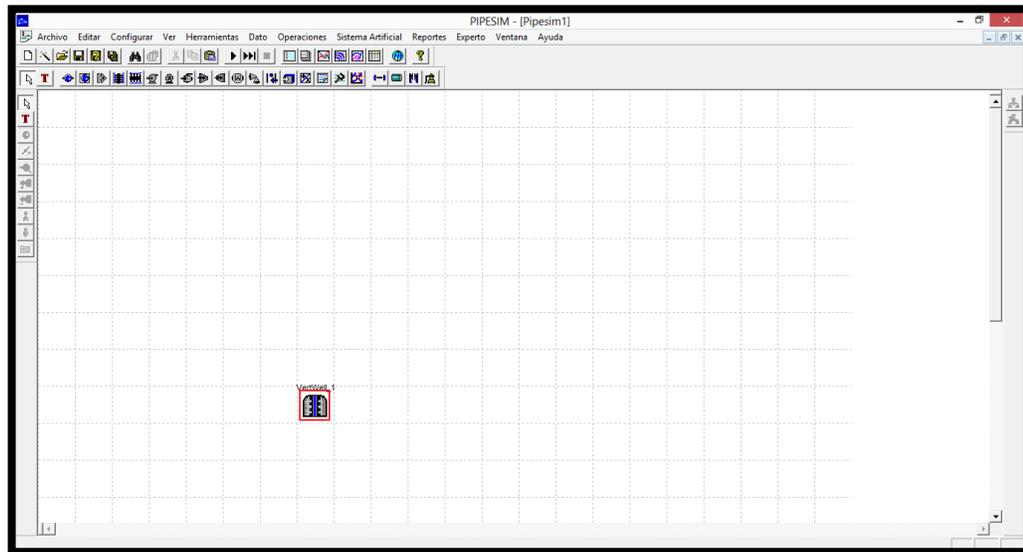
Gráfica18. Análisis Nodal. Pozo Corrales 1-1.



Fuente. Software PIPESIM

4.5.2 Pozo Corrales 1D. Se realiza la creación del pozo como se muestra en la **Figura49** creando así el yacimiento Formación Monserrate, para el pozo Corrales 1D ubicado en las herramientas del PIPESIM.

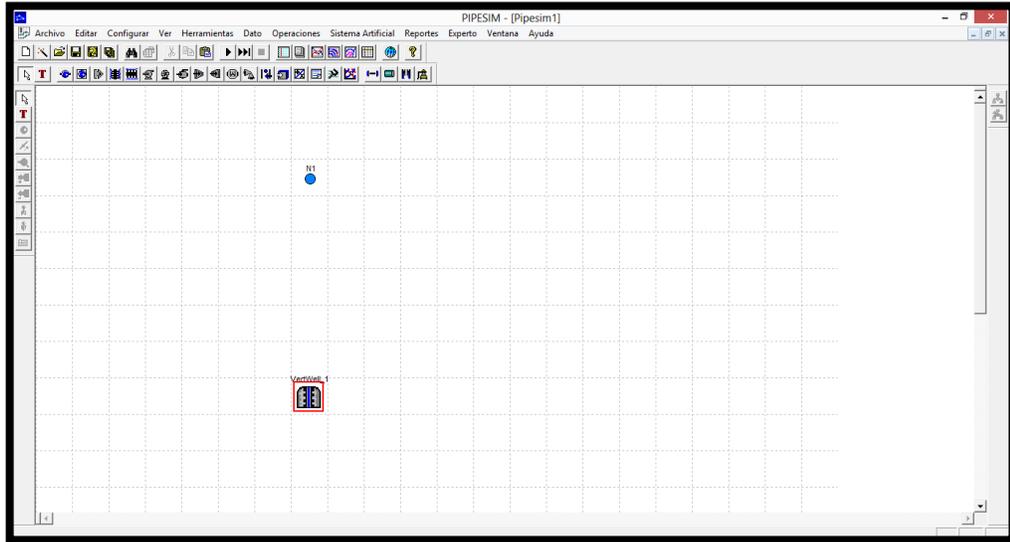
Figura49. Creación de yacimiento Formación Monserrate. Pozo Corrales 1D.



Fuente. Software PIPESIM

Luego se inserta el nodo de cabeza de pozo, ubicado igualmente en las herramientas como de muestra en la **Figura50**.

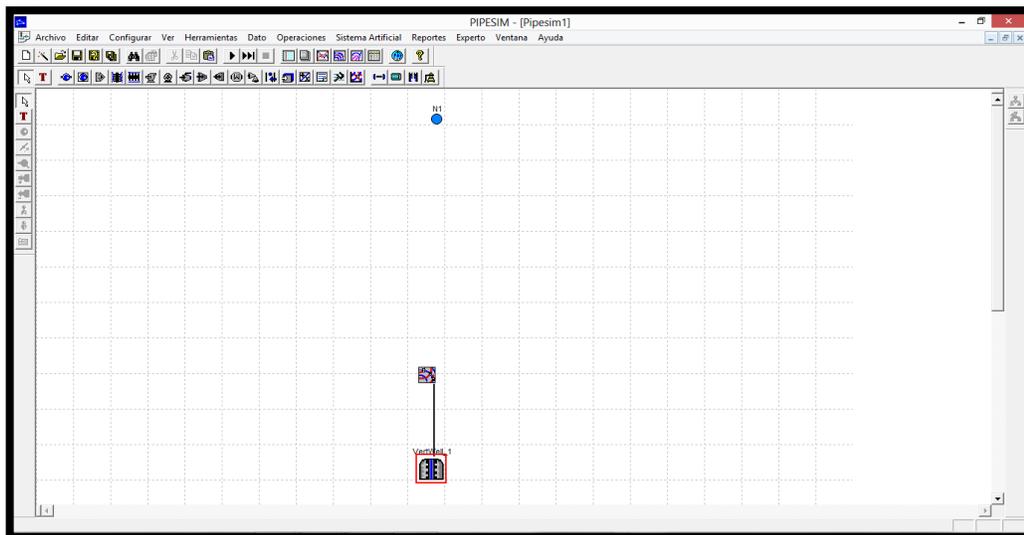
Figura 50. Creación de nodo cabeza de pozo. Pozo Corrales 1D



Fuente. Software PIPESIM

Luego se inserta el nodo de fondo de pozo, ubicado igualmente en las herramientas como de muestra en la **Figura 51**.

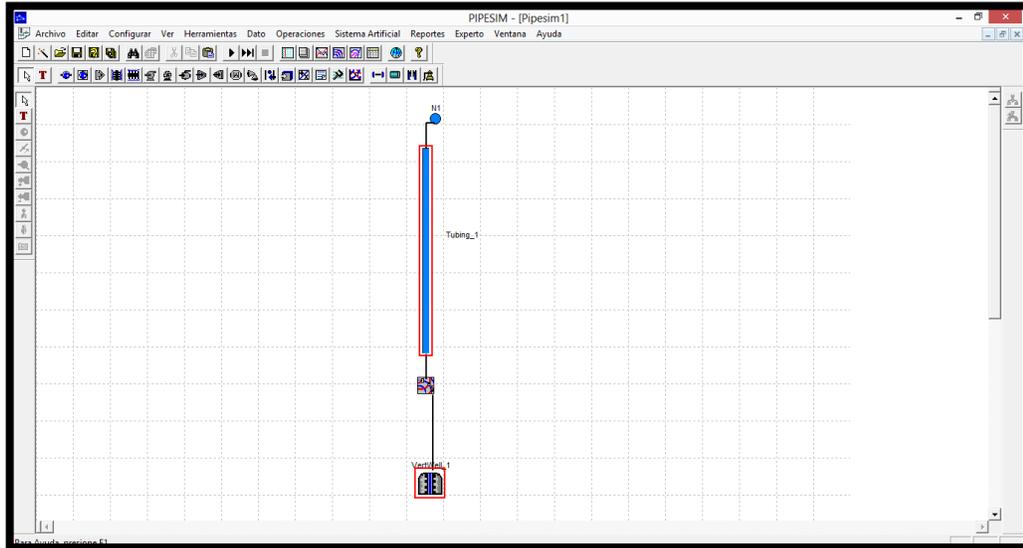
Figura 51. Creación de nodo fondo de pozo. Pozo Corrales 1D.



Fuente. Software PIPESIM

Posteriormente se instala la tubería que conecta el yacimiento y el nodo que representara la cabeza de pozo, como se muestra en la **Figura52**.

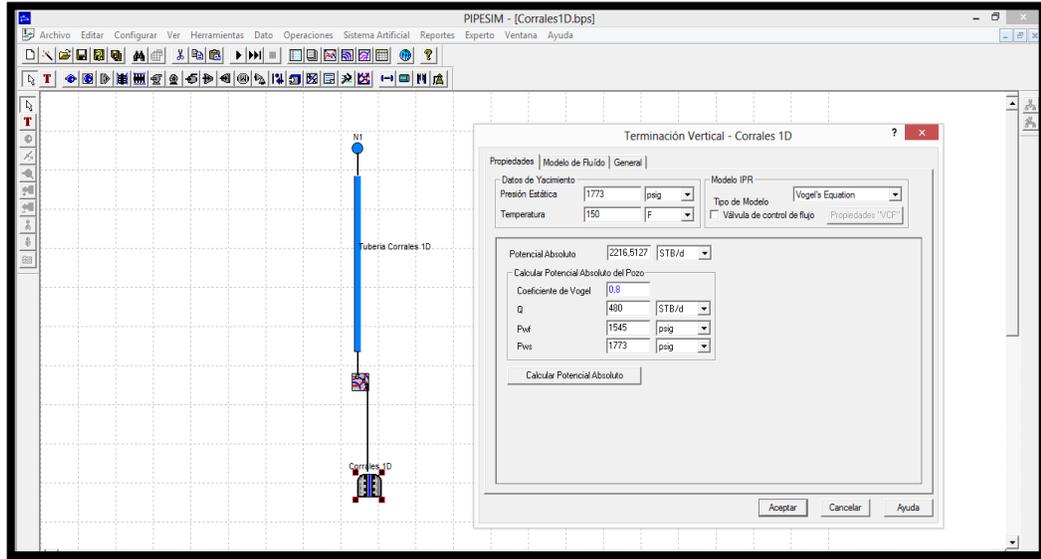
Figura 52. Conexión de tubería. Pozo Corrales 1D.



Fuente. Software PIPESIM

A continuación se hace doble clic en el yacimiento “Vertwell_1”, donde se abrirá una ventana que permitirá ingresar los datos del yacimiento para el pozo Corrales 1D. Dentro de esta ventana, se escoge en el modelo del IPR, “Ecuación de Vogel” debido a que el yacimiento ya paso del punto de Burbuja, además se le asigna el nombre; como puede ver en la **Figura53**; gracias a esto se logra calcular el potencial absoluto de pozo haciendo clic en “Calcular Potencial Absoluto. Al finalizar se hace clic en “Aceptar”.

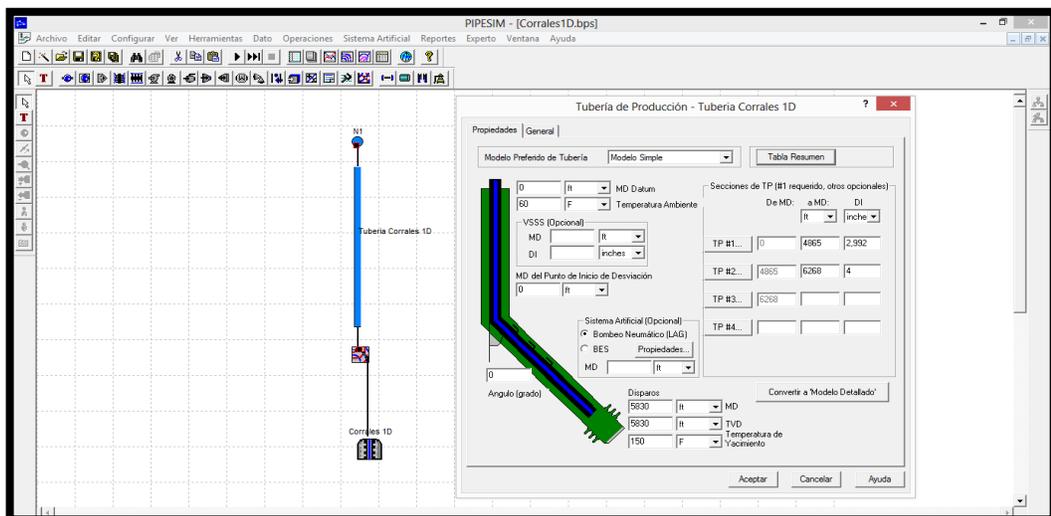
Figura53. Datos de Yacimiento. Pozo Corrales 1D.



Fuente. Software PIPESIM

A continuación se hace doble clic en la tubería “Tubing_1”, donde se abrirá una ventana que permitirá ingresar los datos de la tubería, además se le asigna el nombre. Para esto es importante cambiar de “Modelo detallado” a “Modelo simple” debido a que no se conocen la totalidad de los datos para hacer un modelo detallo. Una vez seleccionado el modelo simple, la pantalla cambia como se muestra en la **Figura 54**.

Figura 54. Datos de la tubería. Pozo Corrales 1D.

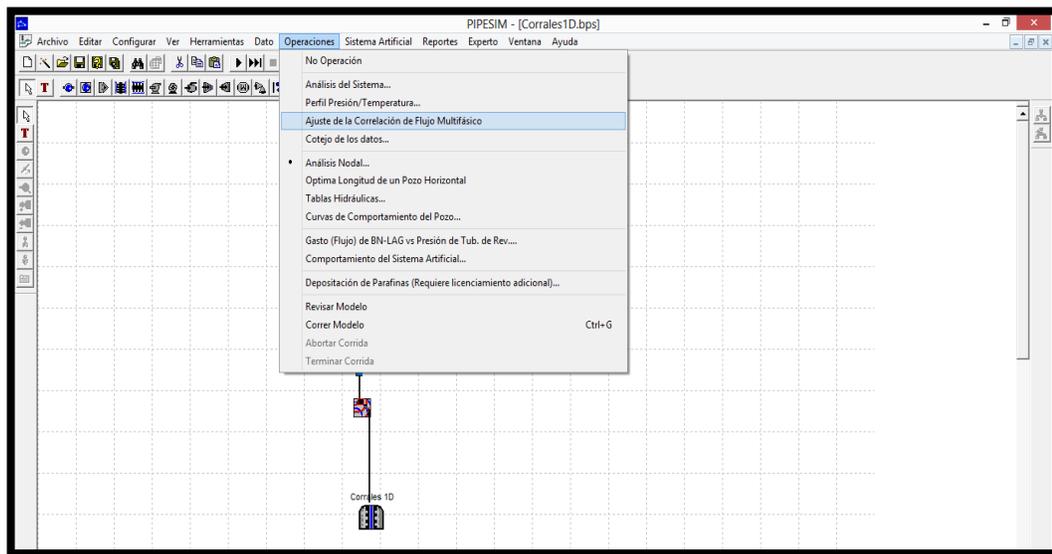


Fuente. Software PIPESIM

Se realizara el análisis nodal para el estado actual del pozo y de esta manera determinar el desempeño actual del sistema.

Una vez actualizado todos los datos del yacimiento, y de la tubería, se realizara un análisis de sensibilidad de las correlaciones de flujo multifásico, para ver cual se ajusta apropiadamente a las necesidades del pozo. Para hacer clic en “Operaciones”, dentro de la barra de herramientas, posteriormente “Ajuste de la correlación de flujo multifásico” como se muestra en la **Figura55**.

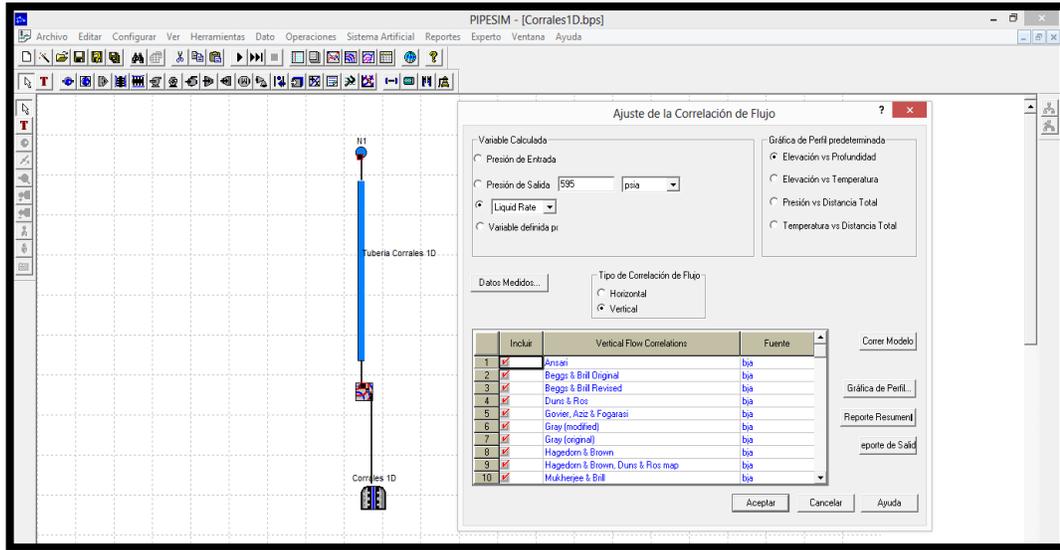
Figura55. Ajuste de la correlación de flujo multifásico. Pozo Corrales 1D



Fuente. Software PIPESIM

En la nueva ventana ingresamos la presión de salida y las correlaciones que se quieran sensibilizar para pozo el Pozo Corrales 1D, y consecutivamente se hace clic en “Correr modelo”; como se ve en la **Figura56**.

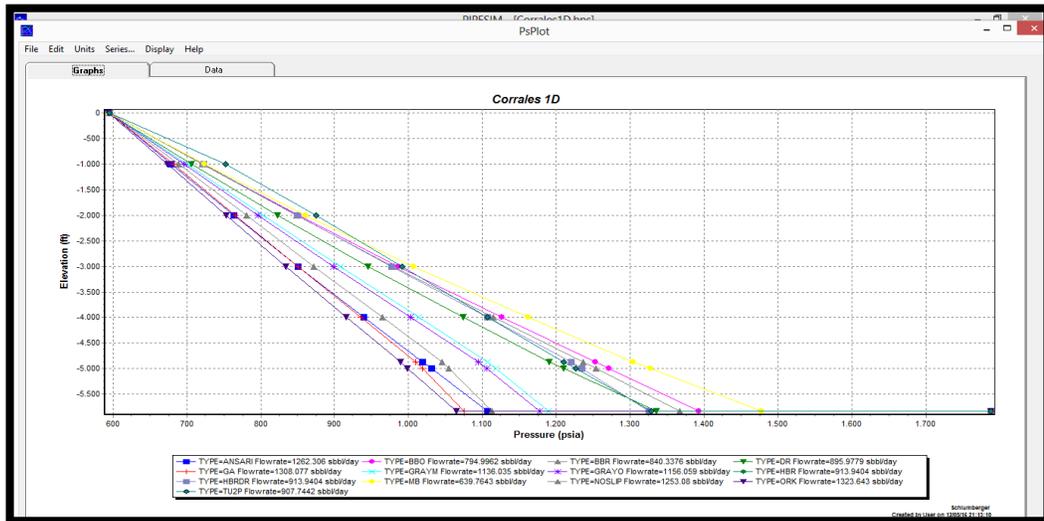
Figura56. Ajuste de la Correlación de Flujo. Pozo Corrales 1D



Fuente. Software PIPESIM

Obteniendo así la **Gráfica19**, de acuerdo con el análisis de sensibilidad se determina que correlación ajusta a las condiciones actuales del pozo, así que se selecciona Mukherjee & Brill, que fue propuesta en 1999, la cual considera la recuperación de la presión aguas abajo, y es buena para pozos de muy poca inclinación.

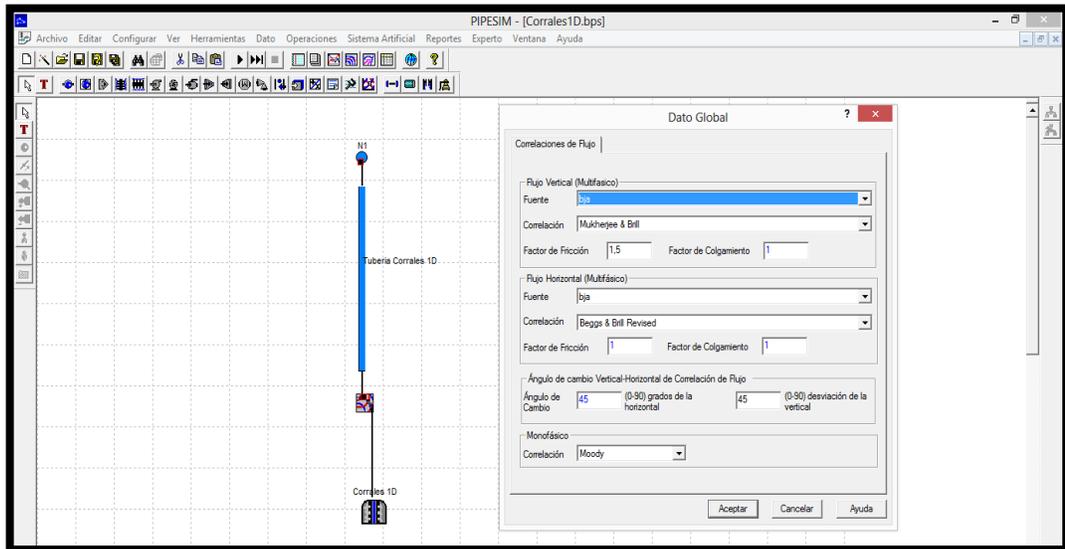
Gráfica19. Ajuste de correlaciones de flujo. Pozo Corrales 1D.



Fuente. Software PIPESIM

Una vez seleccionada la correlación, se hace clic en “Configurar” y luego en “Correlaciones de flujo” como se muestra en la **Figura57** donde se escogerá la correlación escogida en la gráfica anterior.

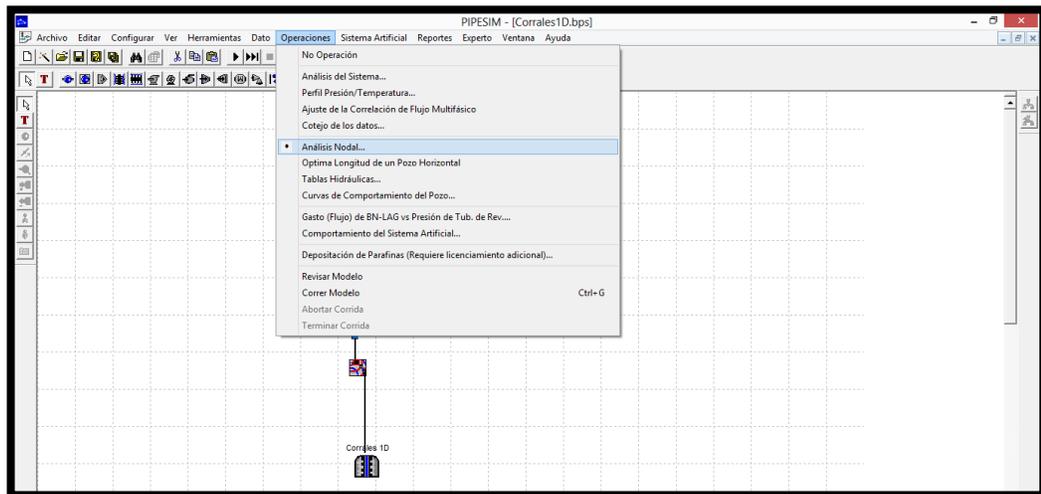
Figura57. Correlación de Flujo. Pozo Corrales 1D.



Fuente. Software PIPESIM

A continuación, en la barra de herramientas se hace clic en “Operaciones” y sucesivamente en “Análisis Nodal”, como se señala en la **Figura58**.

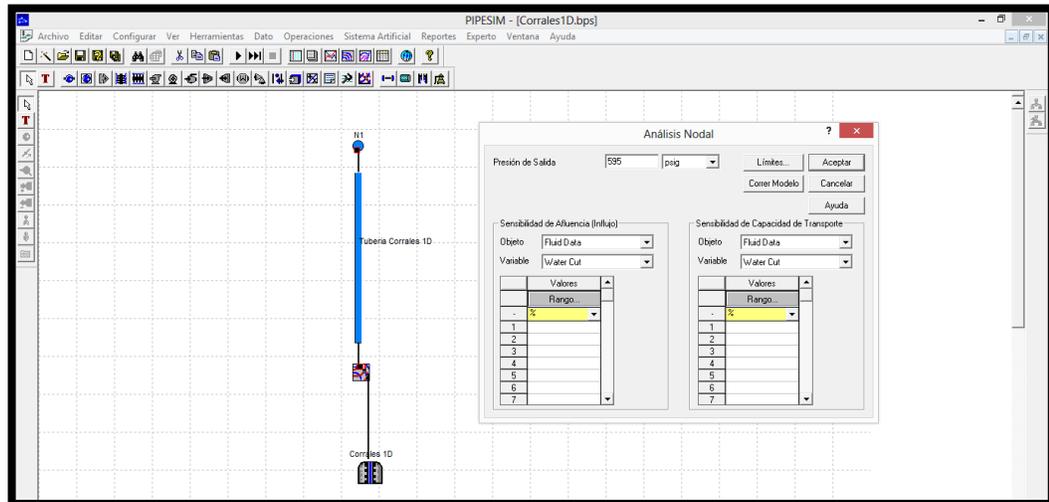
Figura58. Configuración Análisis Nodal. Pozo Corrales 1D.



Fuente. Software PIPESIM

Abriendo una nueva ventana, donde se introducirá el valor de presión de salida, se hace clic en “Correr Modelo”, para generar el Análisis nodal para las condiciones actuales del pozo. Como se resalta en la **Figura59**.

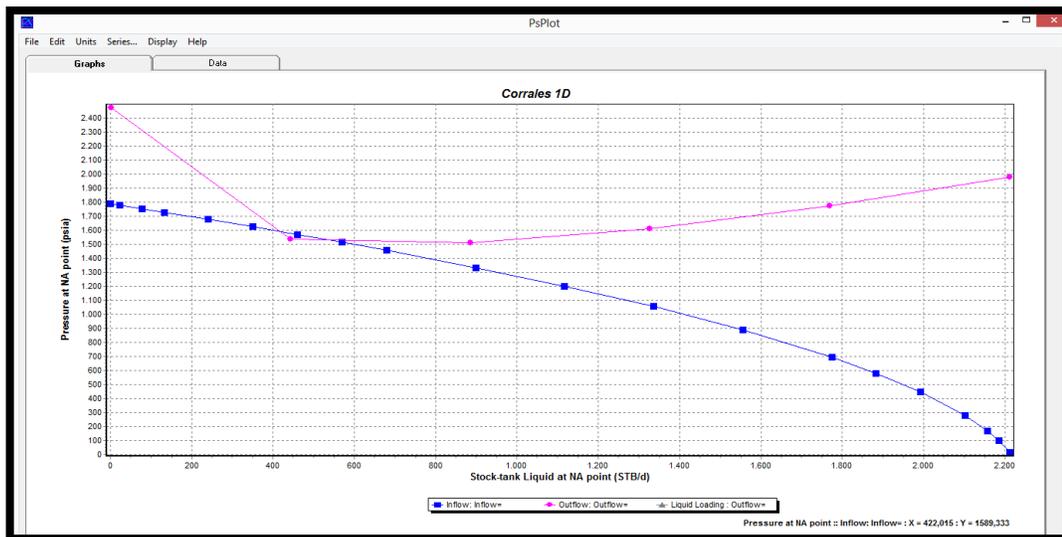
Figura59. Ingreso de parámetros para análisis nodal. Pozo Corrales 1D.



Fuente. Software PIPESIM

Esto generara la **Grafica20** que corresponde al análisis nodal del pozo Corrales 1D, donde se observa las condiciones de flujo del sistema.

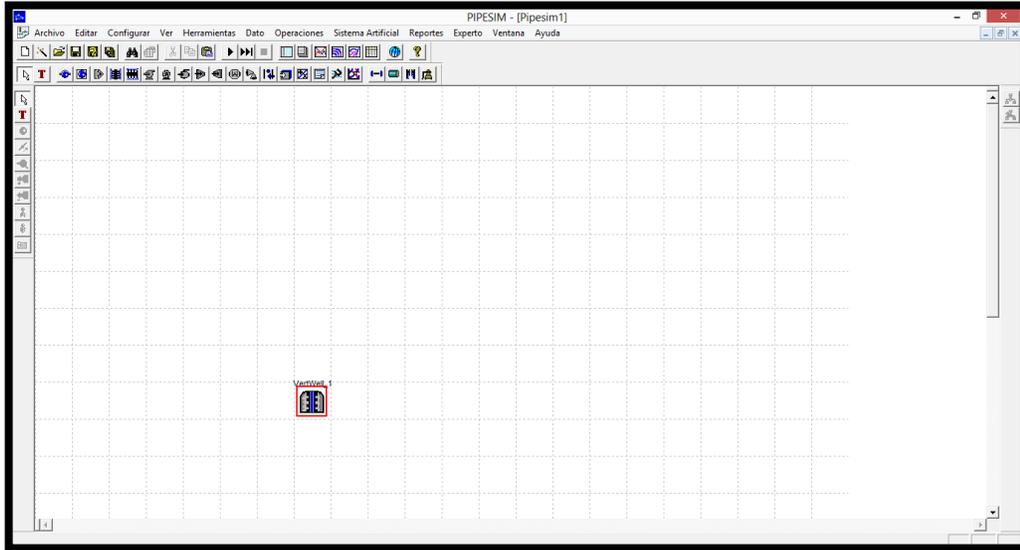
Gráfica20. Análisis Nodal. Pozo Corrales 1D.



Fuente. Software PIPESIM

4.5.3 Pozo Corrales 3. Se realiza la creación del pozo como se muestra en la **Figura60.** creando así el yacimiento Formación Socha, para el pozo Corrales 3 ubicado en las herramientas del PIPESIM.

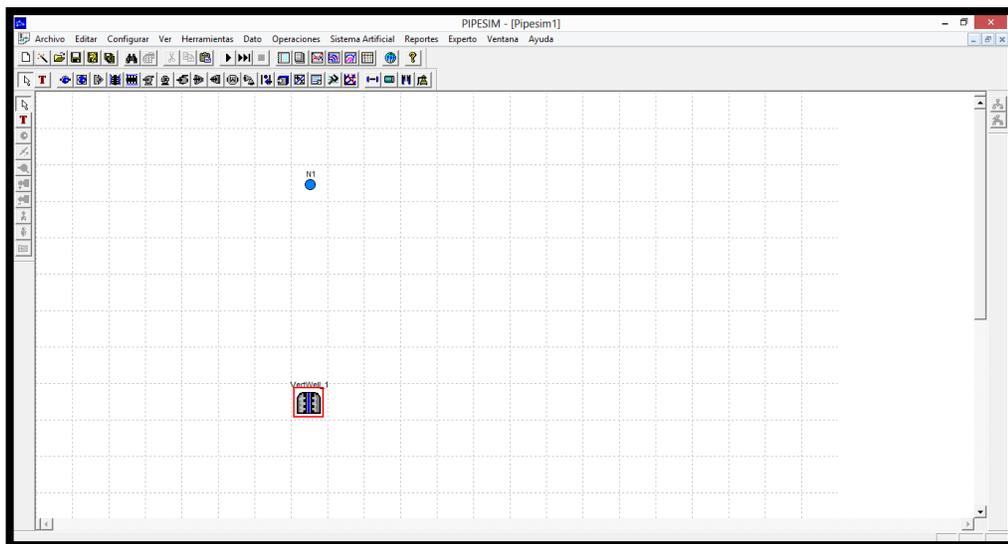
Figura60. Creación de yacimiento Formación Socha. Pozo Corrales 3.



Fuente. Software PIPESIM

Luego se inserta el nodo de cabeza de pozo, ubicado igualmente en las herramientas como de muestra en la **Figura 61.**

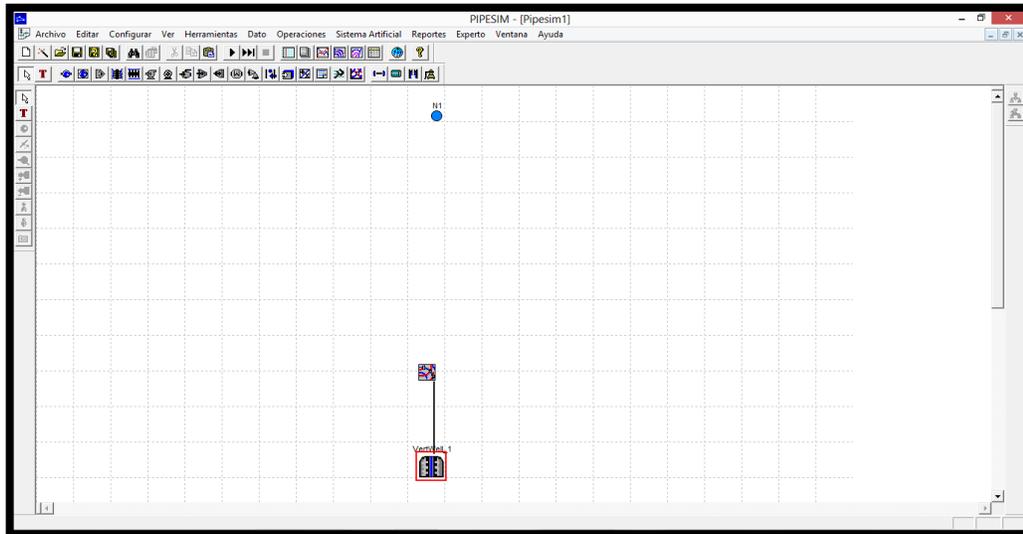
Figura 61. Creación de nodo cabeza de pozo. Pozo Corrales 3



Fuente. Software PIPESIM

Luego se inserta el nodo de fondo de pozo, ubicado igualmente en las herramientas como de muestra en la **Figura62**.

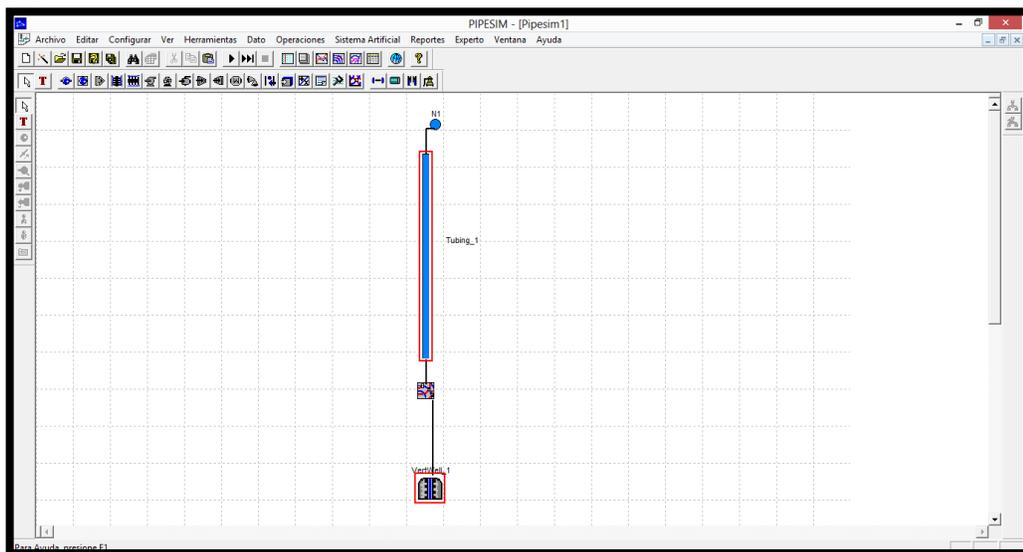
Figura 62. Creación de nodo fondo de pozo. Pozo Corrales 3.



Fuente. Software PIPESIM

Posteriormente se instala la tubería que conecta el yacimiento y el nodo que representara la cabeza de pozo, como se muestra en la **Figura63**.

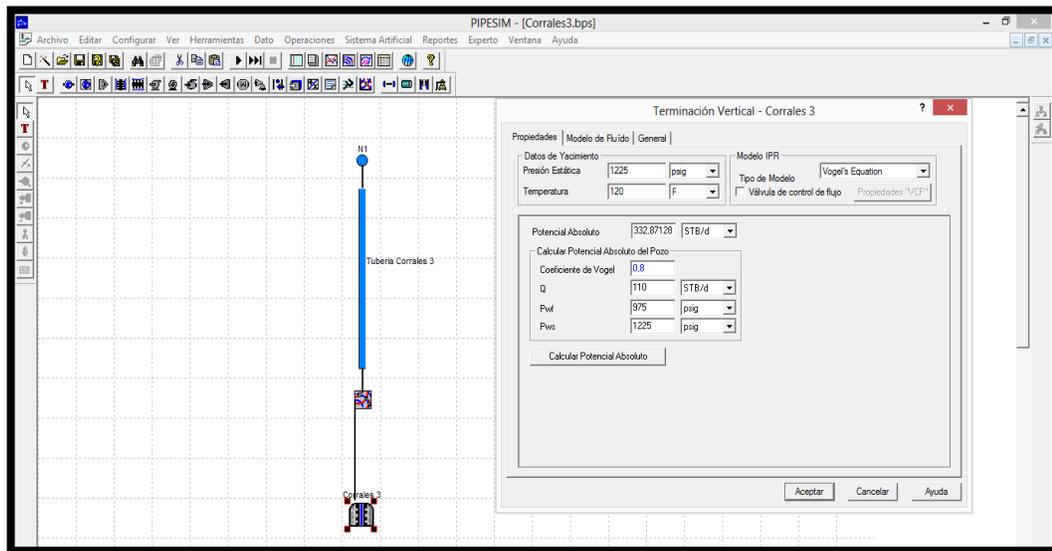
Figura 63. Conexión de tubería. Pozo Corrales 3.



Fuente. Software PIPESIM

A continuación se hace doble clic en el yacimiento “Vertwell_1”, donde se abrirá una ventana que permitirá ingresar los datos del yacimiento para el pozo Corrales 3. Dentro de esta ventana, se escoge en el modelo del IPR, “Ecuación de Vogel” debido a que el yacimiento ya paso del punto de Burbuja, además se le asigna el nombre; como puede ver en la **Figura64**; gracias a esto se logra calcular el potencial absoluto de pozo haciendo clic en “Calcular Potencial Absoluto. Al finalizar se hace clic en “Aceptar”.

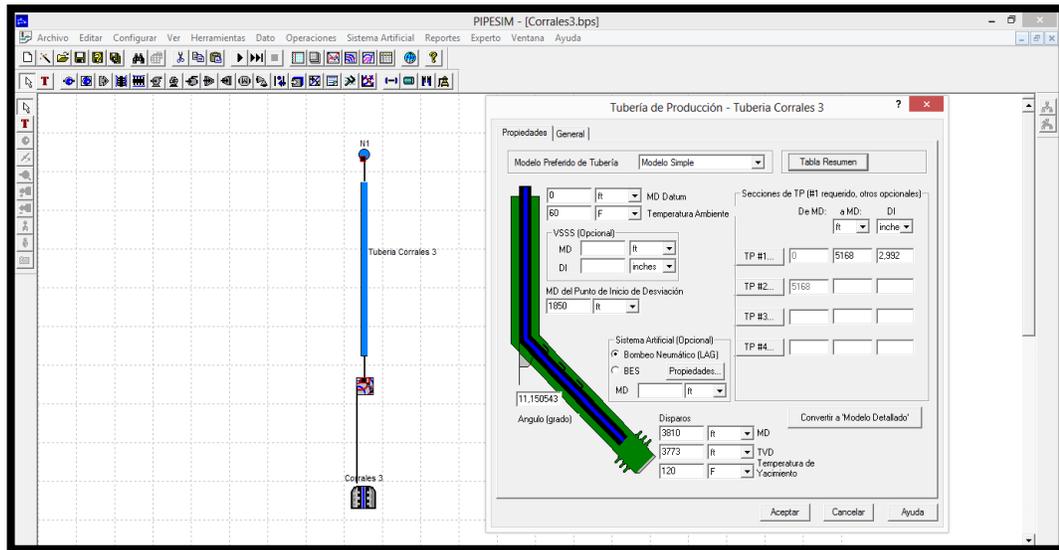
Figura64. Datos de Yacimiento. Pozo Corrales 3.



Fuente. Software PIPESIM

A continuación se hace doble clic en la tubería “Tubing_1”, donde se abrirá una ventana que permitirá ingresar los datos de la tubería, además se le asigna el nombre. Para esto es importante cambiar de “Modelo detallado” a “Modelo simple” debido a que no se conocen la totalidad de los datos para hacer un modelo detallo. Una vez seleccionado el modelo simple, la pantalla cambia como se muestra en la **Figura 65**.

Figura65. Datos de la tubería. Pozo Corrales 3.

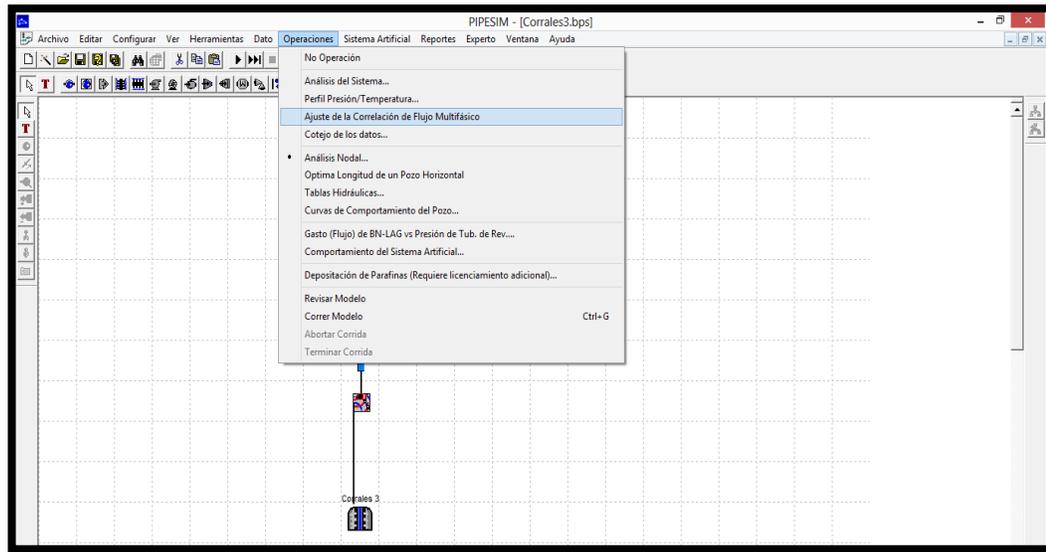


Fuente. Software PIPESIM

Se realizara el análisis nodal para el estado actual del pozo y de esta manera determinar el desempeño actual del sistema.

Una vez actualizado todos los datos del yacimiento, y de la tubería, se realizara un análisis de sensibilidad de las correlaciones de flujo multifásico, para ver cual se ajusta apropiadamente a las necesidades del pozo. Para hacer clic en “Operaciones”, dentro de la barra de herramientas, posteriormente “Ajuste de la correlación de flujo multifásico” como se muestra en la **Figura66**.

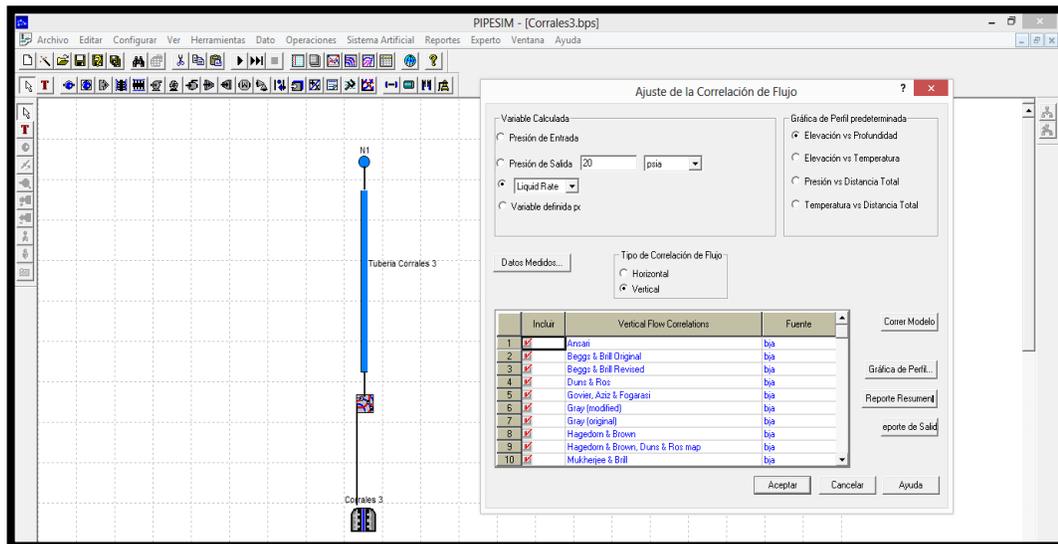
Figura66. Ajuste de la correlación de flujo multifásico. Pozo Corrales 3.



Fuente. Software PIPESIM

En la nueva ventana ingresamos la presión de salida y las correlaciones que se quieran sensibilizar para pozo el Pozo Corrales 1-1, y consecutivamente se hace clic en “Correr modelo”; como se ve en la **Figura67**

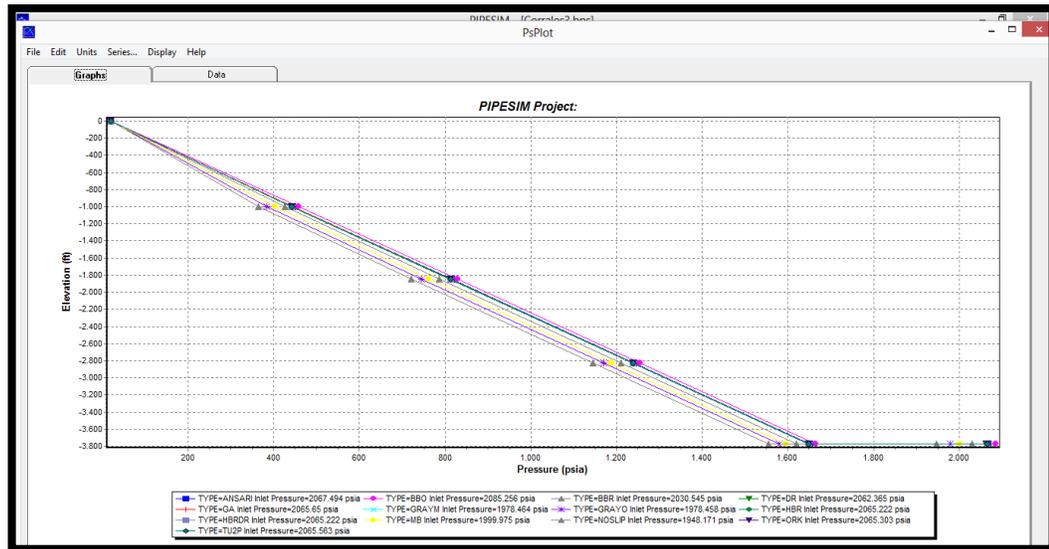
Figura67. Ajuste de la Correlación de Flujo. Pozo Corrales 3.



Fuente. Software PIPESIM

Obteniendo así la **Gráfica21**, de acuerdo con el análisis de sensibilidad se determina que correlación ajusta a las condiciones actuales del pozo, así que se selecciona Gray Original, que fue propuesta por la compañía SHELL EN 1974, la cual considera velocidades de flujo muy bajas.

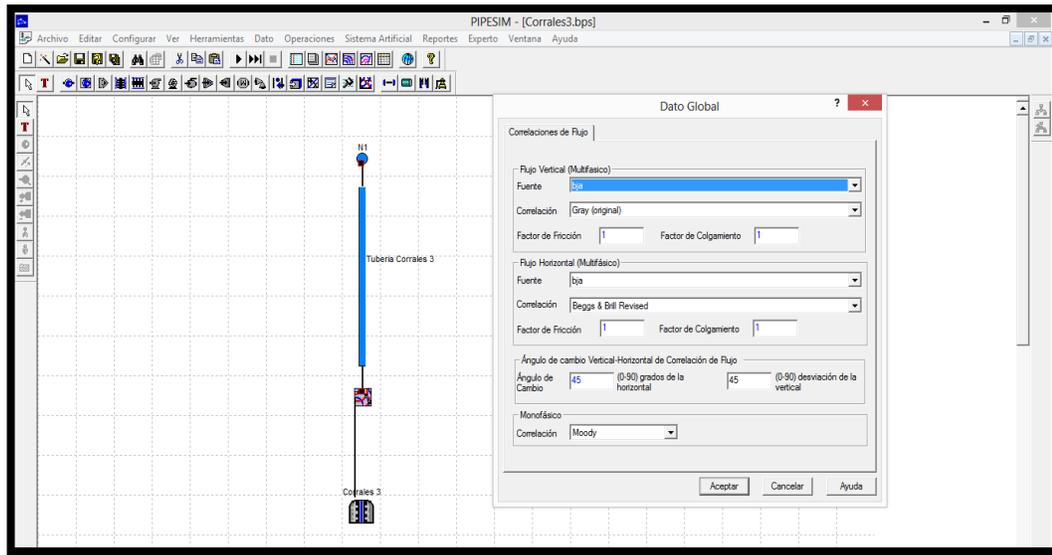
Gráfica21. Ajuste de correlaciones de flujo. Pozo Corrales 3.



Fuente. Software PIPESIM

Una vez seleccionada la correlación, se hace clic en “Configurar” y luego en “Correlaciones de flujo” como se muestra en la **Figura68** donde se escogerá la correlación escogida en la gráfica anterior.

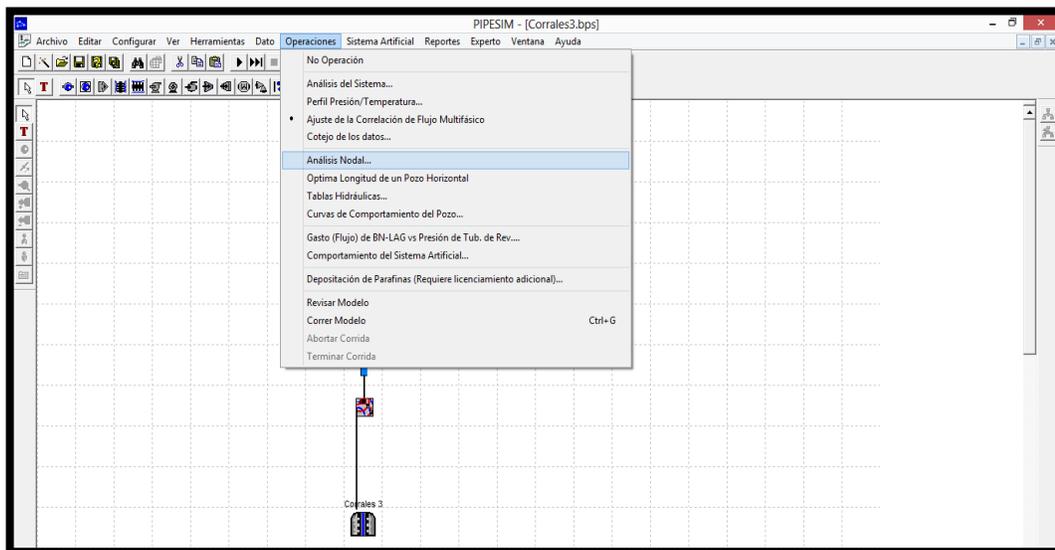
Figura68. Correlación de Flujo. Pozo Corrales 3.



Fuente. Software PIPESIM

A continuación, en la barra de herramientas se hace clic en “Operaciones” y sucesivamente en “Análisis Nodal”, como se señala en la **Figura69**.

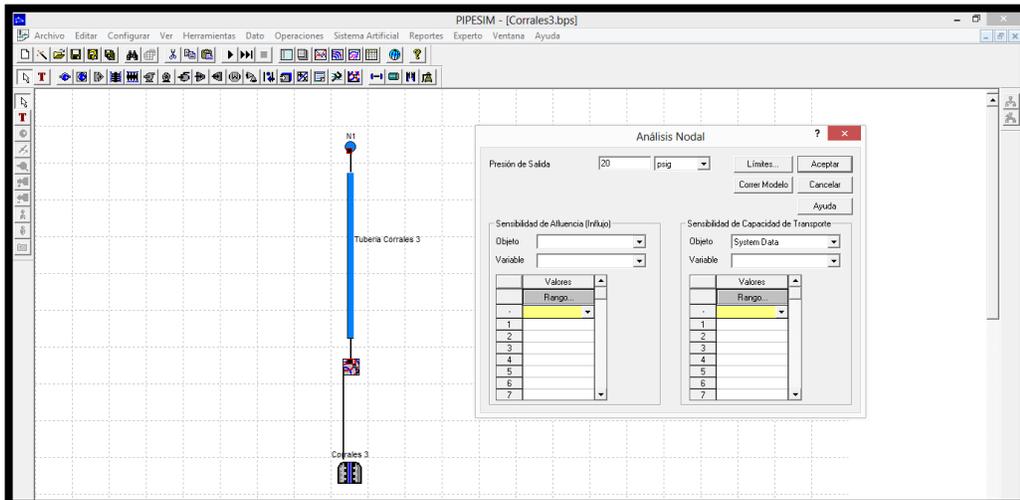
Figura69. Configuración Análisis Nodal. Pozo Corrales 3.



Fuente. Software PIPESIM

Abriendo una nueva ventana, donde se introducirá el valor de presión de salida, se hace clic en “Correr Modelo”, para generar el Análisis nodal para las condiciones actuales del pozo. Como se resalta en la **Figura70**.

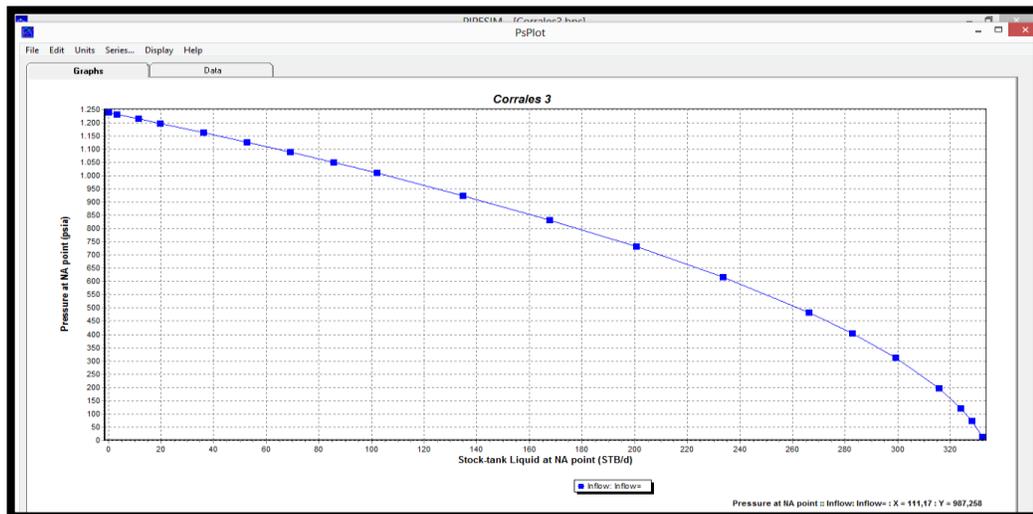
Figura70. Ingreso de parámetros para análisis nodal. Pozo Corrales 3.



Fuente. Software PIPESIM

Esto generara la **Grafica22** que corresponde al análisis nodal del pozo Corrales 3, donde se observa las condiciones de flujo del sistema.

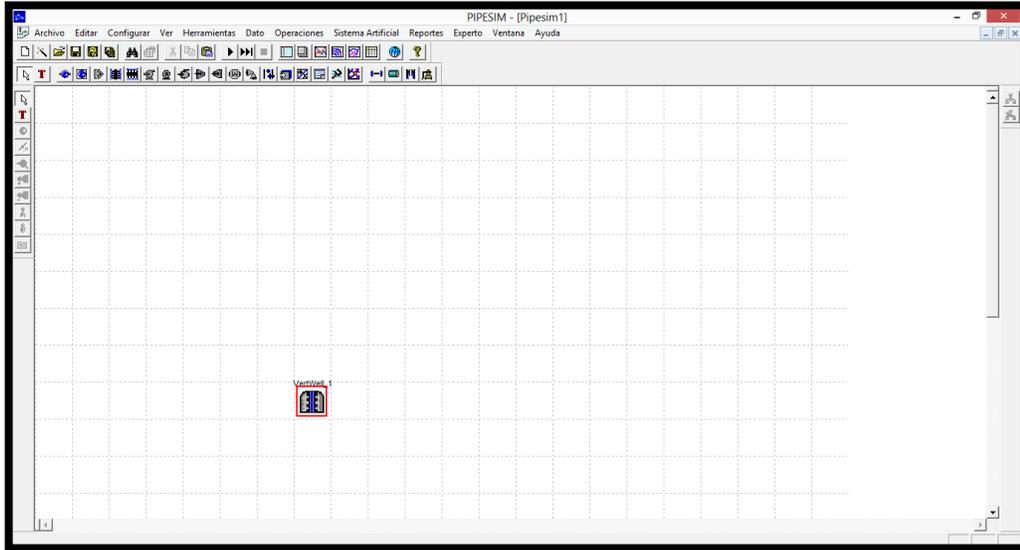
Gráfica22. Análisis Nodal. Pozo Corrales 3.



Fuente. Software PIPESIM

4.5.4 Pozo Corrales 5. Se realiza la creación del pozo como se muestra en la **Figura71** creando así el yacimiento Formación Monserrate, para el pozo Corrales 5 ubicado en las herramientas del PIPESIM.

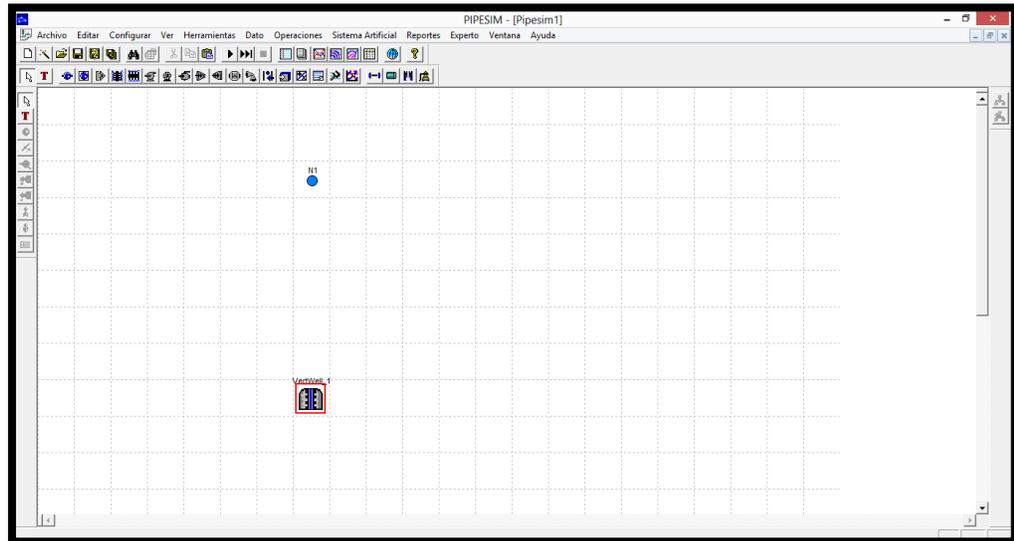
Figura71. Creación de yacimiento Formación Monserrate. Pozo Corrales 5.



Fuente. Software PIPESIM

Luego se inserta el nodo de cabeza de pozo, ubicado igualmente en las herramientas como de muestra en la **Figura 72**.

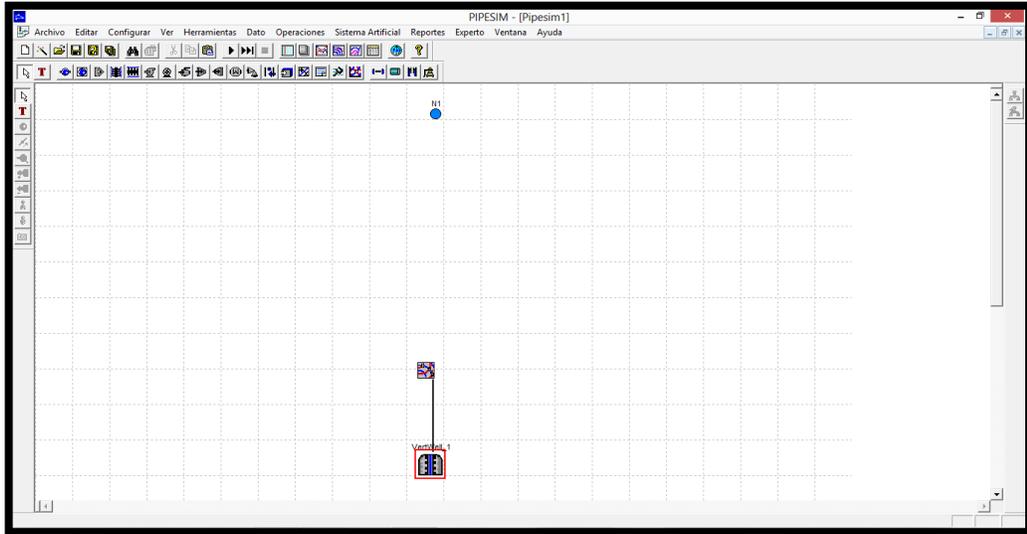
Figura72. Creación de nodo de cabeza. Pozo Corrales 5



Fuente. Software PIPESIM

Luego se inserta el nodo de fondo de pozo, ubicado igualmente en las herramientas como de muestra en la **Figura73**.

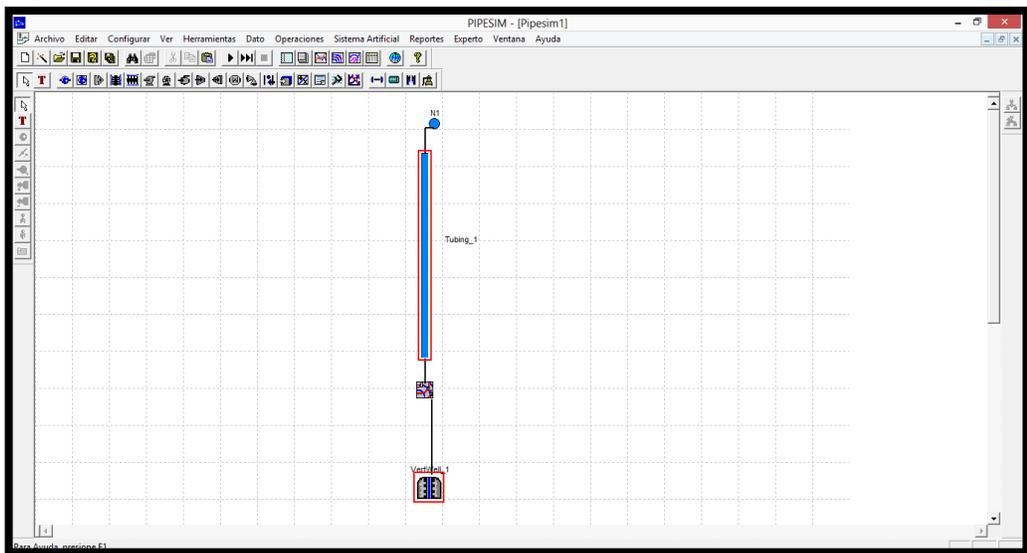
Figura73. Creación de nodo fondo de pozo. Pozo Corrales 5.



Fuente. Software PIPESIM

Posteriormente se instala la tubería que conecta el yacimiento y el nodo que representara la cabeza de pozo, como se muestra en la **Figura74**.

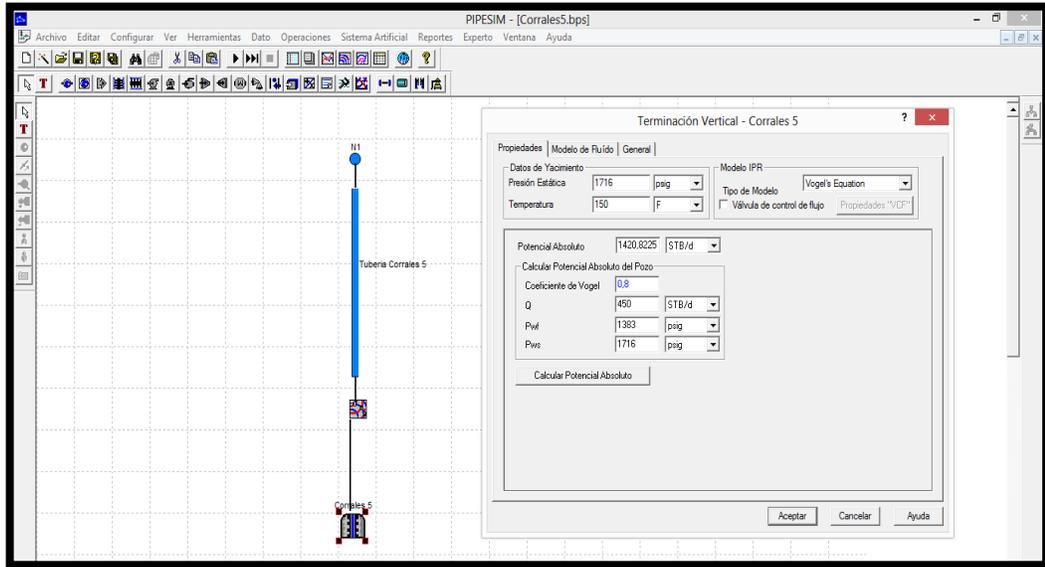
Figura74. Conexión de tubería. Pozo Corrales 5.



Fuente. Software PIPESIM

A continuación se hace doble clic en el yacimiento “Vertwell_1”, donde se abrirá una ventana que permitirá ingresar los datos del yacimiento para el pozo Corrales 5. Dentro de esta ventana, se escoge en el modelo del IPR, “Ecuación de Vogel” debido a que el yacimiento ya paso del punto de Burbuja, además se le asigna el nombre; como puede ver en la **Figura75**; gracias a esto se logra calcular el potencial absoluto de pozo haciendo clic en “Calcular Potencial Absoluto. Al finalizar se hace clic en “Aceptar”.

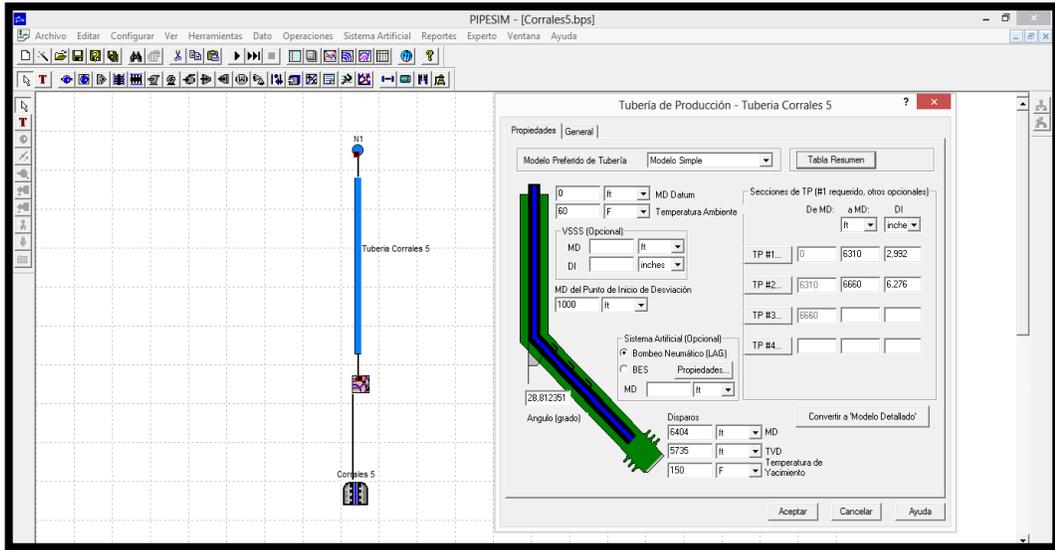
Figura75. Datos de Yacimiento. Pozo Corrales 5.



Fuente. Software PIPESIM

A continuación se hace doble clic en la tubería “Tubing_1”, donde se abrirá una ventana que permitirá ingresar los datos de la tubería, además se le asigna el nombre. Para esto es importante cambiar de “Modelo detallado” a “Modelo simple” debido a que no se conocen la totalidad de los datos para hacer un modelo detalle. Una vez seleccionado el modelo simple, la pantalla cambia como se muestra en la **Figura76**.

Figura76. Datos de la tubería. Pozo Corrales 5.

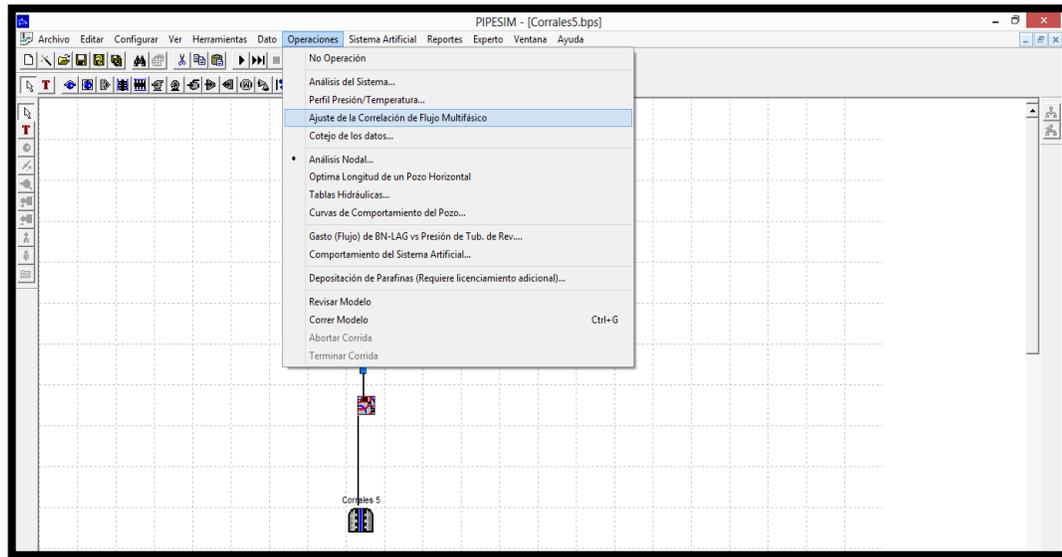


Fuente. Software PIPESIM

Se realizara el análisis nodal para el estado actual del pozo y de esta manera determinar el desempeño actual del sistema.

Una vez actualizado todos los datos del yacimiento, y de la tubería, se realizara un análisis de sensibilidad de las correlaciones de flujo multifásico, para ver cual se ajusta apropiadamente a las necesidades del pozo. Para hacer clic en “Operaciones”, dentro de la barra de herramientas, posteriormente “Ajuste de la correlación de flujo multifásico” como se muestra en la **Figura77**.

Figura77. Ajuste de la correlación de flujo multifásico. Pozo Corrales 5.

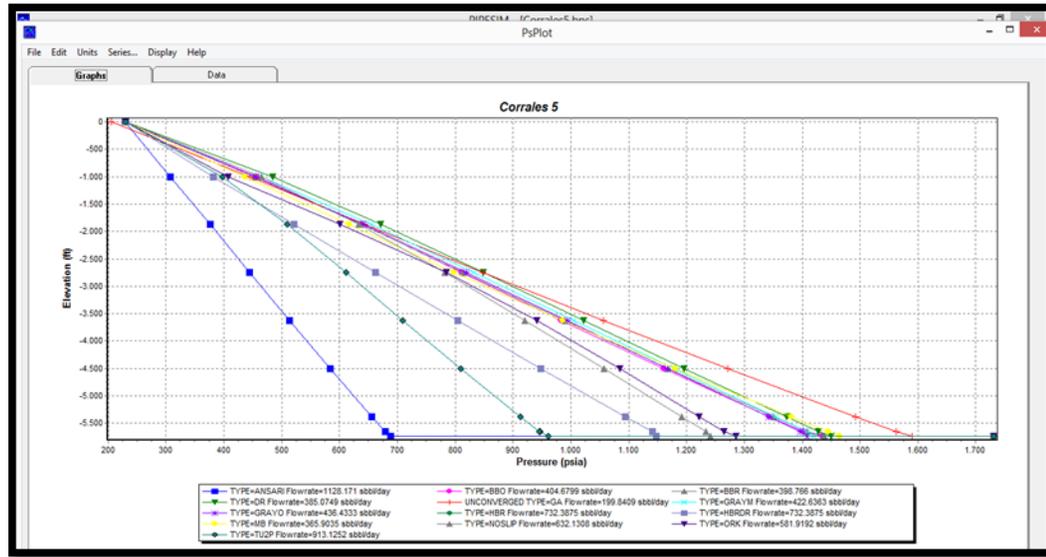


Fuente. Software PIPESIM

En la nueva ventana ingresamos la presión de salida y las correlaciones que se quieran sensibilizar para pozo el Pozo Corrales 1-1, y consecutivamente se hace clic en “Correr modelo”; como se ve en la **Figura78**.

Obteniendo así la **Gráfica23**, de acuerdo con el análisis de sensibilidad se determina que correlación ajusta a las condiciones actuales del pozo, así que se selecciona Gray Original, que fue propuesta por la compañía SHELL EN 1974, la cual considera velocidades de flujo muy bajas.

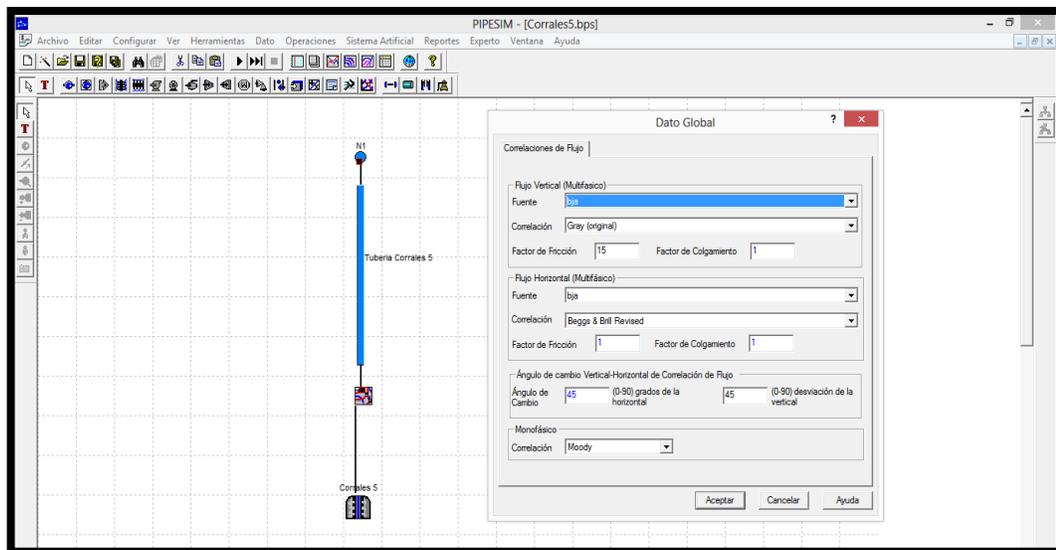
Gráfica23. Ajuste de correlaciones de flujo. Pozo Corrales 5.



Fuente. Software PIPESIM

Una vez seleccionada la correlación, se hace clic en “Configurar” y luego en “Correlaciones de flujo” como se muestra en la **Figura79** donde se escogerá la correlación escogida en la gráfica anterior.

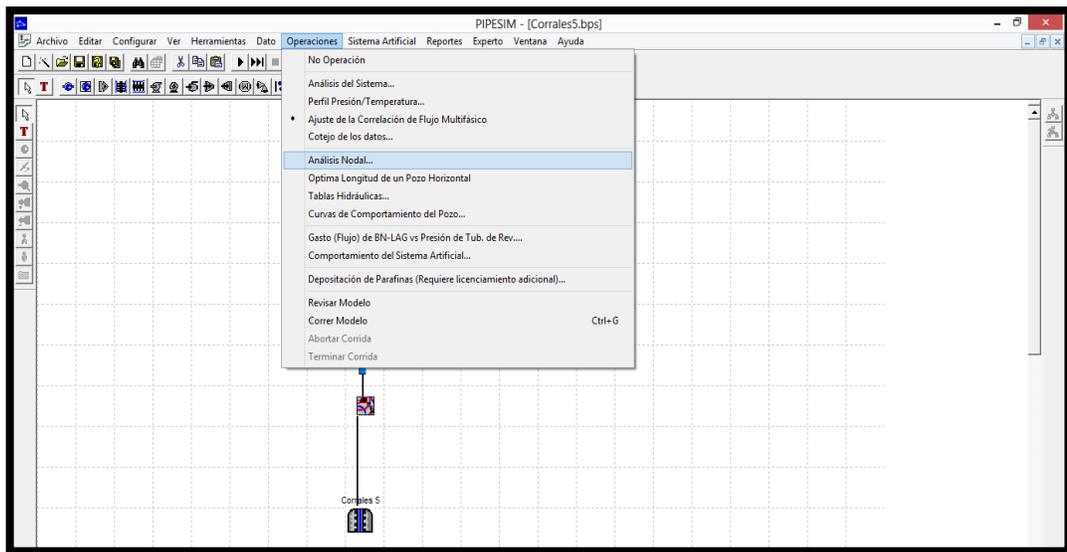
Figura79. Correlación de Flujo. Pozo Corrales 5.



Fuente. Software PIPESIM

A continuación, en la barra de herramientas se hace clic en “Operaciones” y sucesivamente en “Análisis Nodal”, como se señala en la **Figura80**.

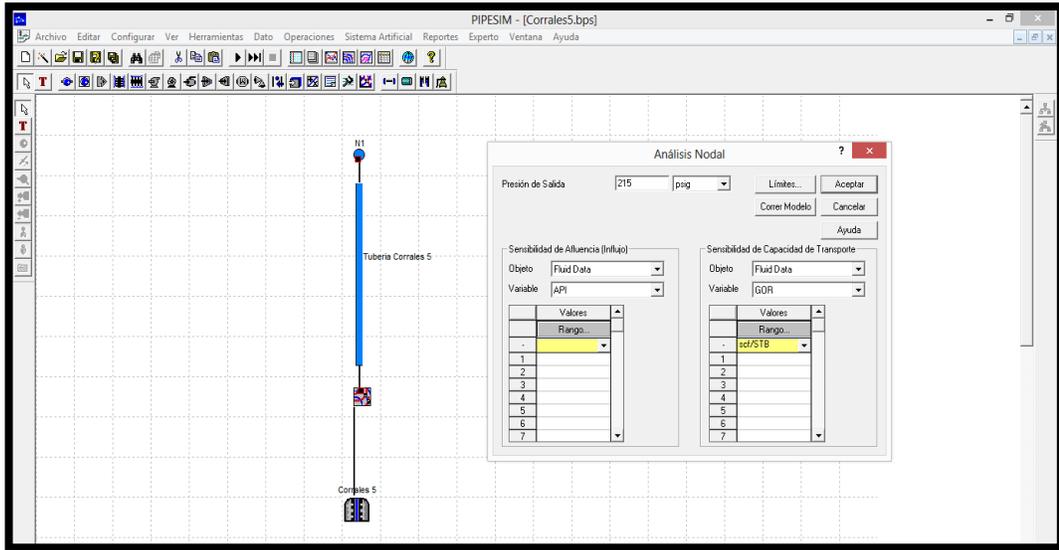
Figura80. Configuración Análisis Nodal. Pozo Corrales 5.



Fuente. Software PIPESIM

Abriendo una nueva ventana, donde se introducirá el valor de presión de salida, se hace clic en “Correr Modelo”, para generar el Análisis nodal para las condiciones actuales del pozo. Como se resalta en la **Figura81**.

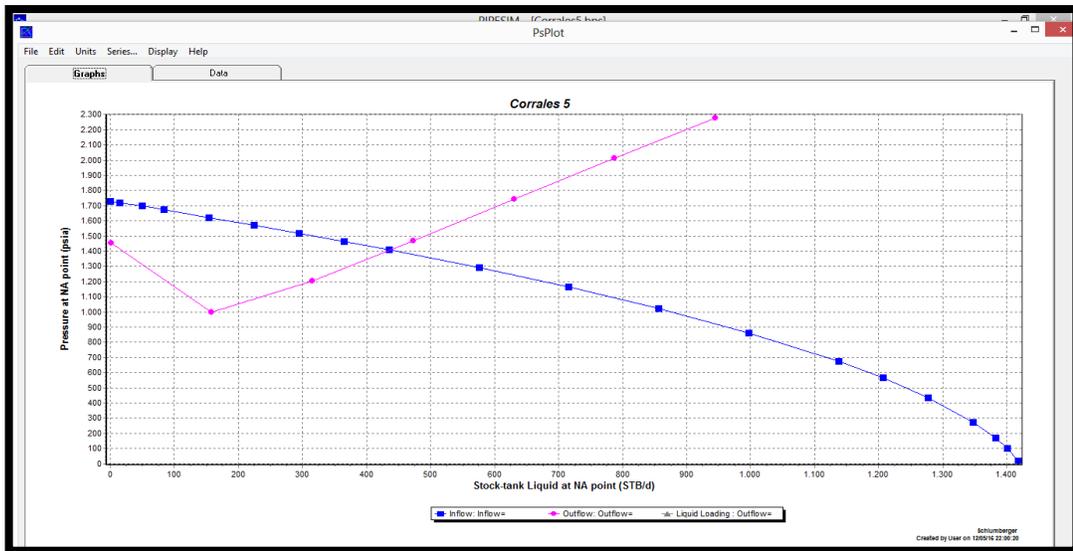
Figura81. Ingreso de parámetros para análisis nodal. Pozo Corrales 5.



Fuente. Software PIPESIM

Esto generara la **Grafica24** que corresponde al análisis nodal del pozo Corrales 5, donde se observa las condiciones de flujo del sistema.

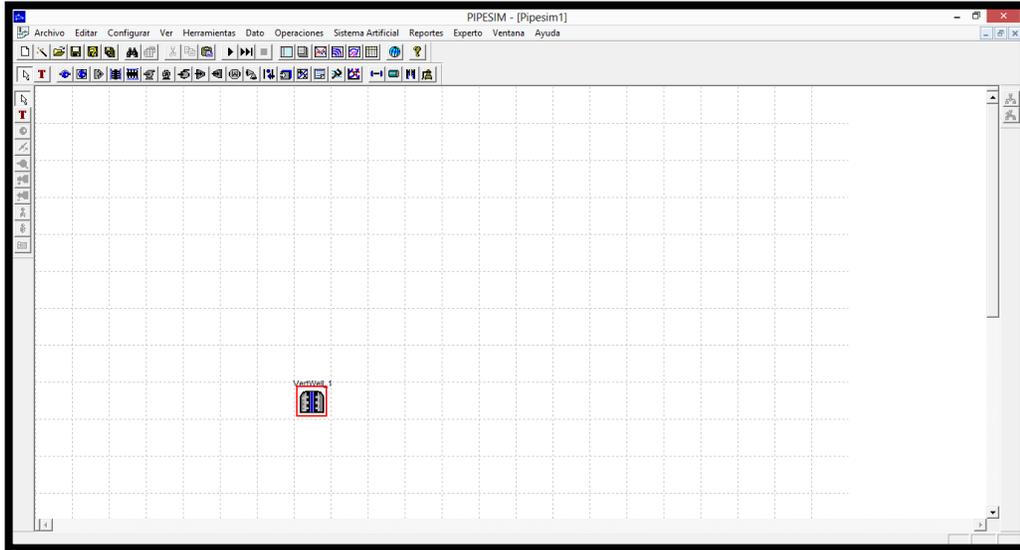
Gráfica24. Análisis Nodal. Pozo Corrales 5.



Fuente. Software PIPESIM

4.5.5 Pozo Corrales 6. Se realiza la creación del pozo como se muestra en la **Figura82** creando así el yacimiento Formación Monserrate, para el pozo Corrales 6 ubicado en las herramientas del PIPESIM.

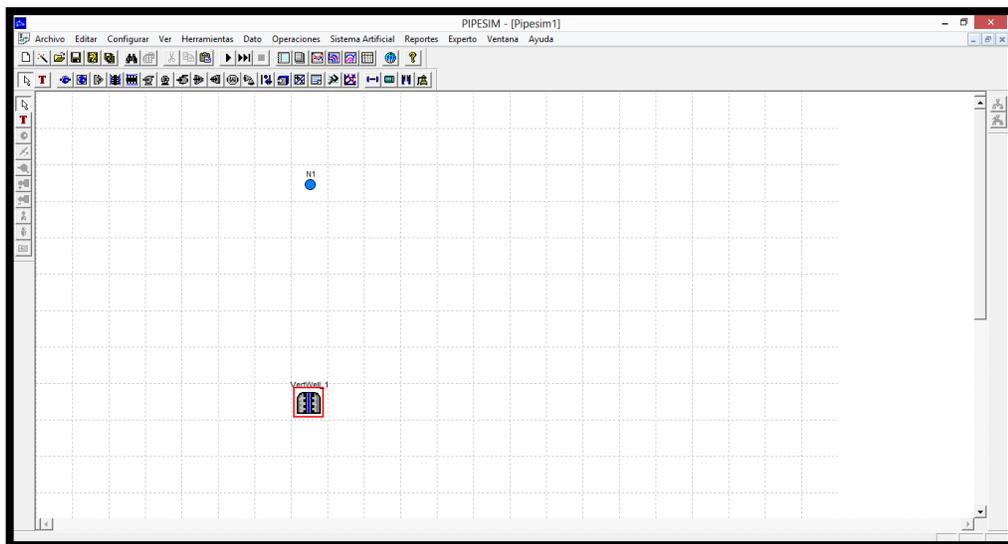
Figura82. Creación de yacimiento Formación Monserrate. Pozo Corrales 6.



Fuente. Software PIPESIM

Luego se inserta el nodo de cabeza de pozo, ubicado igualmente en las herramientas como de muestra en la **Figura83**.

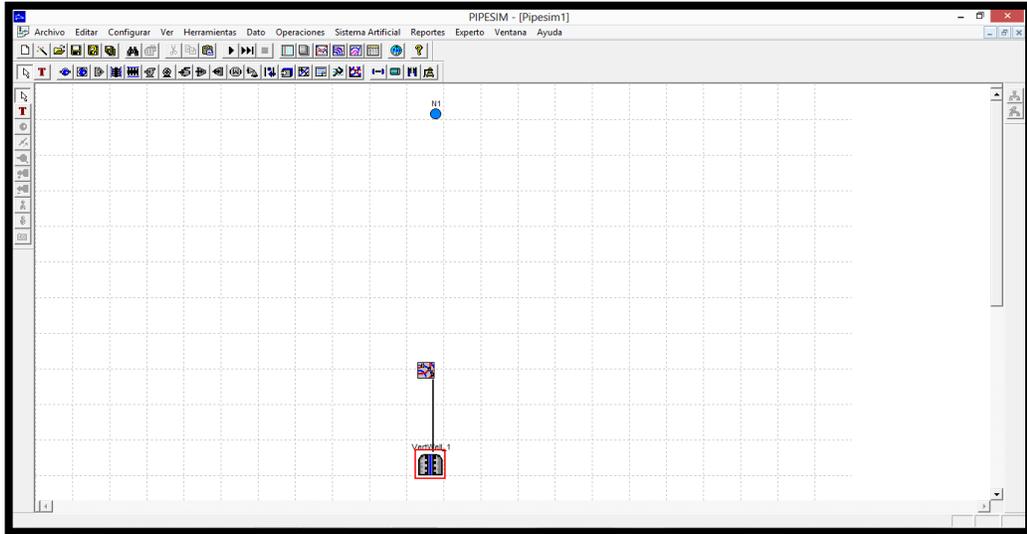
Figura 83. Creación de nodo. Pozo Corrales 6.



Fuente. Software PIPESIM

Luego se inserta el nodo de fondo de pozo, ubicado igualmente en las herramientas como de muestra en la **Figura84**.

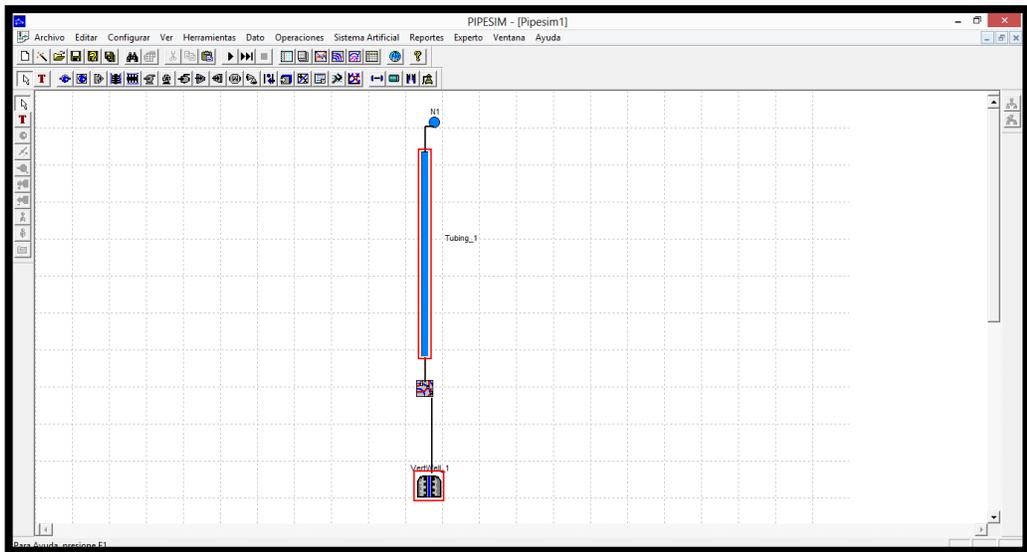
Figura 84. Creación de nodo fondo de pozo. Pozo Corrales 6.



Fuente. Software PIPESIM

Posteriormente se instala la tubería que conecta el yacimiento y el nodo que representara la cabeza de pozo, como se muestra en la **Figura85**.

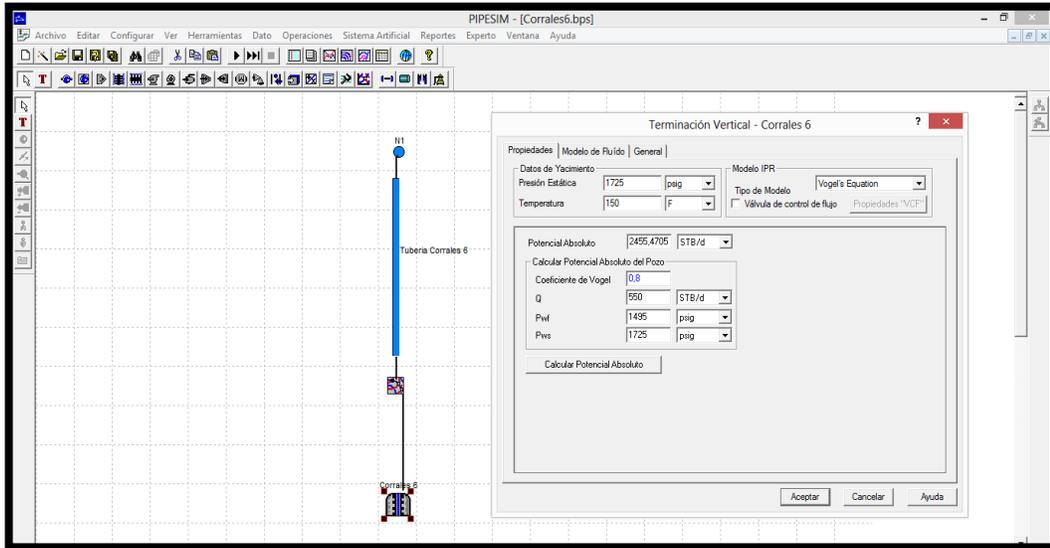
Figura 85. Conexión de tubería. Pozo Corrales 6.



Fuente. Software PIPESIM

A continuación se hace doble clic en el yacimiento “Vertwell_1”, donde se abrirá una ventana que permitirá ingresar los datos del yacimiento para el pozo Corrales 6. Dentro de esta ventana, se escoge en el modelo del IPR, “Ecuación de Vogel” debido a que el yacimiento ya paso del punto de Burbuja, además se le asigna el nombre; como puede ver en la **Figura86**; gracias a esto se logra calcular el potencial absoluto de pozo haciendo clic en “Calcular Potencial Absoluto. Al finalizar se hace clic en “Aceptar”.

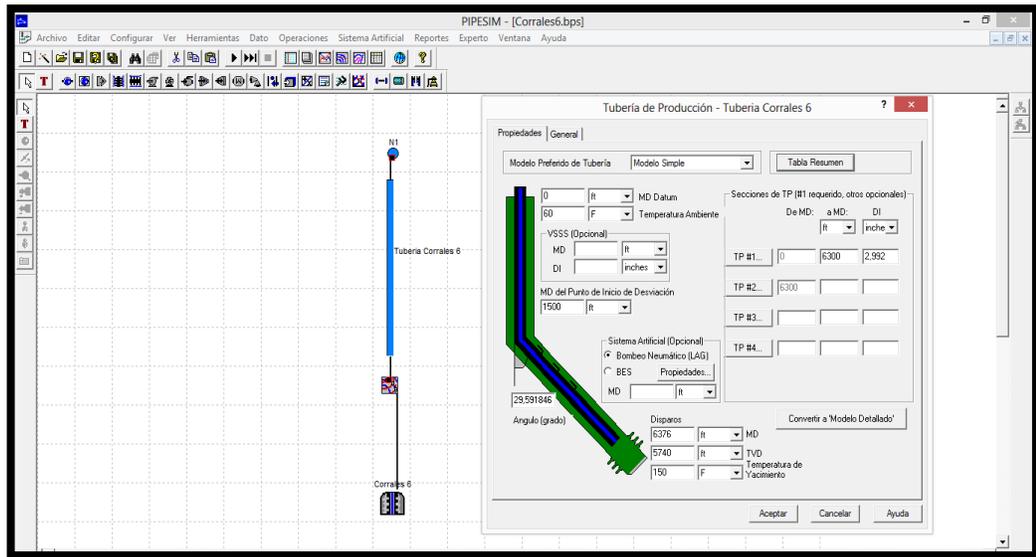
Figura86. Datos de Yacimiento. Pozo Corrales 6.



Fuente. Software PIPESIM

A continuación se hace doble clic en la tubería “Tubing_1”, donde se abrirá una ventana que permitirá ingresar los datos de la tubería, además se le asigna el nombre. Para esto es importante cambiar de “Modelo detallado” a “Modelo simple” debido a que no se conocen la totalidad de los datos para hacer un modelo detalle. Una vez seleccionado el modelo simple, la pantalla cambia como se muestra en la **Figura 87**.

Figura87. Datos de la tubería. Pozo Corrales 6.

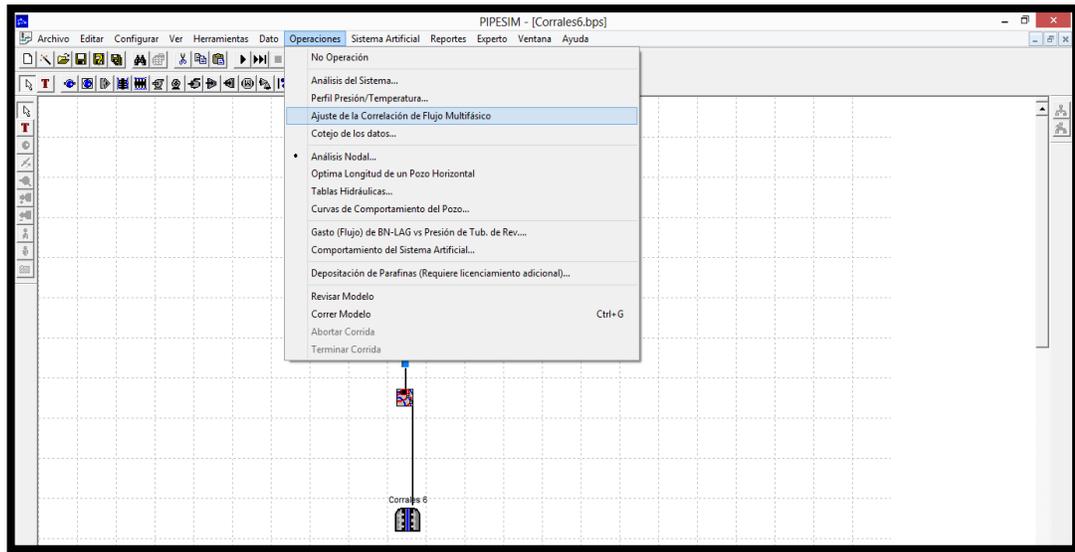


Fuente. Software PIPESIM

Se realizara el análisis nodal para el estado actual del pozo y de esta manera determinar el desempeño actual del sistema.

Una vez actualizado todos los datos del yacimiento, y de la tubería, se realizara un análisis de sensibilidad de las correlaciones de flujo multifásico, para ver cual se ajusta apropiadamente a las necesidades del pozo. Para hacer clic en "Operaciones", dentro de la barra de herramientas, posteriormente "Ajuste de la correlación de flujo multifásico" como se muestra en la **Figura88**.

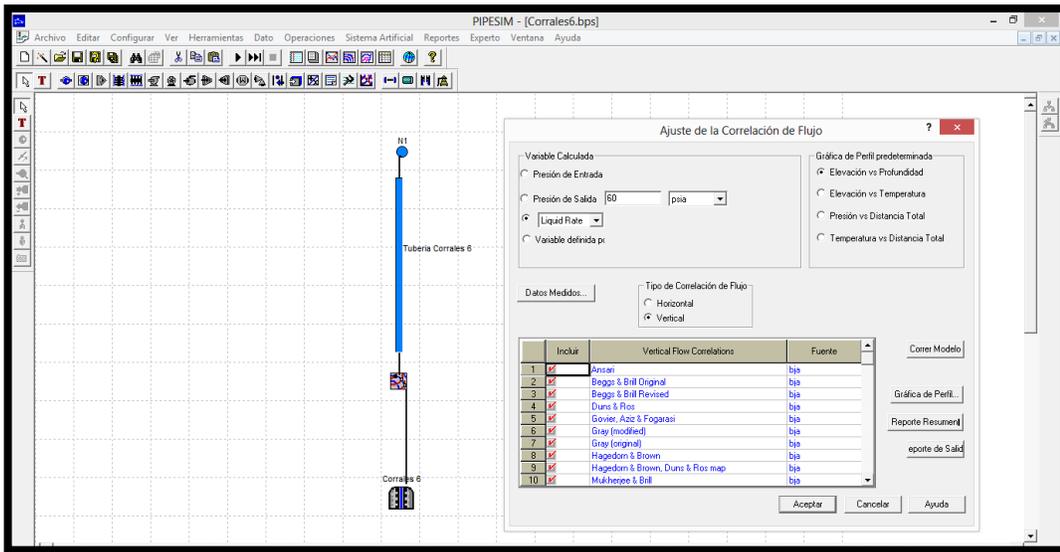
Figura88. Ajuste de la correlación de flujo multifásico. Pozo Corrales 6.



Fuente. Software PIPESIM

En la nueva ventana ingresamos la presión de salida y las correlaciones que se quieran sensibilizar para pozo el Pozo Corrales 6, y consecutivamente se hace clic en “Correr modelo”; como se ve en la **Figura89**.

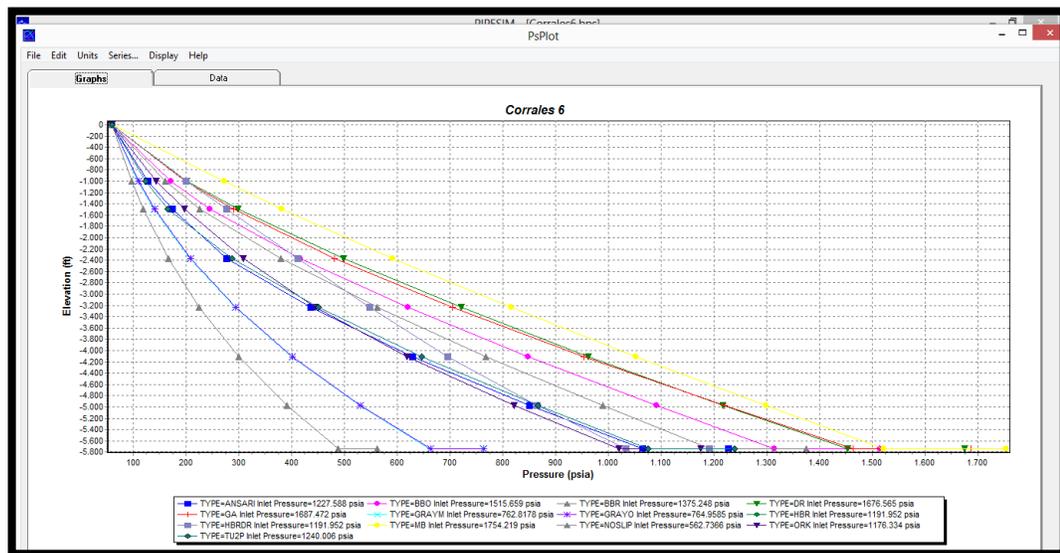
Figura89. Ajuste de la Correlación de Flujo. Pozo Corrales 6



Fuente. Software PIPESIM

Obteniendo así la **Gráfica25**, de acuerdo con el análisis de sensibilidad se determina que correlación ajusta a las condiciones actuales del pozo, así que se selecciona Duns & Ros, que fue propuesta por la compañía en 1961, la cual considera que la densidad de la mezcla es función del efecto de colgamiento.

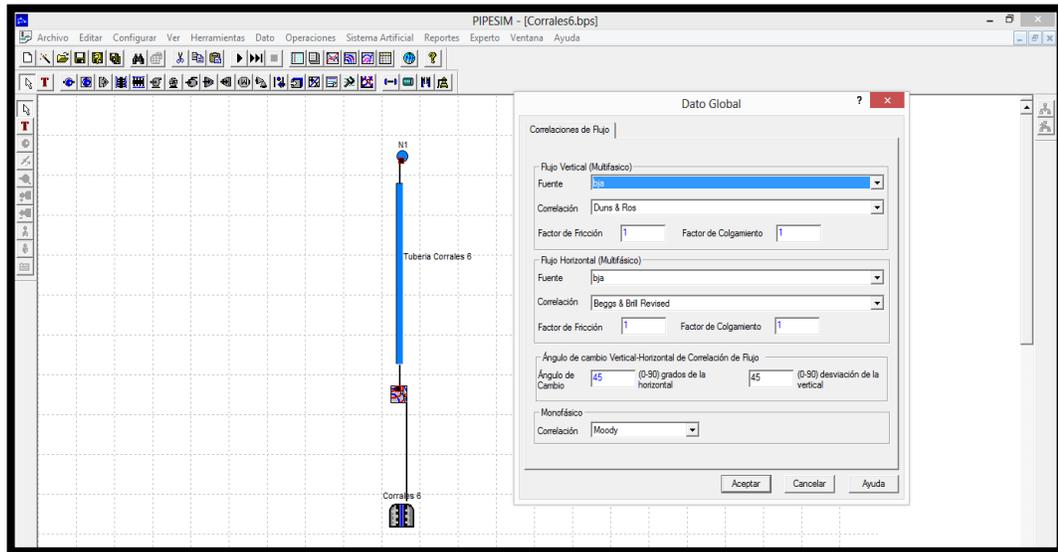
Gráfica25. Ajuste de correlaciones de flujo. Pozo Corrales 6.



Fuente. Software PIPESIM

Una vez seleccionada la correlación, se hace clic en “Configurar” y luego en “Correlaciones de flujo” como se muestra en la **Figura90** donde se escogerá la correlación escogida en la gráfica anterior.

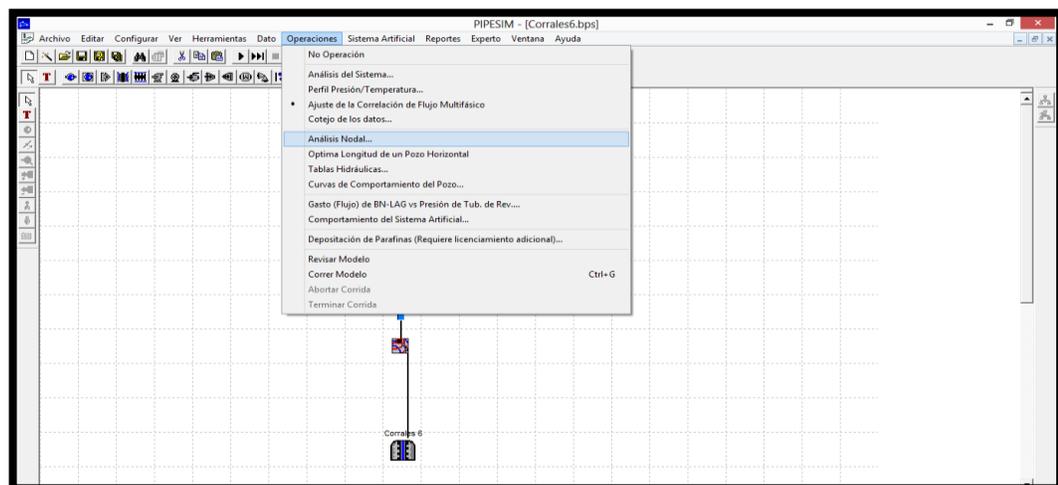
Figura90. Correlación de Flujo. Pozo Corrales 6.



Fuente. Software PIPESIM

A continuación, en la barra de herramientas se hace clic en “Operaciones” y sucesivamente en “Análisis Nodal”, como se señala en la **Figura91**.

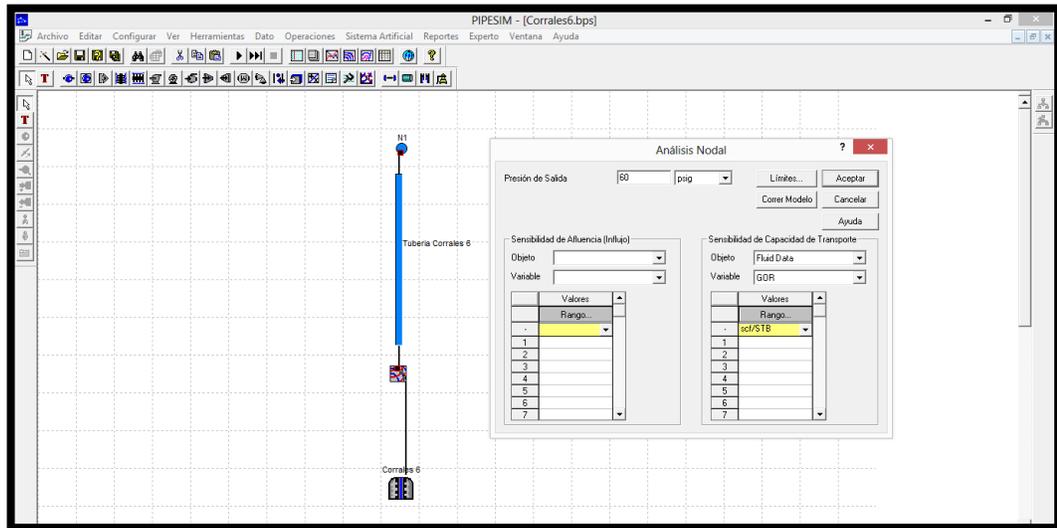
Figura91. Configuración Análisis Nodal. Pozo Corrales 6.



Fuente. Software PIPESIM

Abriendo una nueva ventana, donde se introducirá el valor de presión de salida, se hace clic en “Correr Modelo”, para generar el Análisis nodal para las condiciones actuales del pozo. Como se resalta en la **Figura92**.

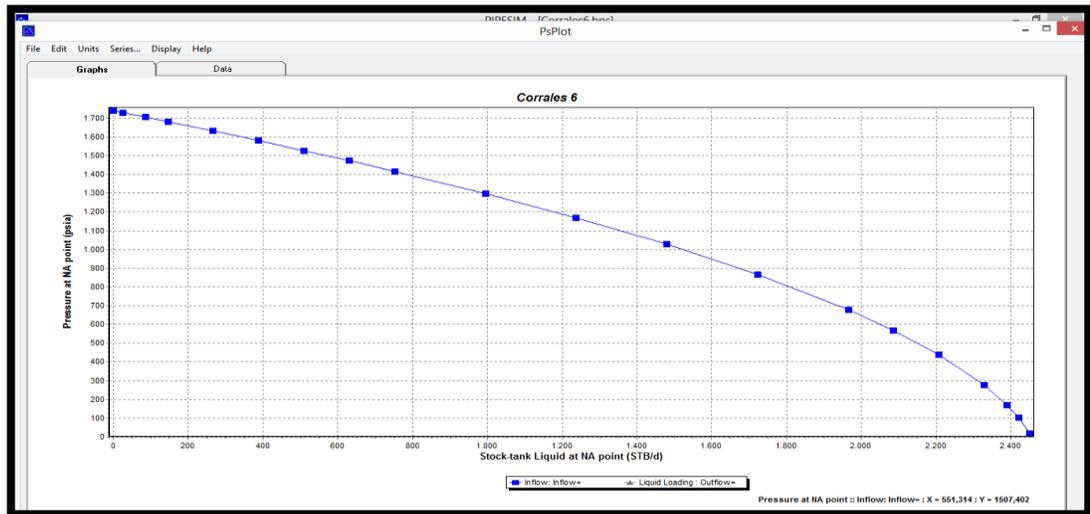
Figura92. Ingreso de parámetros para análisis nodal. Pozo Corrales 6.



Fuente. Software PIPESIM

Esto generara la **Grafica26** que corresponde al análisis nodal del pozo Corrales 6, donde se observa las condiciones de flujo del sistema.

Gráfica26. Análisis Nodal. Pozo Corrales 6.



Fuente. Software PIPESIM

5. DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ADECUADOS PARA LOS POZOS DEL CAMPO CORRALES

A continuación se presenta el diseño del Sistemas de Levantamiento Artificial seleccionados en el Capítulo 4, que mostraron mejor aplicación para cada uno de los pozos del Campo Corrales. El diseño se desarrolló en el software PIPESIM, para los pozos Corrales 1-1 Corrales 1D, Corrales 5 y Corrales 6 cuyo Sistema de Levantamiento Artificial a evaluar fue Gas Lift y QROD para el Corrales 3 cuyo Sistema de Levantamiento Artificial a evaluar fue Bombeo Mecánico.

5.1 INGRESO DE INFORMACIÓN PARA EL SIMULADOR

A continuación se presenta la información requerida, para poder hacer la simulación del Sistema de Levantamiento Artificial para cada pozo, donde se relacionan variables del yacimiento, del pozo y del fluido.

5.1.1 Información Corrales 1-1

Tabla47. Datos de Ingreso Pozo Corrales 1

DATOS REQUERIDOS PARA DISEÑO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO					
Nombre del Pozo		Corrales 1-1			
Ubicación		Bloque Buenavista			
1) Propiedades de los Fluidos					
Característica				Unidades	
Gravedad del Crudo	24,6			°API	
Agua y Sedimento	40			%	
Gravedad Especifica del agua	1			adimensional	
Gravedad Especifica del gas	0,6311			adimensional	
Relación Gas - Petroleo	8000			PCN/BN	
Temperatura de la formación	150			°F	
Viscosidad Cinematica a 50 °C	5,538			cSt	
Salinidad	5			PTBs	
Densidad a 15.5 °C	0,907			g/ml	
2) Estado Mecanico					
Característica				Unidades	
Configuración del pozo			Vertical		
Profundidad total MD	6232			ft	
Tope perforado 1	5950			ft	
Fondo perforado 1	5960			ft	
Tope perforado 2	5969			ft	
Fondo perforado 2	5974			ft	
2.1) Configuración del revestidor			2.1) Configuración de la tubería de producción		
Característica				Unidades	
Tope	Superficie			ft	
Fondo	6212			ft	
		N-80			
Diametro	7			in	
Peso	26			lb/ft	
3) Características de producción del pozo				Unidades	
Característica					
Temperatura en cabeza	60			°F	
Temperatura en fondo	150			°F	
Presión en cabeza	130			psi	
4) Información de producción					
Característica				Unidades	
Producción Aceite Actual	245			BN/día	
Producción Gas Actual	1960			Kpc	
Nivel estatico de fluido	1627			ft	
Metodo de producción actual	Bombeo Electrosumergible				
5) Datos de potencial de producción					
Característica				Unidades	
Presión estatica del fondo	1760			psi	
Presión del pozo fluyendo	1580			psi	
Caudal a la presión del pozo fluyendo	245			BBL/día	

5.1.2 Información Corrales 1D

Tabla48. Datos de Ingreso Pozo Corrales 1D

DATOS REQUERIDOS PARA DISEÑO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO										
Nombre del Pozo		Corrales 1D								
Ubicación		Bloque Buenavista								
1) Propiedades de los Fluidos										
Característica					Unidades					
Gravedad del Crudo		25			'API					
Agua y Sedimento		48			%					
Gravedad Especifica del agua		1			adimensional					
Gravedad Especifica del gas		0,6124			adimensional					
Relación Gas - Petroleo		6900			PCNBN					
Temperatura de la formación		150			'F					
Viscosidad Cinematica a 50 °C		5,538			cSt					
Salinidad		5			PTBs					
Densidad a 15.5 °C		0,907			g/ml					
2) Estado Mecanico										
Característica					Unidades					
Configuración del pozo		Vertical								
Profundidad total MD		6268			ft		Profundidad total TVD		6268 ft	
Tope perforado 1		5818			ft					
Fondo perforado 1		5828			ft					
Tope perforado 2		5832			ft					
Fondo perforado 2		5835			ft					
Tope perforado 3		5838			ft					
Fondo perforado 3		5842			ft					
2.1) Configuración del revestidor					2.1) Configuración de la tubería de producción			2.1) Configuración del Liner		
Característica					Unidades		Característica			Unidades
Tope		Superficie			ft		Tope		4865	ft
Fondo		4865			ft		Fondo		6265	ft
Tipo		N-80					Tipo		N-80	
Diámetro		7			in		Diámetro		4,5	in
Peso		26			lb/ft		Peso		11,6	lb/ft
3) Características de producción del pozo										
Característica					Unidades					
Temperatura en cabeza		60			'F					
Temperatura en fondo		150			'F					
Presión en cabeza		595			psi					
4) Información de producción										
Característica					Unidades					
Producción Aceite Actual		480			BN/día					
Producción Gas Actual		3312			Kpc					
Nivel estatico de fluido		2953			ft					
Metodo de producción actual		Flujo Natural								
5) Datos de potencial de producción										
Característica					Unidades					
Presión estatica del fondo		1780			psi					
Presión del pozo fluyendo		1545			psi					
Caudal a la presión del pozo fluyendo		480			BBL/día					

5.1.3 Información Corrales 3

Tabla49. Datos de Ingreso Pozo Corrales 3

DATOS REQUERIDOS PARA DISEÑO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO						
Nombre del Pozo		Corrales 3				
Ubicación		Bloque Buenavista				
1) Propiedades de los Fluidos						
Característica				Unidades		
Gravedad del Crudo	15			°API		
Agua y Sedimento	90			%		
Gravedad Especifica del agua	1			adimensional		
Gravedad Especifica del gas	0.6411			adimensional		
Relación Gas - Petroleo	150			PCN/BN		
Temperatura de la formación	120			°F		
Viscosidad Cinematica a 40 °C	1203			cSt		
Viscosidad Cinematica a 50 °C	625			cSt		
Salinidad	7.35			PTBs		
Densidad a 15.5 °C	0.9643			g/ml		
2) Estado Mecanico						
Característica				Unidades		
Configuración del pozo			Vertical			
Profundidad total MD	9281			ft		
Tope perforado 1	3556			ft		
Fondo perforado 1	3570			ft		
Tope perforado 2	3608			ft		
Fondo perforado 2	3616			ft		
Tope perforado 3	3620			ft		
Fondo perforado 3	3626			ft		
Tope perforado 4	3630			ft		
Fondo perforado 4	3638			ft		
Tope perforado 5	3802			ft		
Fondo perforado 5	3814			ft		
2.1) Configuración de la tubería de producción						
Característica				Unidades		
Tope	Superficie			ft		
Fondo	5777			ft		
Tipo			N-80			
Diametro	7			in		
Peso	26			lb/ft		
2.1) Configuración del Liner						
Característica				Unidades		
Tope			5419			
Fondo			9010			
Tipo			N-80			
Diametro			7			
Peso			26			
3) Características de producción del pozo						
Característica				Unidades		
Temperatura en cabeza	60			°F		
Temperatura en fondo	120			°F		
Presión en cabeza	20			psi		
4) Información de producción						
Característica				Unidades		
Producción Aceite Actual	110			BN/día		
Producción Gas Actual	0			Kpc		
Nivel estatico de fluido	772			ft		
Metodo de producción actual			Bombeo de Cavidades Progresivas			
5) Datos de potencial de producción						
Característica				Unidades		
Presión estatica del fondo	1225			psi		
Presión del pozo fluyendo	975			psi		
Caudal a la presión del pozo fluyendo	110			BBL/día		

5.1.4 Información Corrales 5

Tabla50. Datos de Ingreso Pozo Corrales 5

DATOS REQUERIDOS PARA DISEÑO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO				
Nombre del Pozo		Corrales 5		
Ubicación		Bloque Buenavista		
1) Propiedades de los Fluidos				
Característica		Unidades		
Gravedad del Crudo	24,6	°API		
Agua y Sedimento	50	%		
Gravedad Especifica del agua	1	adimensional		
Gravedad Especifica del gas	0,6124	adimensional		
Relación Gas - Petroleo	5000	PCN/BN		
Temperatura de la formación	150	°F		
Viscosidad Cinematica a 50 °C	5,538	cSt		
Salinidad	5	PTBs		
Densidad a 15.5 °C	0,907	g/ml		
2) Estado Mecanico				
Característica		Unidades		
Configuración del pozo	Vertical			
Profundidad total MD	6109	ft	Profundidad total TVD	6109 ft
Tope perforado 1	6383	ft		
Fondo perforado 1	6395	ft		
Tope perforado 2	6399	ft		
Fondo perforado 2	6410	ft		
Tope perforado 3	6414	ft		
Fondo perforado 3	6424	ft		
2.1) Configuración del revestidor			2.1) Configuración de la tubería de producción	
Característica		Unidades	Característica	
Tope	Superficie	ft	Tope	Superficie ft
Fondo	6825	ft	Fondo	6309,54 ft
Tipo	N-80		Tipo	N-80
Diametro	7	in	Diametro	3,5 in
Peso	26	lb/ft	Peso	9,3 lb/ft
3) Características de producción del pozo				
Característica		Unidades		
Temperatura en cabeza	60	°F		
Temperatura en fondo	150	°F		
Presión en cabeza	215	psi		
4) Información de producción				
Característica		Unidades		
Producción Aceite Actual	450	BN/día		
Producción Gas Actual	2250	Kpc		
Nivel estatico de fluido	2067	ft		
Metodo de producción actual	Flujo Natural			
5) Datos de potencial de producción				
Característica		Unidades		
Presión estatica del fondo	1716	psi		
Presión del pozo fluyendo	1383	psi		
Caudal a la presión del pozo fluyendo	450	BBL/día		

5.1.5 Información Corrales 6

Tabla51. Datos de Ingreso Pozo Corrales 6

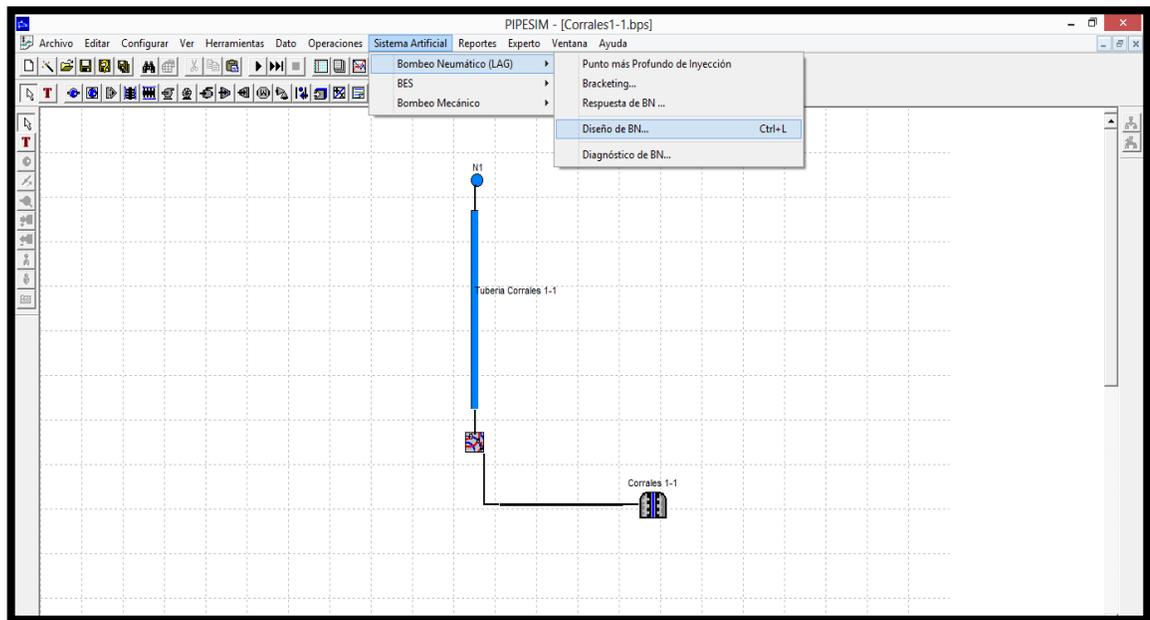
DATOS REQUERIDOS PARA DISEÑO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO					
Nombre del Pozo		Corrales 6			
Ubicación		Bloque Buenavista			
1) Propiedades de los Fluidos					
Característica		Unidades			
Gravedad del Crudo		24.8	°API		
Agua y Sedimento		12	%		
Gravedad Especifica del agua		1	adimensional		
Gravedad Especifica del gas		0.6124	adimensional		
Relación Gas - Petroleo		450	PCN/BN		
Temperatura de la formación		150	°F		
Viscosidad Cinematica a 50 °C		5.538	cSt		
Salinidad		5	PTBs		
Densidad a 15.5 °C		0.907	g/ml		
2) Estado Mecanico					
Característica		Unidades			
Configuración del pozo		Vertical			
Profundidad total MD		6906	ft	Profundidad total TVD	6184 ft
Tope perforado 1		6356	ft		
Fondo perforado 1		6368	ft		
Tope perforado 2		6380	ft		
Fondo perforado 2		6396	ft		
2.1) Configuración del revestidor			2.1) Configuración de la tubería de producción		
Característica		Unidades		Característica	
Tope		Superficie	ft	Tope	
Fondo		6890	ft	Superficie	
Tipo		N-80		6190.28 ft	
Diametro		7	in	Tipo	
Peso		26	lb/ft	N-80	
				Diametro	
				3.5 in	
				Peso	
				9 lb/ft	
3) Características de producción del pozo					
Característica		Unidades			
Temperatura en cabeza		60	°F		
Temperatura en fondo		150	°F		
Presión en cabeza		60	psi		
4) Información de producción					
Característica		Unidades			
Producción Aceite Actual		550	BN/día		
Producción Gas Actual		248	Kpc		
Nivel estatico de fluido		1556	ft		
Metodo de producción actual		Bombeo de Cavidades Progresivas			
5) Datos de potencial de producción					
Característica		Unidades			
Presión estatica del fondo		1725	psi		
Presión del pozo fluyendo		1495	psi		
Caudal a la presión del pozo fluyendo		550	BBL/día		

5.2 DISEÑO SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Para los diseños de los pozos, se buscó recuperar el caudal con el que venían anteriormente los pozos, mostrado en su respectivo análisis nodal. Por lo cual se buscó que las características de diseño ajustaran a dicha producción. Además algunos datos característicos del Sistema de Levantamiento Artificial fueron seleccionados por la disponibilidad de recursos por parte de la empresa, y análisis previos de posibles implementaciones.

5.2.1 Diseño Corrales 1-1. En este punto se realiza el diseño de sistema de levantamiento artificial que fue determinado a partir de la matriz de evaluación. Para el Pozo Corrales 1-1 el Sistema de Levantamiento Artificial escogido es selección. En la barra de herramientas se hace clic en “Sistema Artificial” y posteriormente “Diseño BN”; como se muestra en la **Figura93**.

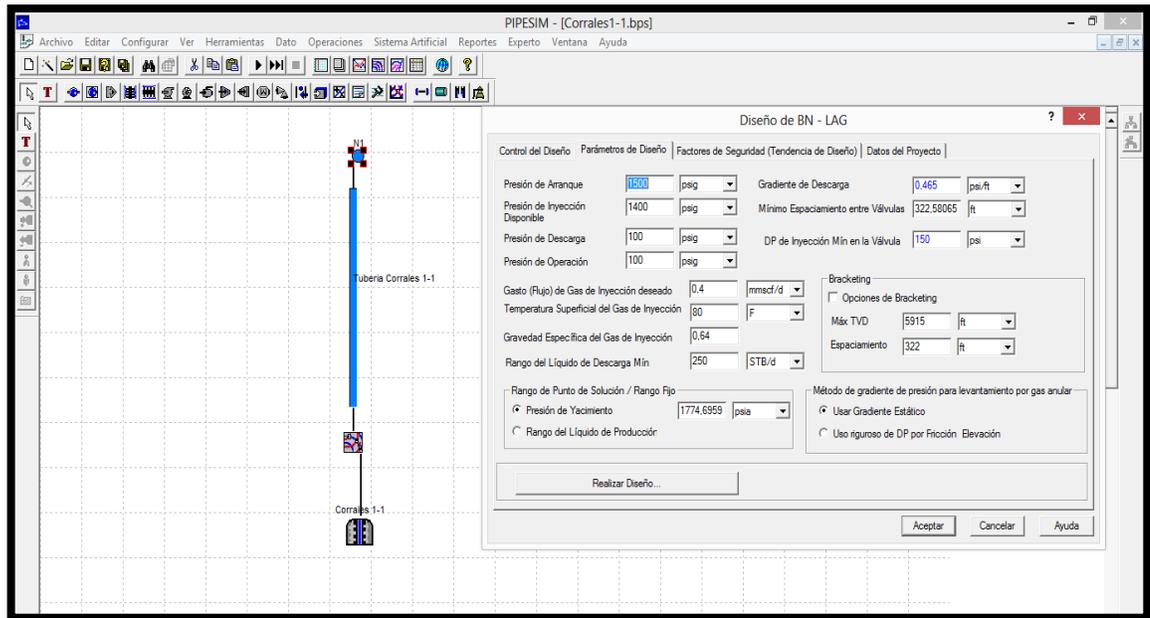
Figura93. Selección Sistema de Levantamiento Pozo Corrales 1D - Diseño



Fuente. Software PIPESIM

Siendo así, se abre la pantalla presentada en la **Figura94**, donde se ingresaran los datos iniciales de diseño para el sistema de Gas Lift.

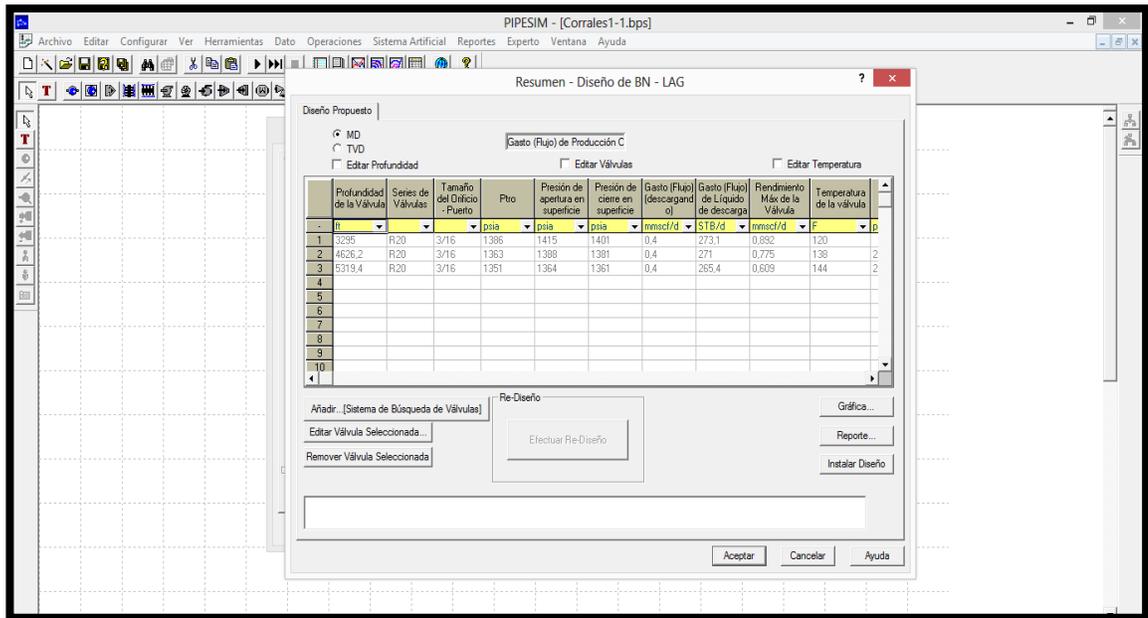
Figura94. Ingreso Datos Diseño Gas Lift Pozo Corrales 1-1



Fuente. Software PIPESIM

Una vez ingresados los datos iniciales del Gas Lift, procedemos a seleccionar “Realizar Diseño”, donde el simulador calculara, la cantidad de válvulas necesarias, y su ubicación, para poder ajustar dichas condiciones. Se abrirá una ventana, que relaciona las características de las válvulas escogidas por el simulador, y se selecciona “Instalar Diseño”, como se muestra en la **Figura95**.

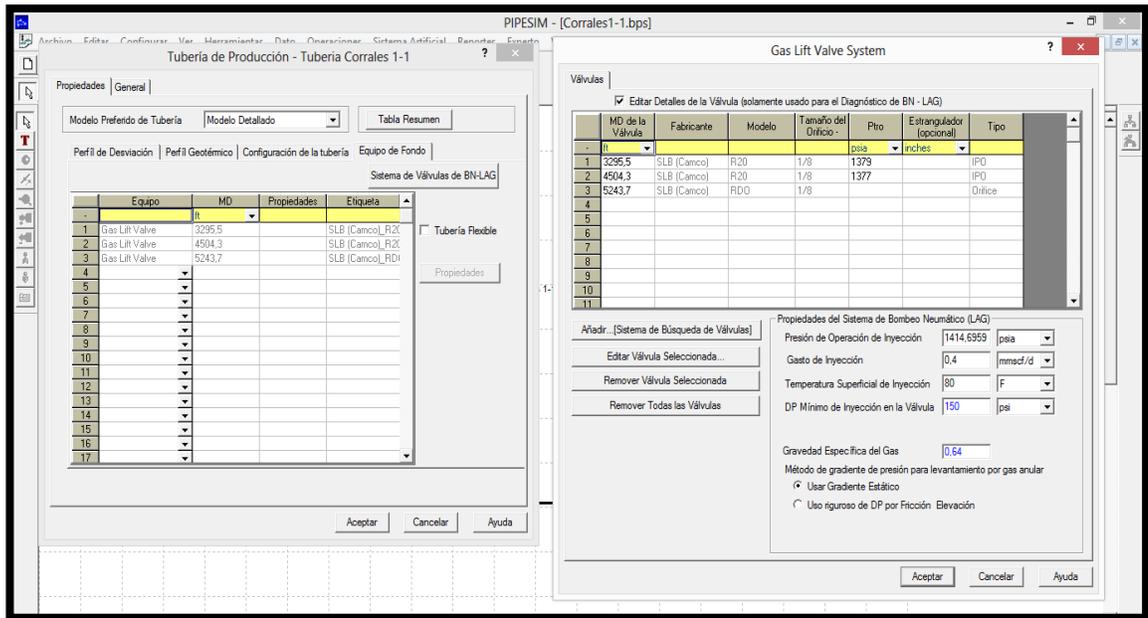
Figura95. Instalación Diseño Propuesto Pozo Corrales 1-1



Fuente. Software PIPESIM

Para verificar que la instalación de las válvulas fue realizada, se hace Doble Click” en icono de la tubería, de allí se tendrá que convertir el modelo simple a uno detallado, para así poder ver la ubicación de las válvulas. Una vez convertido, se abrirá una ventana donde se selecciona “Sistema de válvulas BN.LAG”, se abrirá una nueva ventana donde se verificara los datos ingresados al sistema, como se muestra en la **Figura96**.

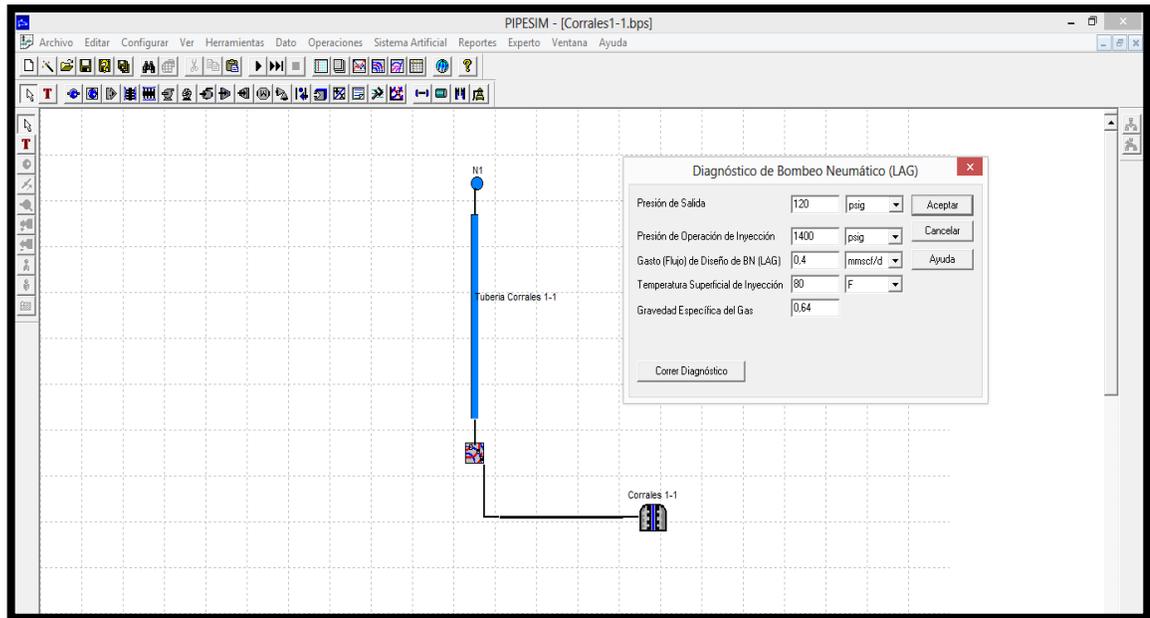
Figura96. Verificación Instalación Gas Lift Pozo Corrales 1-1



Fuente. Software PIPESIM

Una vez verificado el estado de instalación del sistema, se hará un diagnóstico de cómo funciona el sistema, y su esquema dentro del pozo. Para esto se selecciona “Sistema Artificial- Bombeo Neumático (LAG)- Diagnostico de BN”, donde se abrirá una ventana, para ingresar los datos con los cuales se hará el diagnóstico, como se muestra en la **Figura97**.

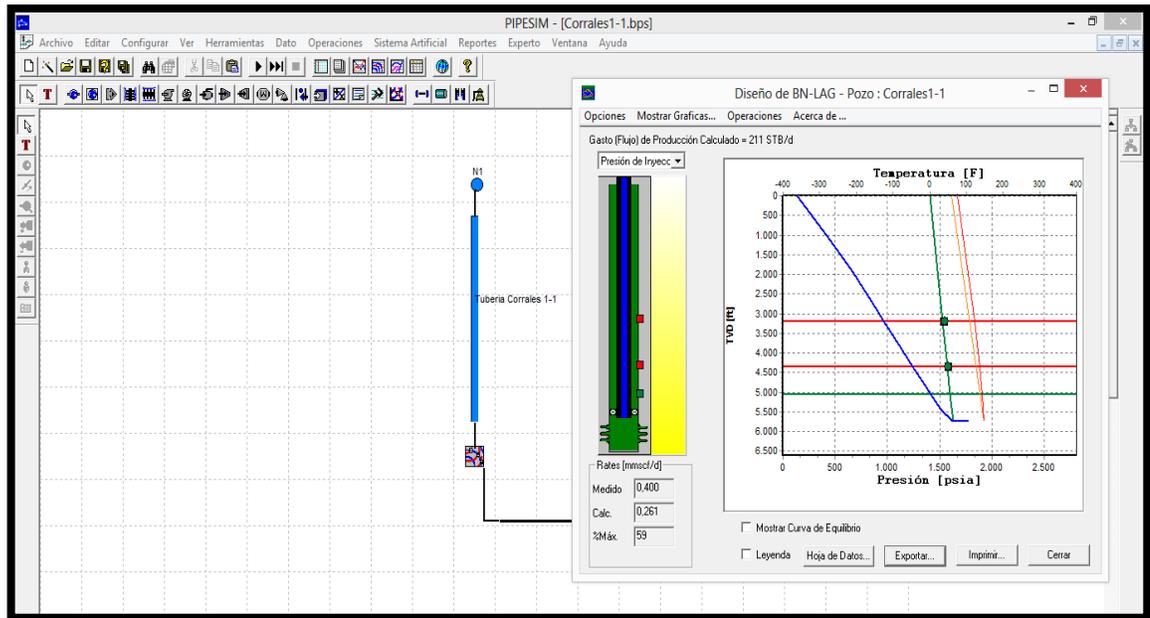
Figura97. Datos Requeridos Diagnostico Gas Lift Pozo Corrales 1-1



Fuente. Software PIPESIM

Una vez completado los datos necesarios para el diagnóstico, se selecciona “Correr Diagnostico”, y se abrirá la ventana final que relaciona el esquema del Gas Lift instalada en el pozo, y el caudal que este generara, como se muestra en la **Figura98.**

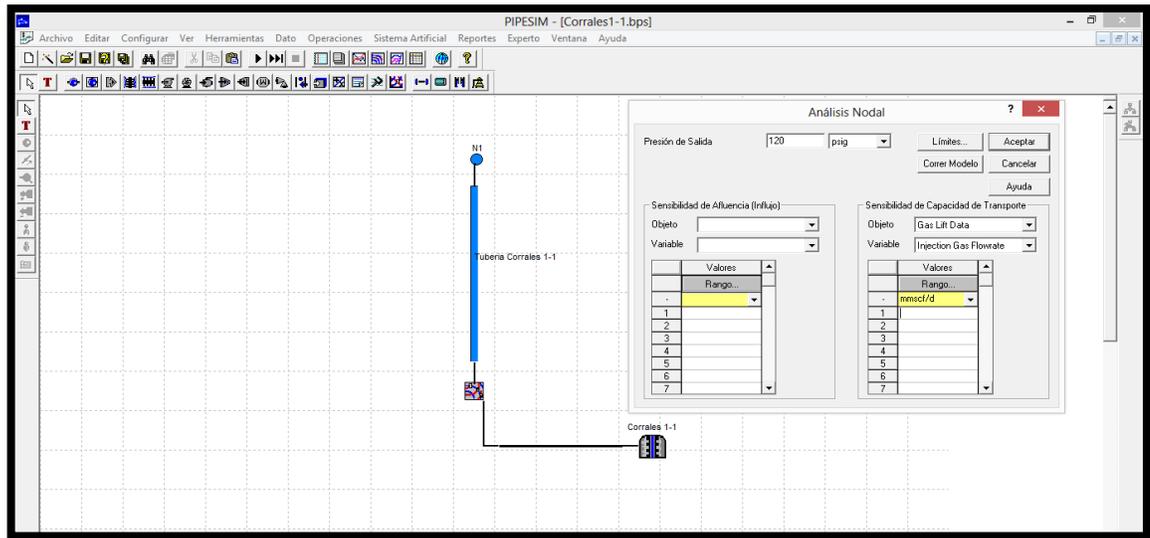
Figura98. Diagnostico Gas Lift Pozo Corrales 1-1



Fuente. Software PIPESIM

Cuando se halla confirmado el funcionamiento del sistema Gas Lift con el diagnostico, el último paso es confirmar la producción que se tendrá con dicha instalación, para esto se procede a hacer el Análisis Nodal, para esto se selecciona "Operaciones-Análisis Nodal", generando una ventana donde se ingresa los datos finales, como presión de cabeza del pozo, como se muestra en la **Figura99**.

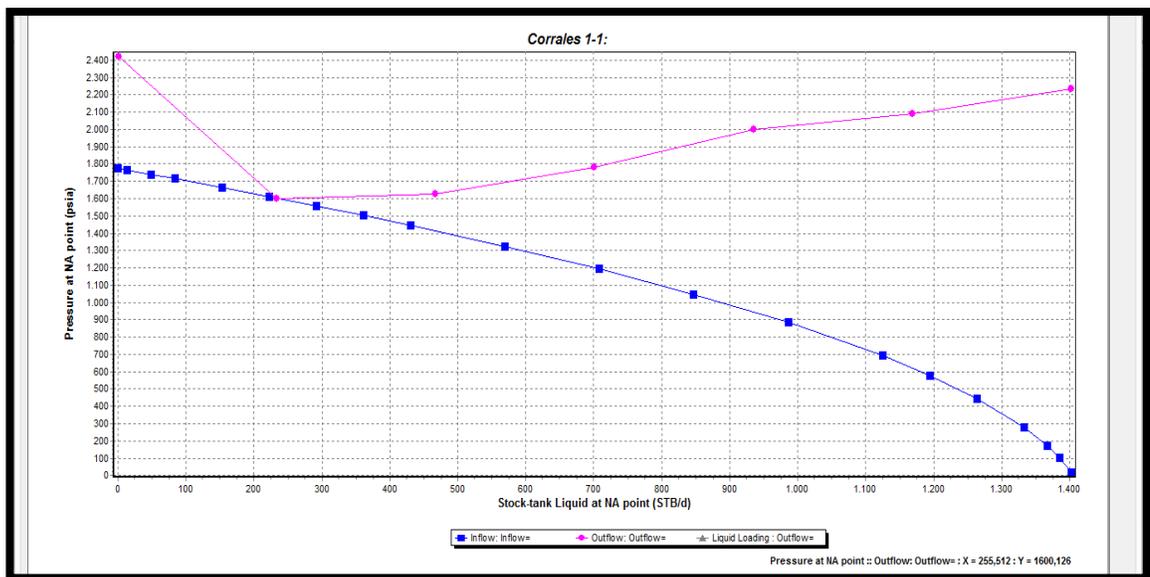
Figura99. Ingreso de Datos Análisis Nodal Gas Lift Pozo Corrales 1-1



Fuente. Software PIPESIM

Luego de completar los datos requeridos en la ventana, se selecciona “Correr Modelo”, el cual genera la **Gráfica27**, que muestra el interceptó de las curvas de demanda y oferta, que corresponde al caudal que se generara por la instalación del Gas Lift.

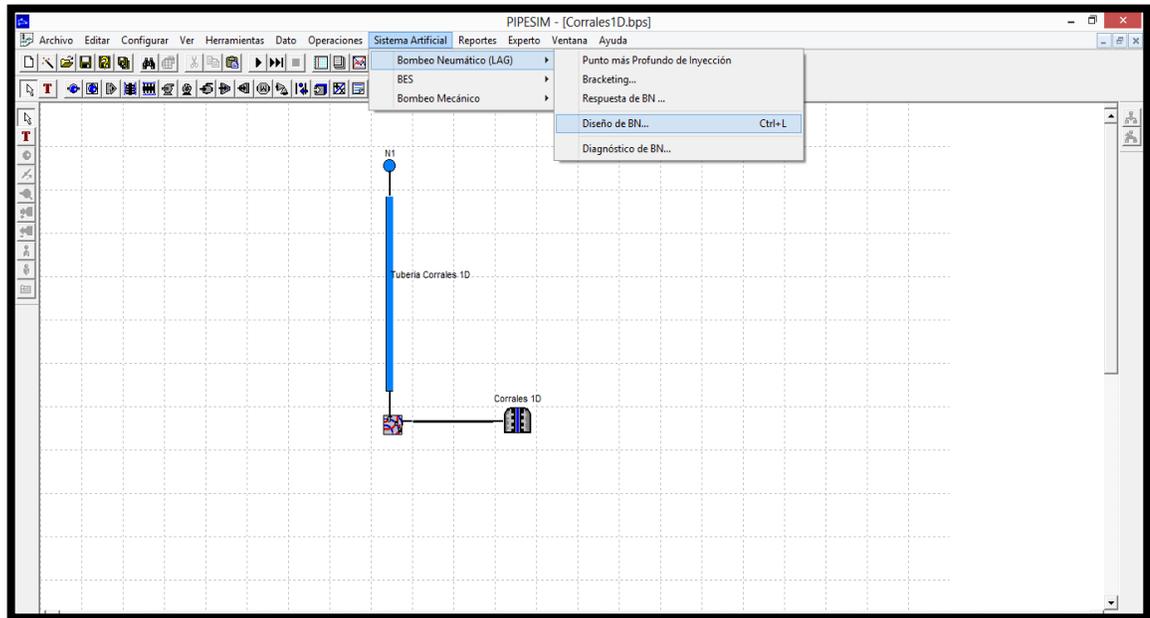
Gráfica27. Análisis Nodal Gas Lift Pozo Corrales 1-1



Fuente. Software PIPESIM

5.2.2 Diseño Corrales 1D. En este punto se realiza el diseño de sistema de levantamiento artificial que fue determinado a partir de la matriz de selección. Para el Pozo Corrales 1D el Sistema de Levantamiento Artificial escogido es Gas Lift. En la barra de herramientas se hace clic en “Sistema Artificial” y posteriormente “Bombeo Neumático (LAG)”; seguido por “Diseño de BN”, como se muestra en la **Figura100**.

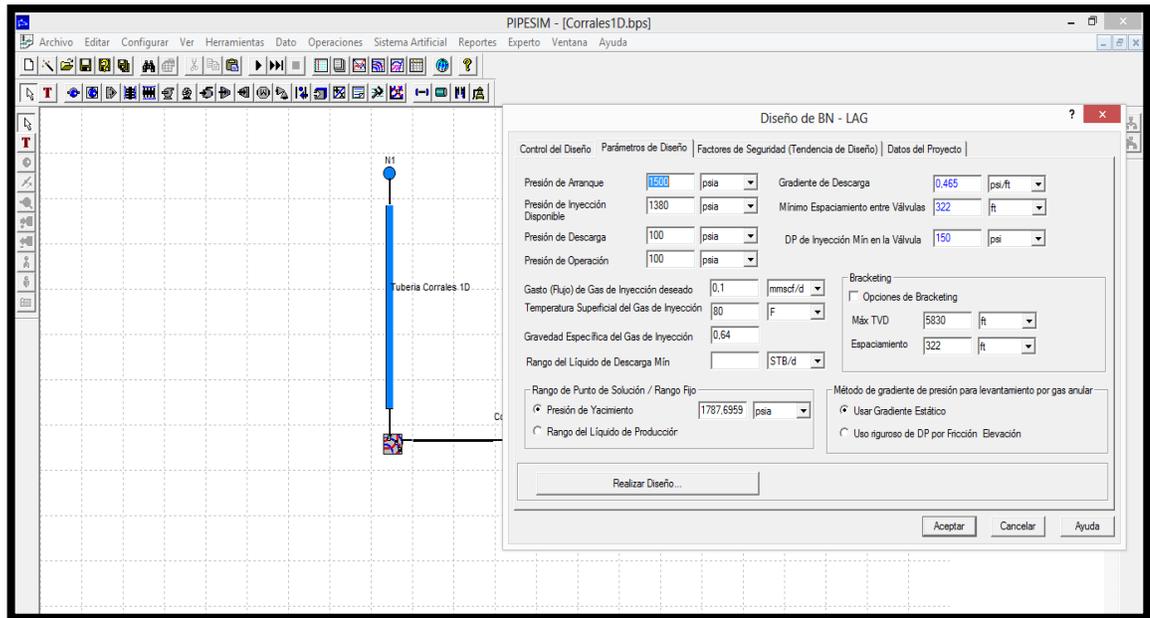
Figura100. Selección Sistema de Levantamiento Pozo Corrales 1D - Diseño



Fuente. Software PIPESIM

Siendo así, se abre la pantalla presentada en la **Figura101**, donde se ingresarán los datos iniciales de diseño para el sistema de Gas Lift.

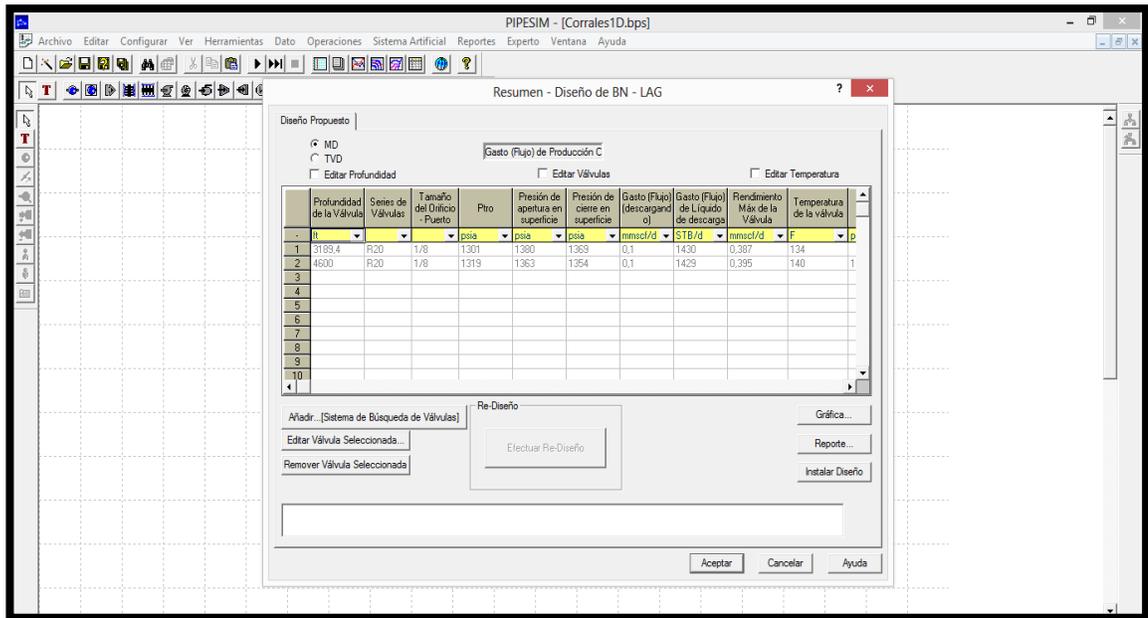
Figura101. Ingreso Datos Diseño Gas Lift Pozo Corrales 1D



Fuente. Software PIPESIM

Una vez ingresados los datos iniciales del Gas Lift, procedemos a seleccionar “Realizar Diseño”, donde el simulador calculara, la cantidad de válvulas necesarias, y su ubicación, para poder ajustar dichas condiciones. Se abrirá una ventana, que relaciona las características de las válvulas escogidas por el simulador, y se selecciona “Instalar Diseño”, como se muestra en la **Figura102**.

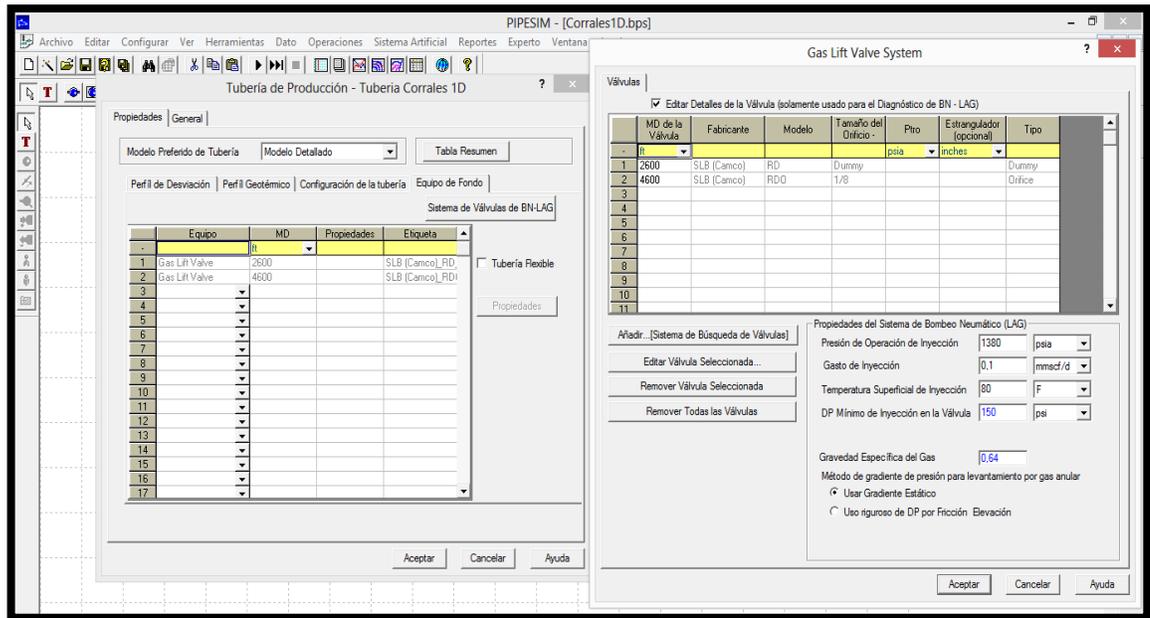
Figura102. Instalación Diseño Propuesto Pozo Corrales 1D



Fuente. Software PIPESIM

Para verificar que la instalación de las válvulas fue realizada, se hace Doble Click” en icono de la tubería, de allí se tendrá que convertir el modelo simple a uno detallado, para así poder ver la ubicación de las válvulas. Una vez convertido, se abrirá una ventana donde se selecciona “Sistema de válvulas BN.LAG”, se abrirá una nueva ventana donde se verificara los datos ingresados al sistema, como se muestra en la **Figura103**.

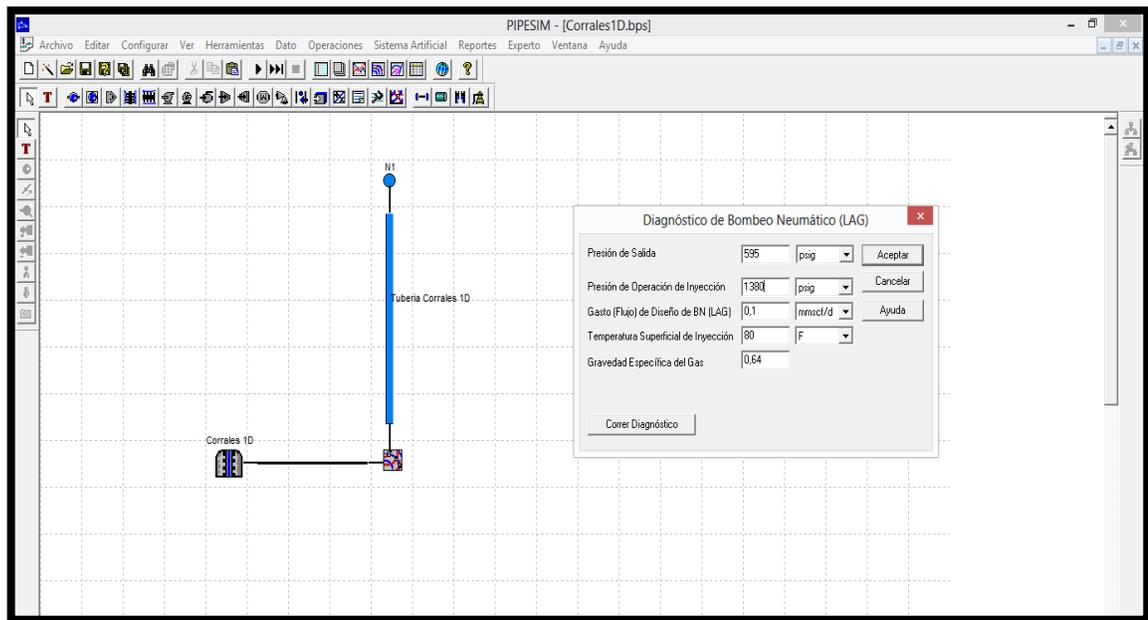
Figura103. Verificación Instalación Gas Lift Pozo Corrales 1D



Fuente. Software PIPESIM

Una vez verificado el estado de instalación del sistema, se hará un diagnóstico de cómo funciona el sistema, y su esquema dentro del pozo. Para esto se selecciona “Sistema Artificial- Bombeo Neumático (LAG)- Diagnostico de BN”, donde se abrirá una ventana, para ingresar los datos con los cuales se hará el diagnóstico, como se muestra en la **Figura104**.

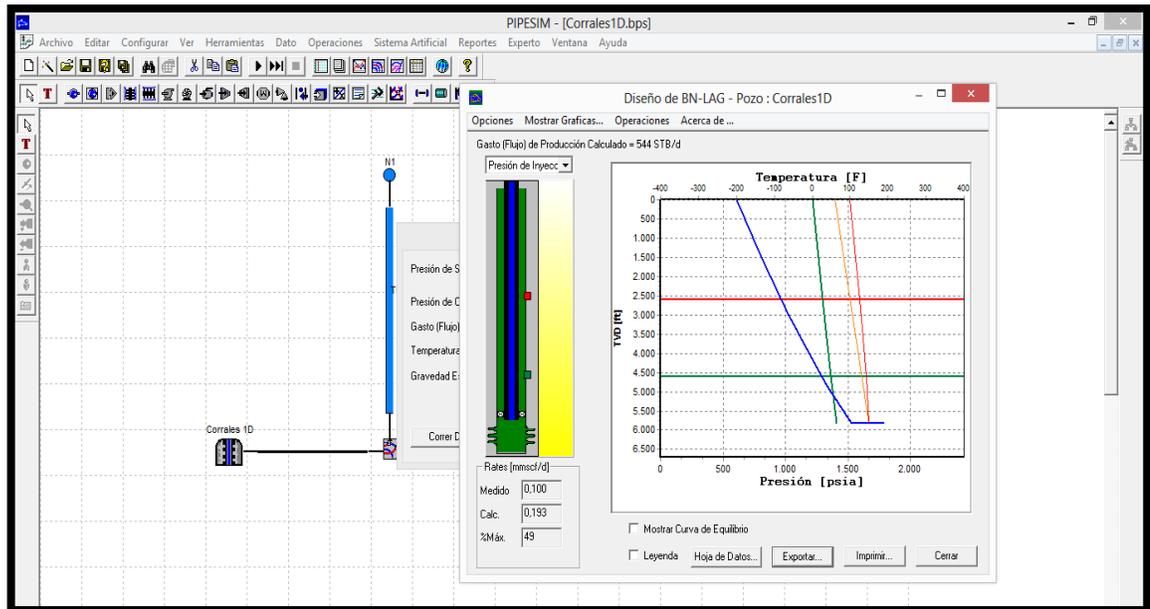
Figura104. Datos Requeridos Diagnostico Gas Lift Pozo Corrales 1D



Fuente. Software PIPESIM

Una vez completado los datos necesarios para el diagnóstico, se selecciona "Correr Diagnostico", y se abrirá la ventana final que relaciona el esquema del Gas Lift instalada en el pozo, y el caudal que este generara, como se muestra en la **Figura105.**

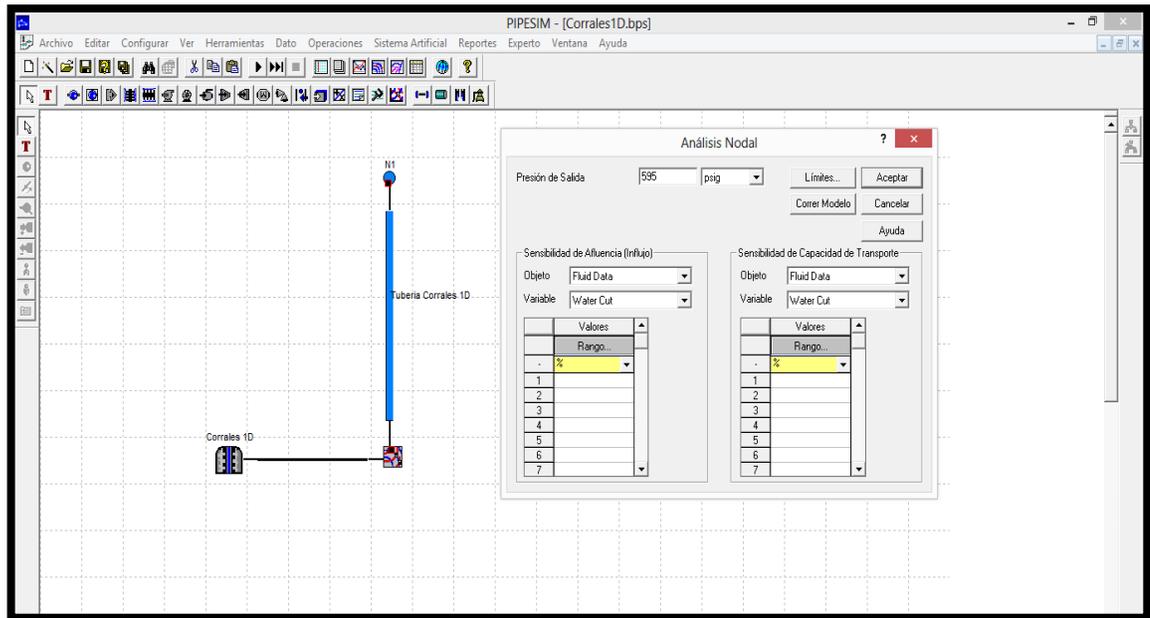
Figura105. Diagnostico Gas Lift Pozo Corrales 1D



Fuente. Software PIPESIM

Cuando se halla confirmado el funcionamiento del sistema Gas Lift con el diagnostico, el último paso es confirmar la producción que se tendrá con dicha instalación, para esto se procede a hacer el Análisis Nodal, para esto se selecciona “Operaciones-Análisis Nodal”, generando una ventana donde se ingresa los datos finales, como presión de cabeza del pozo, como se muestra en la **Figura106**.

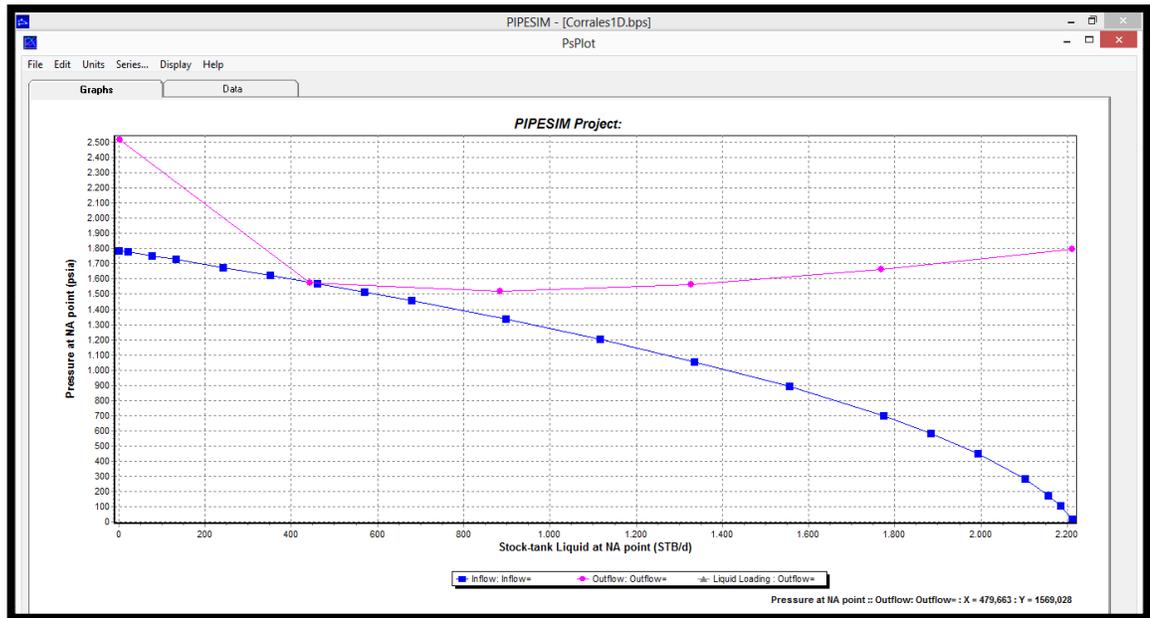
Figura106. Ingreso de Datos Análisis Nodal Gas Lift Pozo Corrales 1D



Fuente. Software PIPESIM

Luego de completar los datos requeridos en la ventana, se selecciona “Correr Modelo”, el cual genera la **Gráfica28**, que muestra el interceptó de las curvas de demanda y oferta, que corresponde al caudal que se generara por la instalación del Gas Lift.

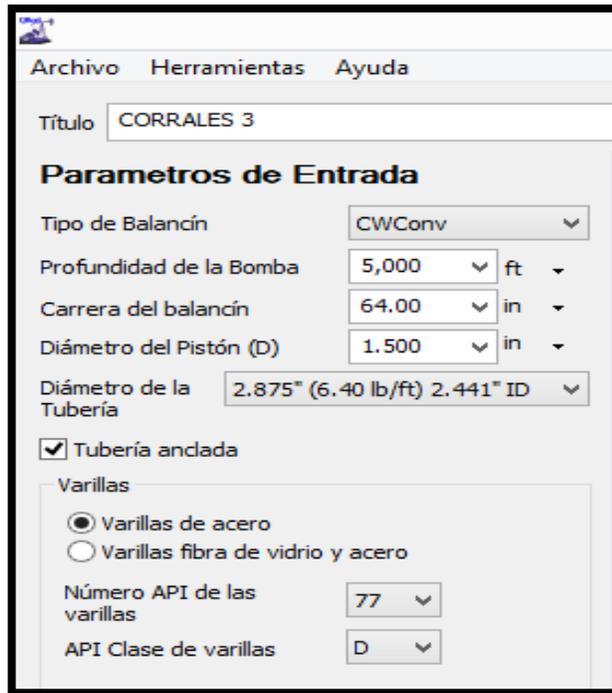
Gráfica28. Análisis Nodal Gas Lift Pozo Corrales 1D



Fuente. Software PIPESIM

5.2.3 Diseño Corrales 3. En este punto se realiza el diseño de sistema de levantamiento artificial que fue determinado a partir de la matriz de selección. Para Corrales 3 el sistema de levantamiento artificial escogido es Bombeo Mecánico. Este Pozo será realizado con el software QROD, especial para este tipo de Sistema de Levantamiento Artificial. En la barra de herramientas se hace clic en “Herramientas” y posteriormente “Parámetros”; como se muestra en la **Figura107**. Dentro de esta se relacionaran los parámetros iniciales del Bombeo Mecánico, incluyendo el tipo de Balancín, que por motivos de accesibilidad, se escogerá el Convencional.

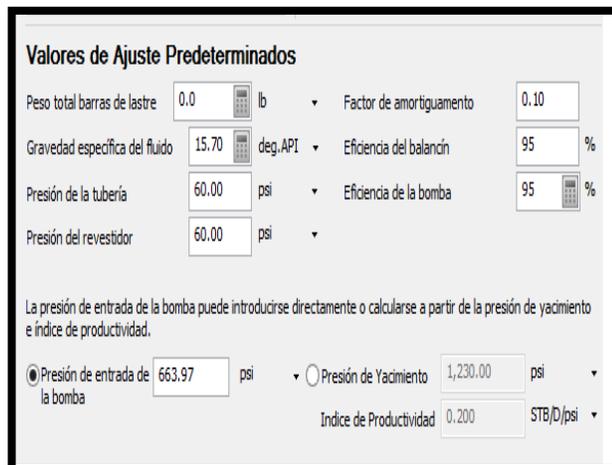
Figura107. Parámetros de Entrada Pozo Corrales 3



Fuente. Software QROD

Una vez escogido el tipo de parámetros iniciales, se selecciona “Valores de Ajuste Predeterminados”, en donde se relacionan los valores de trabajo de la operación, tanto del fluido, como de manejo de presiones, como se muestra en la **Figura108**.

Figura108. Valores de Ajuste Predeterminados Pozo Corrales 3



Fuente. Software QROD

Como el objetivo del proyecto es devolver el caudal de los pozos, al que se tenía antes de la pérdida de la misma, el cálculo del sistema se hará basado en el caudal deseado del sistema, por ende se ingresa el caudal requerido, para así determinar el funcionamiento del Bombeo Mecánico, como se muestra en la **Figura109**.

Figura109. Calculo de Resultados Pozo Corrales 3

Fuente. Software QROD

Una vez ingresado el caudal, se selecciona “Calcular”, esto generara una ventana, que mostrara los Resultados de la simulación del Bombeo Mecánico, como lo muestra la **Figura110**, en donde se relacionan las características de diseño, y el caudal que se tendrá según la eficiencia del pozo.

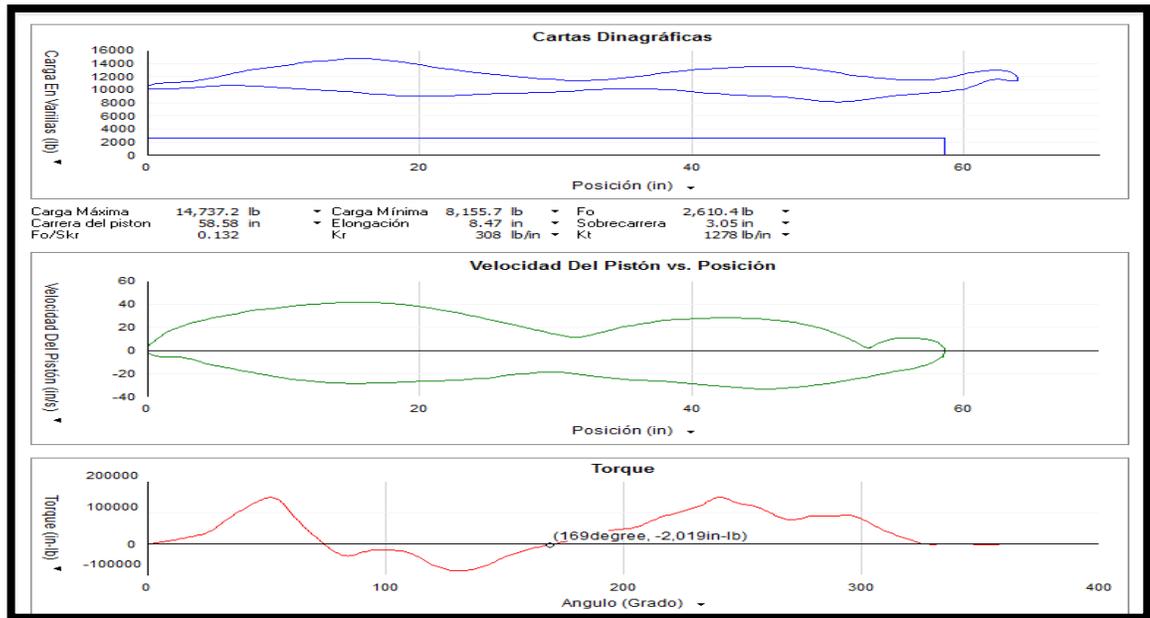
Figura110. Resultados Bombeo Mecánico Pozo Corrales 3

Resultados	
Caudal (100% eficiencia bomba)	115.4 BBL/D
Caudal (95% eficiencia bomba)	109.6 BBL/D
Varillas en cada sección	100.0%
Carga de las varillas en superficie	67.4%
Capacidad (API) mín balancín	160-173-64
Capacidad mínima potencia motor	7.99 HP
Potencia en Barra Pulida	3.66 HP
Carga válvula viajera	12,479 lb
Carga válvula fija	9,869 lb

Fuente. Software QROD

Así mismo se generara la **Gráfica29**, que representan el comportamiento de las principales condiciones del Bombeo, bajo la posición del mismo dentro del pozo, el cual regulara la eficiencia del proceso, y servirá como punto de calibración.

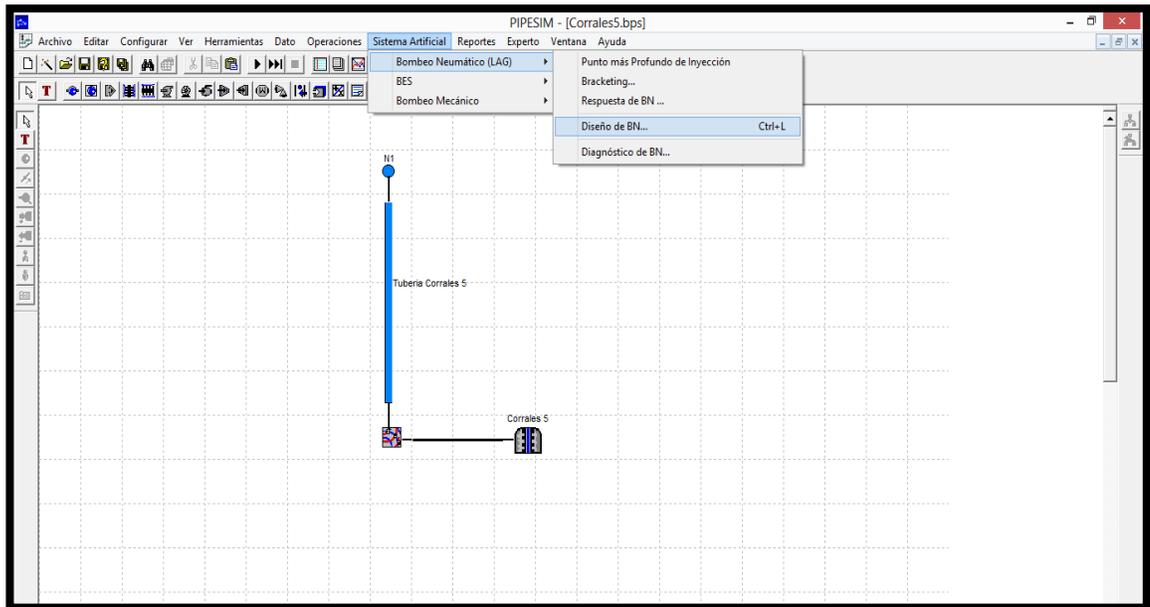
Gráfica29. Comportamiento de Variables Bombeo Mecánico Pozo Corrales 3



Fuente. Software QROD

5.2.4 Diseño Corrales 5. En este punto se realiza el diseño de sistema de levantamiento artificial que fue determinado a partir de la matriz de selección. Para el Pozo Corrales 5 el Sistema de Levantamiento Artificial escogido es Gas Lift. En la barra de herramientas se hace clic en “Sistema Artificial” y posteriormente “Diseño BN”; como se muestra en la **Figura111**.

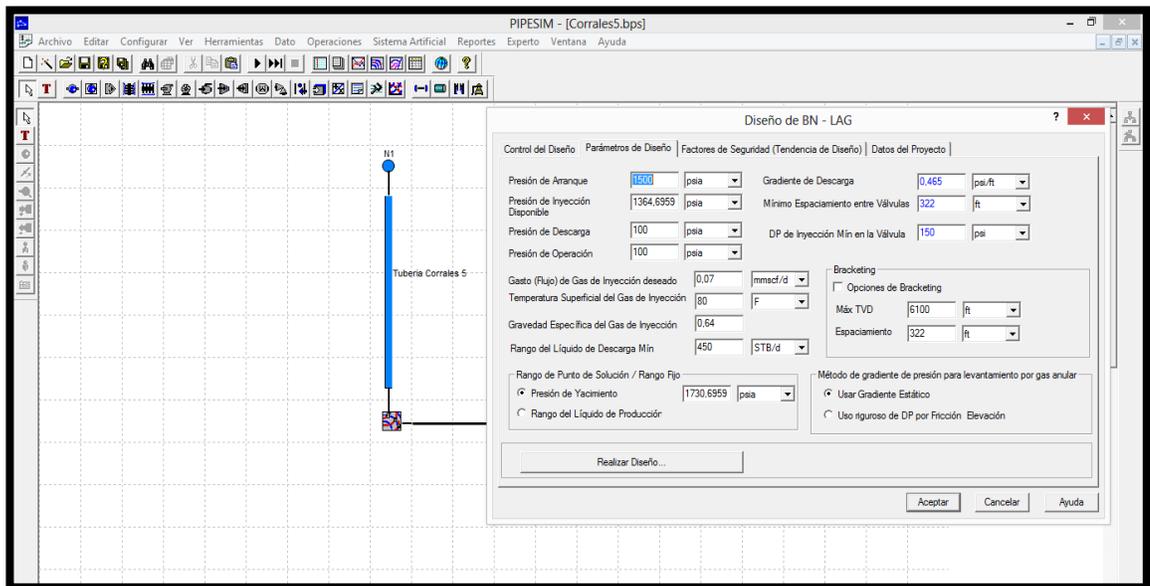
Figura111. Selección Sistema de Levantamiento Pozo Corrales 5 - Diseño



Fuente. Software PIPESIM

Siendo así, se abre la pantalla presentada en la **Figura112**, donde se ingresaran los datos iniciales de diseño para el sistema de Gas Lift.

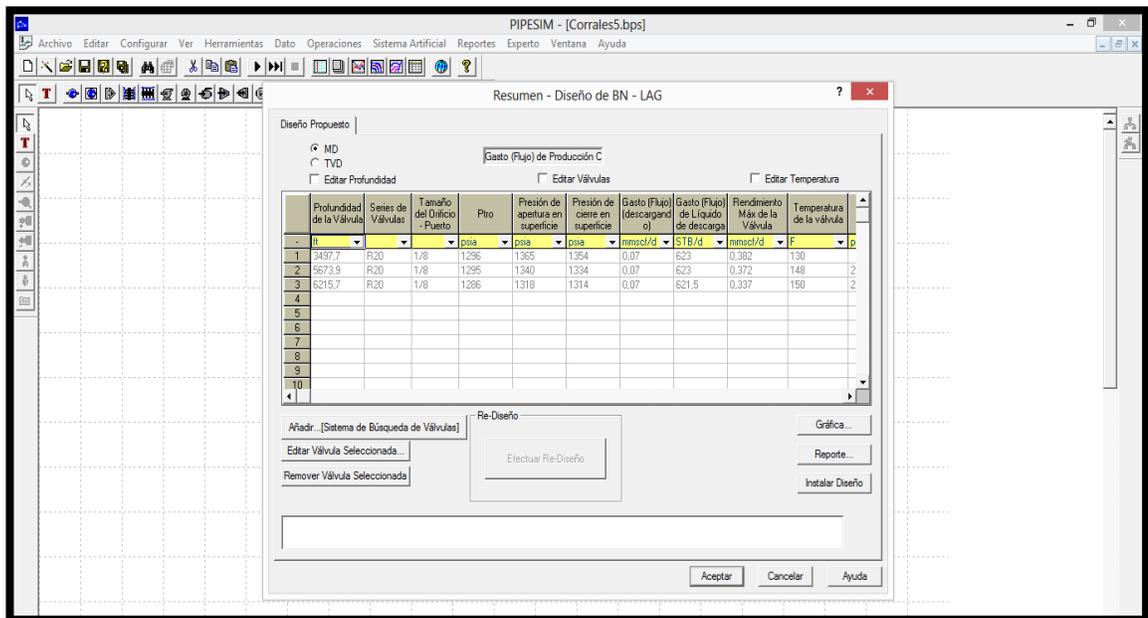
Figura112. Ingreso Datos Diseño Gas Lift Pozo Corrales 5



Fuente. Software PIPESIM

Una vez ingresados los datos iniciales del Gas Lift, procedemos a seleccionar “Realizar Diseño”, donde el simulador calculará, la cantidad de válvulas necesarias, y su ubicación, para poder ajustar dichas condiciones. Se abrirá una ventana, que relaciona las características de las válvulas escogidas por el simulador, y se selecciona “Instalar Diseño”, como se muestra en la **Figura113**.

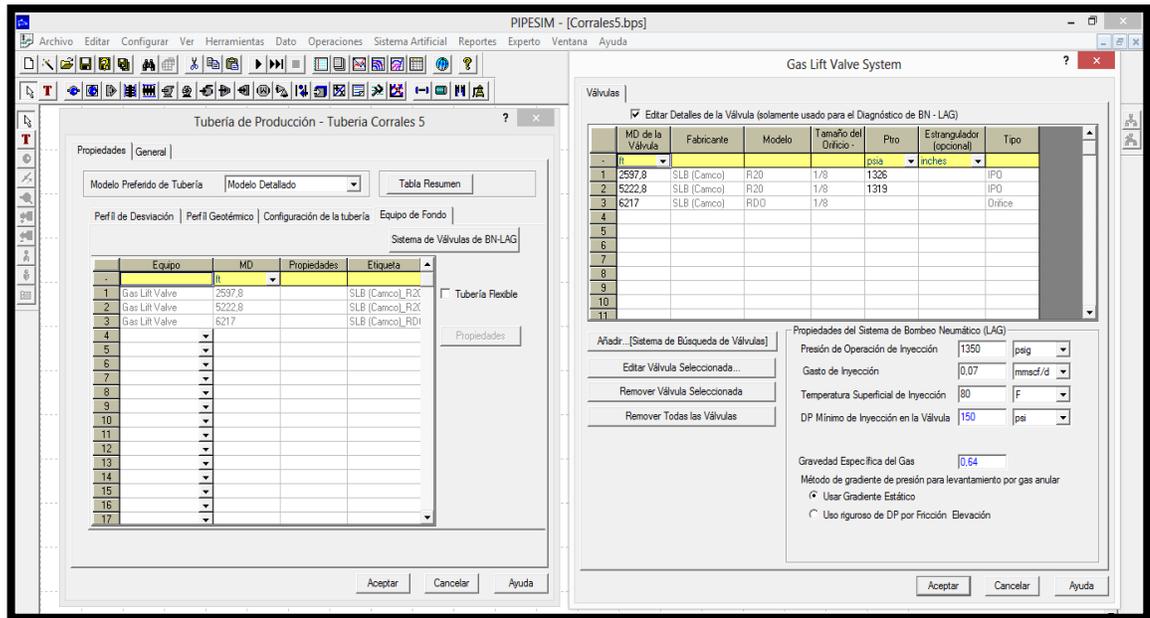
Figura113. Instalación Diseño Propuesto Pozo Corrales 5



Fuente. Software PIPESIM

Para verificar que la instalación de las válvulas fue realizada, se hace Doble Click” en icono de la tubería, de allí se tendrá que convertir el modelo simple a uno detallado, para así poder ver la ubicación de las válvulas. Una vez convertido, se abrirá una ventana donde se selecciona “Sistema de válvulas BN.LAG”, se abrirá una nueva ventana donde se verificara los datos ingresados al sistema, como se muestra en la **Figura114**.

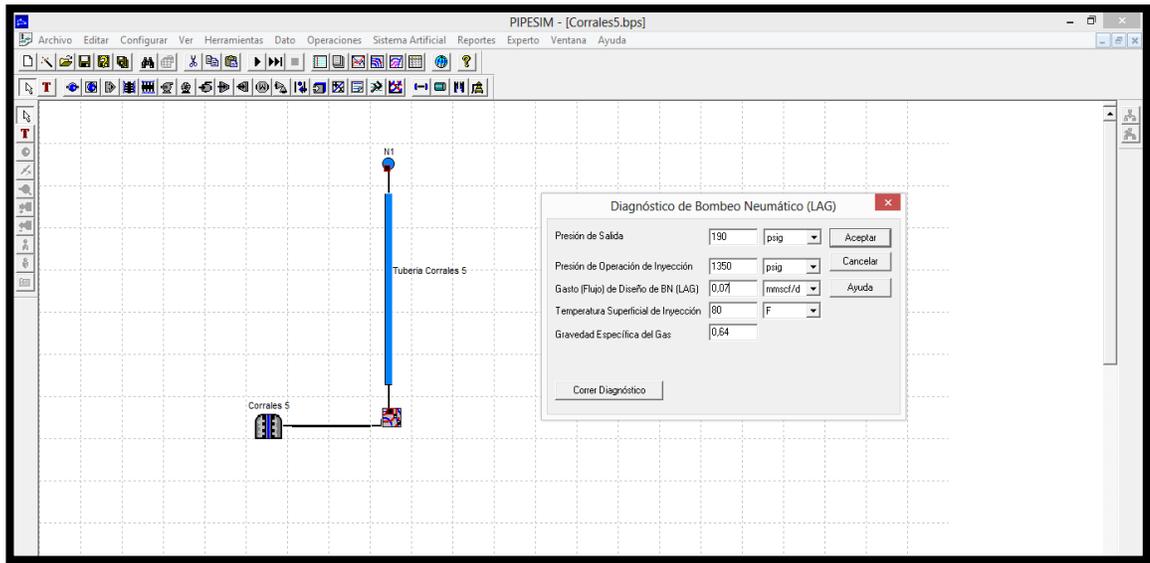
Figura114. Verificación Instalación Gas Lift Pozo Corrales 5



Fuente. Software PIPESIM

Una vez verificado el estado de instalación del sistema, se hará un diagnóstico de cómo funciona el sistema, y su esquema dentro del pozo. Para esto se selecciona “Sistema Artificial- Bombeo Neumático (LAG)- Diagnostico de BN”, donde se abrirá una ventana, para ingresar los datos con los cuales se hará el diagnóstico, como se muestra en la **Figura115**.

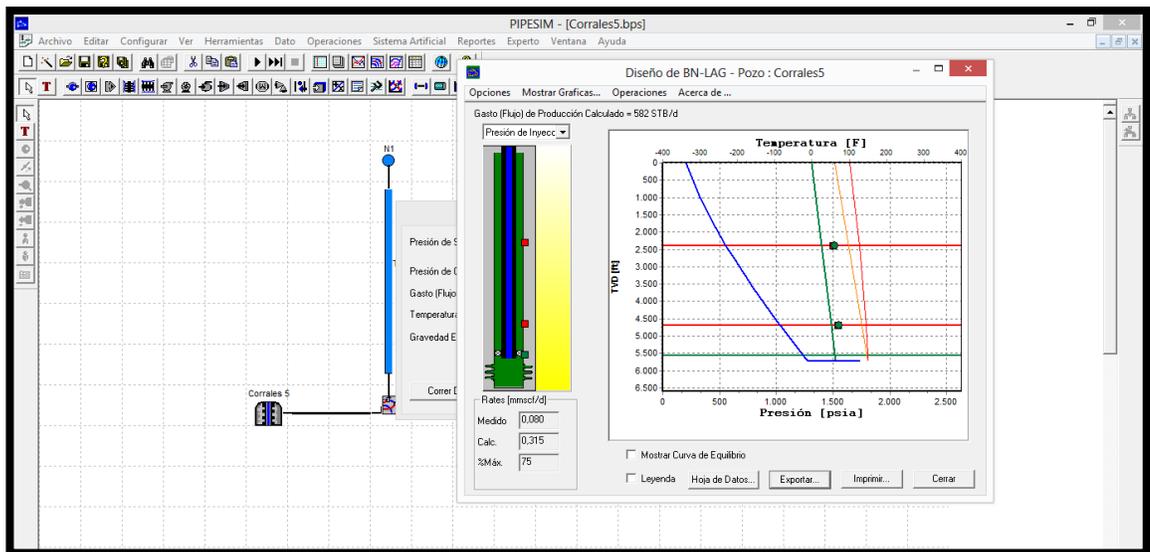
Figura115. Datos Requeridos Diagnostico Gas Lift Pozo Corrales 5



Fuente. Software PIPESIM

Una vez completado los datos necesarios para el diagnóstico, se selecciona “Correr Diagnostico”, y se abrirá la ventana final que relaciona el esquema del Gas Lift instalada en el pozo, y el caudal que este generara, como se muestra en la **Figura116.**

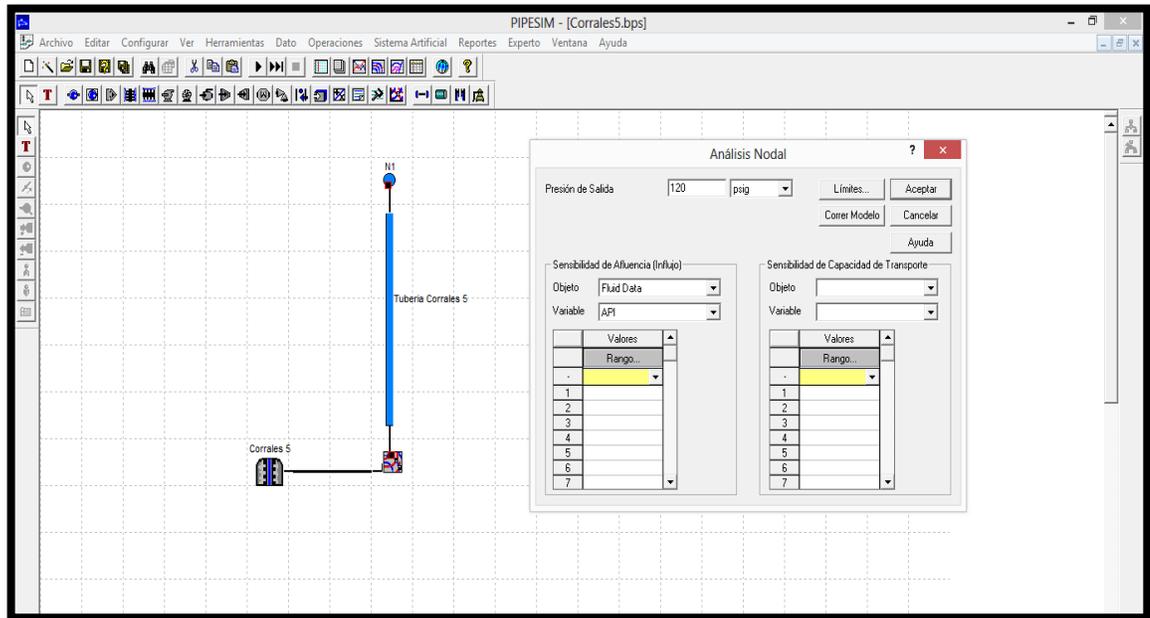
Figura116. Diagnostico Gas Lift Pozo Corrales 5



Fuente. Software PIPESIM

Cuando se halla confirmado el funcionamiento del sistema Gas Lift con el diagnostico, el último paso es confirmar la producción que se tendrá con dicha instalación, para esto se procede a hacer el Análisis Nodal, para esto se selecciona “Operaciones-Análisis Nodal”, generando una ventana donde se ingresa los datos finales, como presión de cabeza del pozo, como se muestra en la **Figura117**.

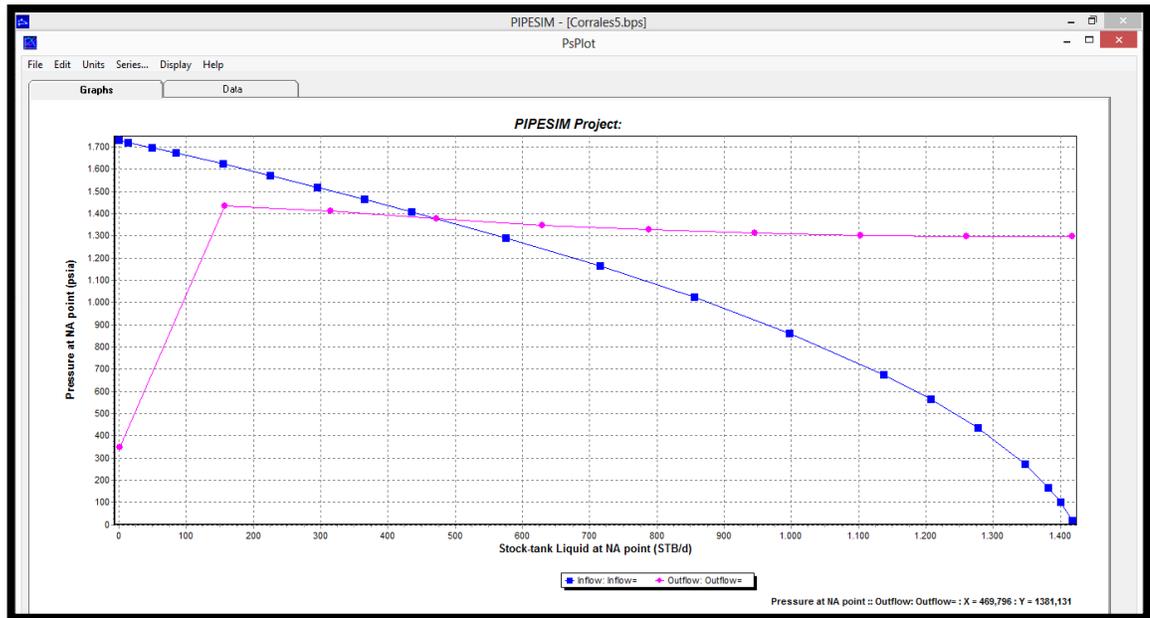
Figura117. Ingreso de Datos Análisis Nodal Gas Lift Pozo Corrales 5



Fuente. Software PIPESIM

Luego de completar los datos requeridos en la ventana, se selecciona “Correr Modelo”, el cual genera la **Gráfica30**, que muestra el interceptó de las curvas de demanda y oferta, que corresponde al caudal que se generara por la instalación del Gas Lift.

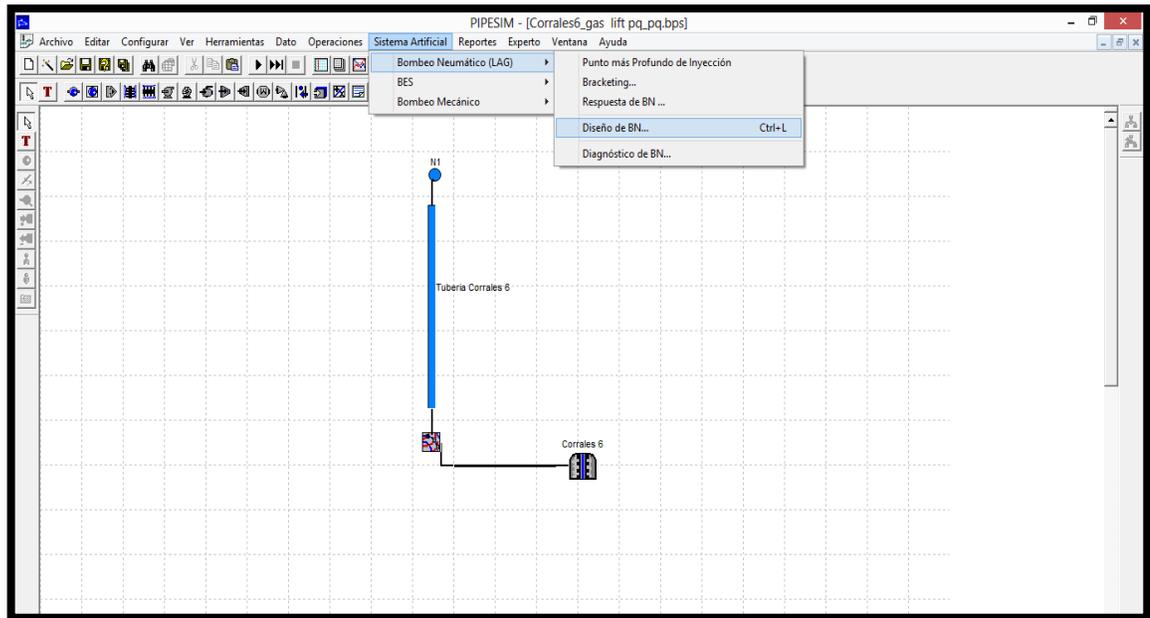
Gráfica30. Análisis Nodal Gas Lift Pozo Corrales 5



Fuente. Software PIPESIM

5.2.5 Diseño Corrales 6. En este punto se realiza el diseño de sistema de levantamiento artificial que fue determinado a partir de la matriz de selección. Para el Pozo Corrales 6 el Sistema de Levantamiento Artificial escogido es Gas Lift. En la barra de herramientas se hace clic en “Sistema Artificial” y posteriormente “Diseño BN”; como se muestra en la **Figura118**.

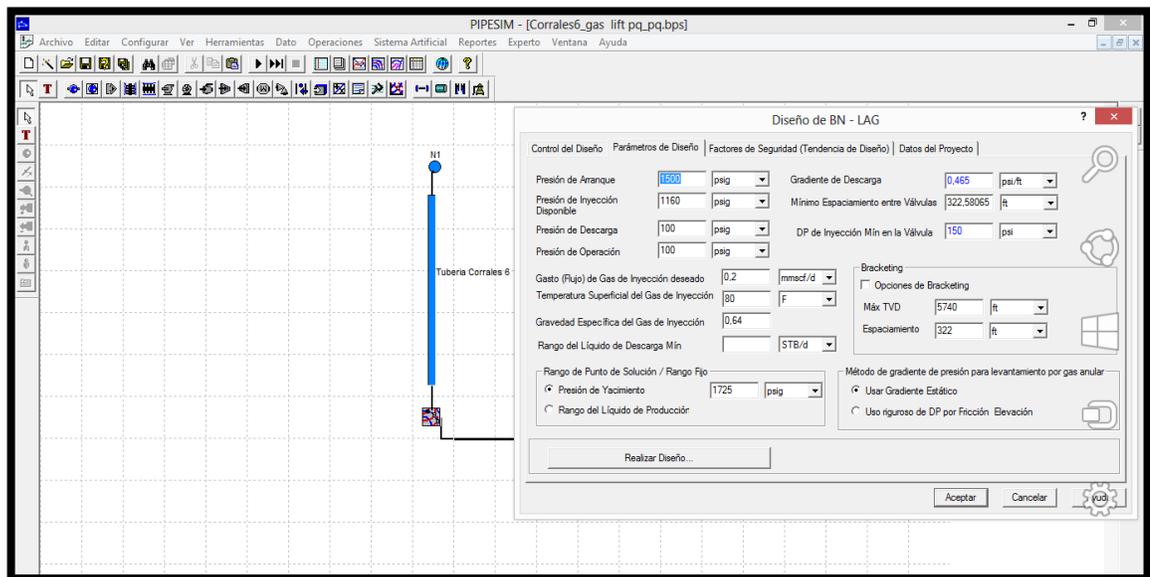
Figura118. Selección Sistema de Levantamiento Pozo Corrales 6 - Diseño



Fuente. Software PIPESIM

Siendo así, se abre la pantalla presentada en la **Figura119**, donde se ingresaran los datos iniciales de diseño para el sistema de Gas Lift.

Figura119. Ingreso Datos Diseño Gas Lift Pozo Corrales 6

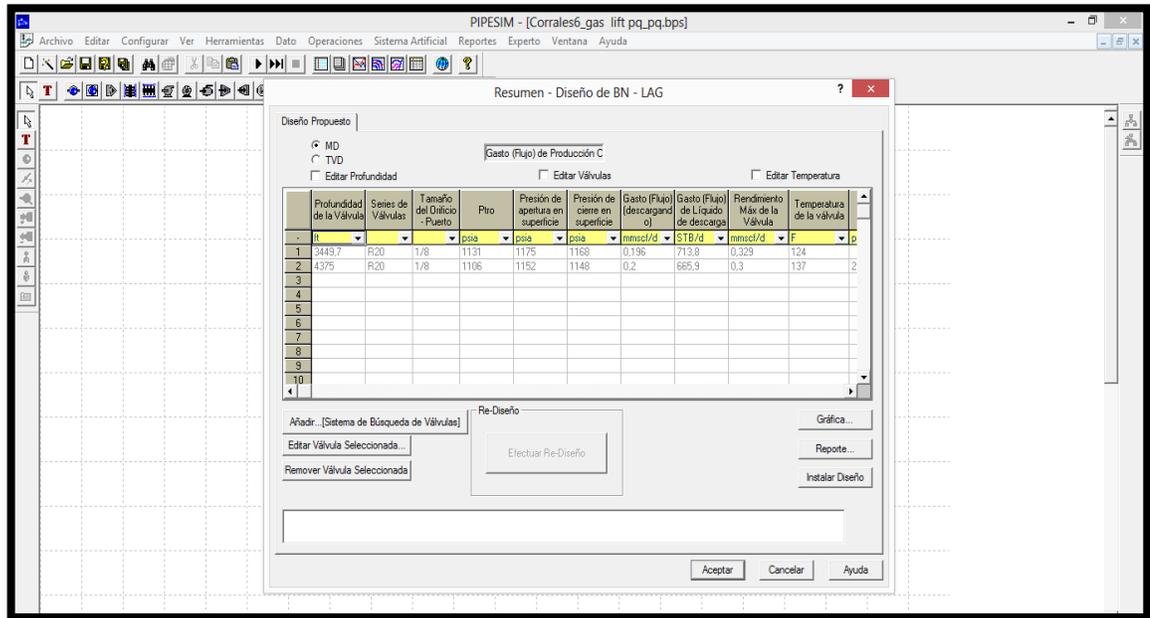


Fuente. Software PIPESIM

Una vez ingresados los datos iniciales del Gas Lift, procedemos a seleccionar "Realizar Diseño", donde el simulador calculará, la cantidad de válvulas necesarias, y su ubicación, para poder ajustar dichas condiciones. Se abrirá una

ventana, que relaciona las características de las válvulas escogidas por el simulador, y se selecciona “Instalar Diseño”, como se muestra en la **Figura120**.

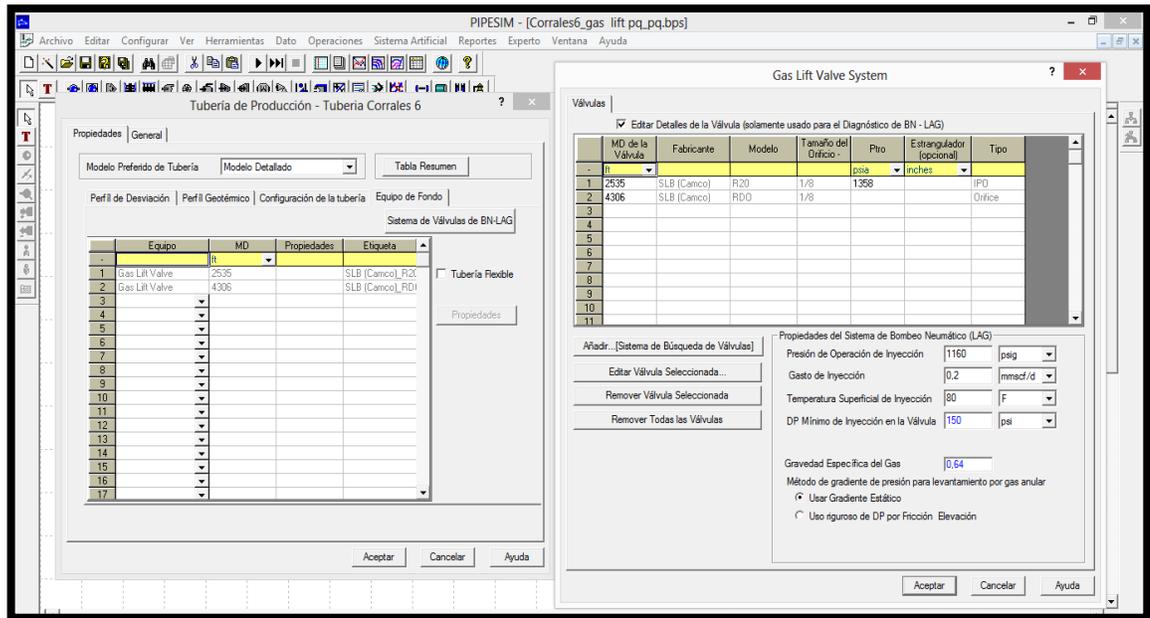
Figura120. Instalación Diseño Propuesto Pozo Corrales 6



Fuente. Software PIPESIM

Para verificar que la instalación de las válvulas fue realizada, se hace Doble Click” en icono de la tubería, de allí se tendrá que convertir el modelo simple a uno detallado, para así poder ver la ubicación de las válvulas. Una vez convertido, se abrirá una ventana donde se selecciona “Sistema de válvulas BN.LAG”, se abrirá una nueva ventana donde se verificara los datos ingresados al sistema, como se muestra en la **Figura121**.

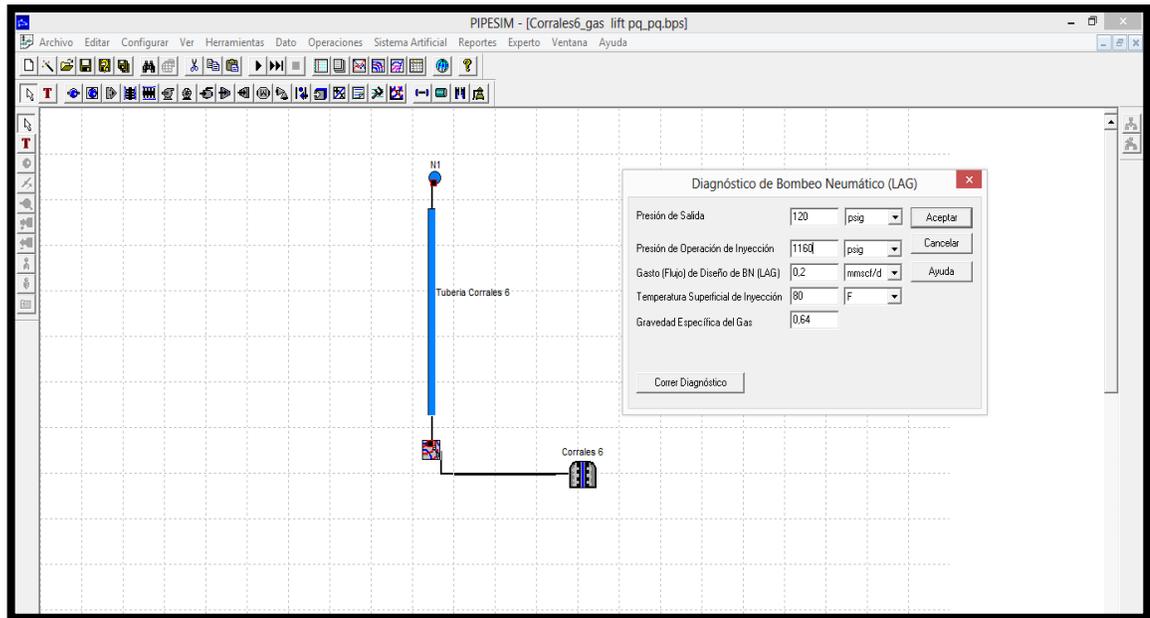
Figura121. Verificación Instalación Gas Lift Pozo Corrales 6



Fuente. Software PIPESIM

Una vez verificado el estado de instalación del sistema, se hará un diagnóstico de cómo funciona el sistema, y su esquema dentro del pozo. Para esto se selecciona “Sistema Artificial- Bombeo Neumático (LAG)- Diagnostico de BN”, donde se abrirá una ventana, para ingresar los datos con los cuales se hará el diagnóstico, como se muestra en la **Figura122**.

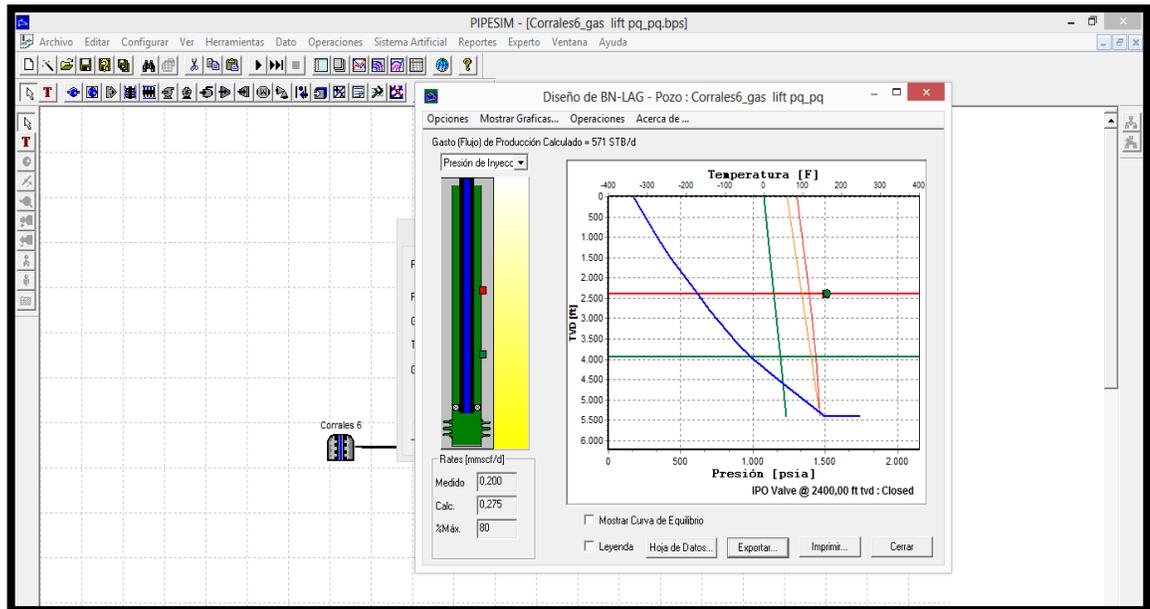
Figura122. Datos Requeridos Diagnostico Gas Lift Pozo Corrales 6



Fuente. Software PIPESIM

Una vez completado los datos necesarios para el diagnóstico, se selecciona “Correr Diagnostico”, y se abrirá la ventana final que relaciona el esquema del Gas Lift instalada en el pozo, y el caudal que este generara, como se muestra en la **Figura123.**

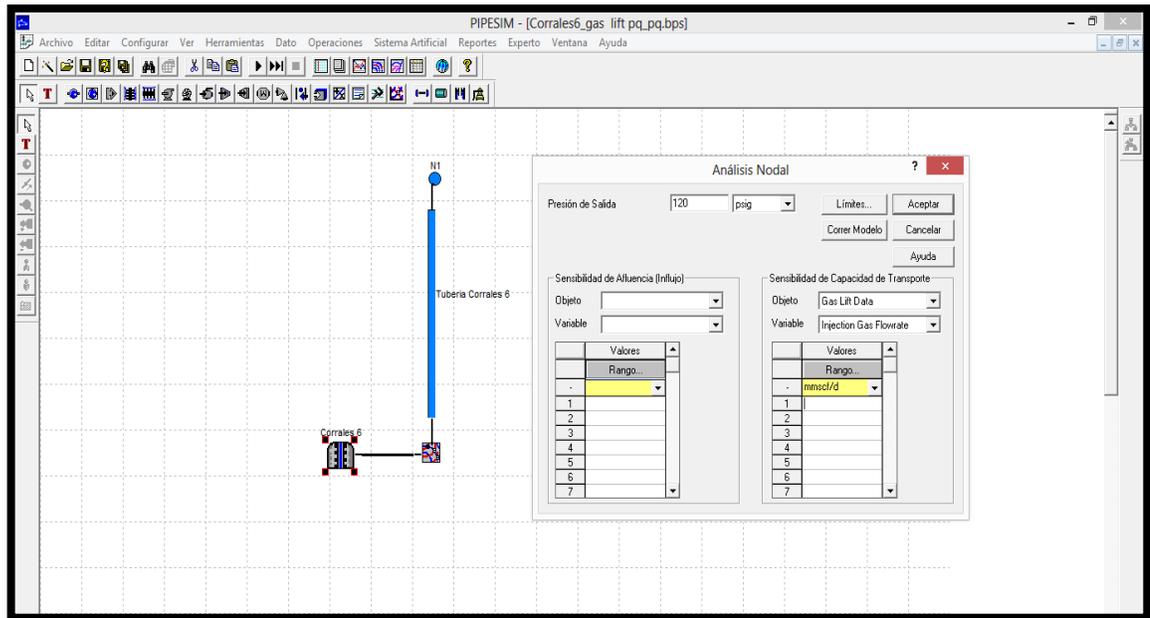
Figura123. Diagnostico Gas Lift Pozo Corrales 6



Fuente. Software PIPESIM

Cuando se halla confirmado el funcionamiento del sistema Gas Lift con el diagnostico, el último paso es confirmar la producción que se tendrá con dicha instalación, para esto se procede a hacer el Análisis Nodal, para esto se selecciona "Operaciones-Análisis Nodal", generando una ventana donde se ingresa los datos finales, como presión de cabeza del pozo, como se muestra en la **Figura124**.

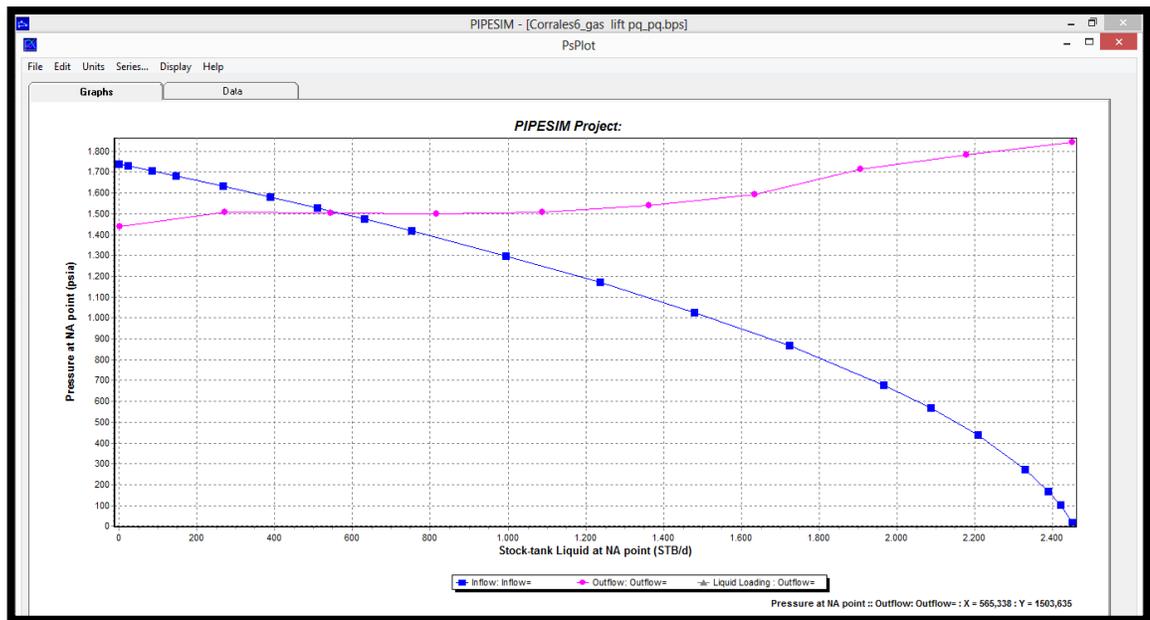
Figura124. Ingreso de Datos Análisis Nodal Gas Lift Pozo Corrales 6



Fuente. Software PIPESIM

Luego de completar los datos requeridos en la ventana, se selecciona “Correr Modelo”, el cual genera la **Gráfica31**, que muestra el intercepto de las curvas de demanda y oferta, que corresponde al caudal que se generara por la instalación del Gas Lift.

Gráfica31. Análisis Nodal Gas Lift Pozo Corrales 6



Fuente. Software PIPESIM

6. ANALISIS FINANCIERO

En el Campo Corrales actualmente se busca el aprovechamiento máximo de reservas probadas. Debido a el declinamiento normal de la producción, se han tenido que declarar inviables económicamente cinco (5) pozos; por esta razón se decide hacer un análisis técnico-financiero para seleccionar un Sistema de Levantamiento Artificial, que pueda disminuir la presión de fondo fluyente de los pozos, asegurando la producción de crudo, así mismo el poder reducir costos de operación de cada uno de ellos. En el análisis técnico se seleccionara el Sistema de Levantamiento Artificial que mejor se adecue a las características propias de los pozos, por medio de una matriz de selección, la cual calificara las características del pozo basado en el rango de aplicabilidad de cada Sistema de Levantamiento Artificial, para luego simular su comportamiento, ya que el objetivo del proyecto es devolver el caudal que traían los pozos antes de perder su producción, y ser rentables para la empresa.

Para el análisis financiero, se evaluarán los cinco (5) pozos de forma individual, basado en sus costos de inversión (CAPEX) y los costos de operación (OPEX) de los Sistemas de Levantamiento Artificial seleccionados en el análisis técnico. Para esto se usara como unidad monetaria de valor constante el Dólar Americano, con el fin de realizar el flujo de caja propuesto para un periodo de un (1) año, con periodos mensuales, asumiendo la tasa de interés de oportunidad brindada por la UNION TEMPORAL OMEGA ENERGY, de 15 % efectivo anual, y bajo los indicadores financieros Valor Presente Neto (VPN) y Tasa Interna de Retorno (TIR), determinando así la viabilidad financiera del proyecto dándole cumplimiento al sexto (6) objetivo presentado.

6.1 COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)

Los costos de inversión (CAPEX) son inversiones de capital que generan beneficios. Estos son utilizados cuando una compañía invierte en la compra de un activo fijo con el fin de añadir valor a un activo existente.

Es decir son los costos de inversión, que se necesitan para la compra de las unidades de fondo y superficie, además del servicio de instalación del sistema, sin incluir la perforación que ya había sido realizada, solo la adecuación necesaria del mismo.

En las **Tablas 54, 56, 58, 60, 62.** se presentan los costos de inversión de los Sistemas de Levantamiento Artificial seleccionados anteriormente para cada pozo, y que serán los propuestos para la evaluación financiera del proyecto. Estos

incluyen los costos de los equipos necesarios, y el costo de su workover. Las **Tablas 55, 57, 59, 61,63**. Indican el periodo de inversión para cada uno de los pozos, en donde las cifras actuales se ajustan con la tasa de inflación relacionada en la **Tabla52**.

Tabla52. Inflación pronosticada EU
año 2017

AÑO	2017
INFLACIÓN	0,017

Fuente: The Statistics Portal,
Consulta del 25 de Mayo de 2016,
www.stadista.com.

El análisis financiero se hará bajo 5 escenarios distintos, que representaran a cada uno de los pozos objeto de estudio, los cuales están relacionados en la **Tabla53**.

Tabla53. Escenarios propuestos

Escenario	Pozo	Caudal Esperado (Bo)	Formación Productora	Profundidad (ft)	Características	Sistema de Levantamiento a Evaluar
1	Corrales 1-1	245	Monserate	5962	Pozo con corte de agua de 40%, con un índice de productividad de 1,36	Gas Lift
2	Corrales 1D	480	Monserate	5830	Pozo con corte de agua de 48% , con un índice de productividad de 2,11	Gas Lift
3	Corrales 3	110	Socha	3773	Pozo con corte de agua de 79%, con un índice de productividad de 1,35	Bombeo Mecánico
4	Corrales 5	450	Monserate	5735	Pozo con corte de agua de 50%, con un índice de productividad de 1,35	Gas Lift
5	Corrales 6	550	Monserate	5740	Pozo con corte de agua de 12%, con un índice de productividad de 2,39	Gas Lift

Fuente. UNIÓN TEMPORAL OMEGA ENERGY

- Escenario 1

Tabla54. Costos de Inversión Pozo Corrales 1-1

COSTO SLA POZO CORRALES 1-1			
EQUIPOS DE SUPERFICIE			
EQUIPO	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (USD)	PRECIO TOTAL (USD)
COMPRESOR	1	\$ 100.000.00	\$ 100.000.00
TOTAL EQUIPOS DE SUPERFICIE			\$ 100.000.00
EQUIPOS DE FONDO			
EQUIPO	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (USD)	PRECIO TOTAL (USD)
MANDRIL	3	\$ 4.520.00	\$ 13.560.00
VALVULA DE PRESIÓN	2	\$ 870.00	\$ 1.740.00
VALVULA DE ORIFICIO	1	\$ 580.00	\$ 580.00
EMPAQUE	1	\$ 7.230.00	\$ 7.230.00
NIPLE	1	\$ 890.00	\$ 890.00
TUBERIA (30FT)	26	\$ 210.00	\$ 5.460.00
TOTAL EQUIPOS DE FONDO			\$ 29.460.00
COSTO TOTAL DEL EQUIPO (USD)			\$ 129.460.00
COSTO DE WORKOVER (USD)			\$ 214.000.00
COSTO TOTAL (USD)			\$ 343.460.00

Fuente. UNIÓN TEMPORAL OMEGA ENERGY

Tabla55. Total Costos de Inversión Pozo Corrales 1-1

PERIODO (MES)	COSTO DE INVERSIÓN	INFLACIÓN	USD
1	\$343460	0.017	\$349298.82

- Escenario 2

Tabla56. Costos de Inversión Pozo Corrales 1D

COSTO SLA POZO CORRALES 1D			
EQUIPOS DE SUPERFICIE			
EQUIPO	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (USD)	PRECIO TOTAL (USD)
COMPRESOR	1	\$ 100.000.00	\$ 100.000.00
TOTAL EQUIPOS DE SUPERFICIE			\$ 100.000.00
EQUIPOS DE FONDO			
EQUIPO	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (USD)	PRECIO TOTAL (USD)
MANDRIL	2	\$ 4.520.00	\$ 9.040.00
VALVULA DE PRESIÓN	2	\$ 870.00	\$ 1.740.00
VALVULA DE ORIFICIO	1	\$ 580.00	\$ 580.00
EMPAQUE	1	\$ 7.230.00	\$ 7.230.00
NIPLE	1	\$ 890.00	\$ 890.00
TUBERIA (30FT)	24	\$ 210.00	\$ 5.040.00
TOTAL EQUIPOS DE FONDO			\$ 24.520.00
COSTO TOTAL DEL EQUIPO (USD)			\$ 124.520.00
COSTO DE WORKOVER (USD)			\$ 214.000.00
COSTO TOTAL (USD)			\$ 338.520.00

Fuente. UNIÓN TEMPORAL OMEGA ENERGY

Tabla57. Total Costos de Inversión Pozo Corrales 1D

PERIODO (MES)	COSTO DE INVERSIÓN	INFLACIÓN	USD
1	\$338520	0.017	\$344274.84

- Escenario 3

Tabla58. Costos de Inversión Pozo Corrales 3

COSTO SLA POZO CORRALES 3			
EQUIPOS DE SUPERFICIE			
EQUIPO	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (USD)	PRECIO TOTAL (USD)
UNIDAD HIDRAULICA DE SUPERFICIE	1	\$ 86.000.00	\$ 86.000.00
CABEZAL BOMBEO MECANICO	1	\$ 200.00	\$ 200.00
TOTAL EQUIPOS DE SUPERFICIE			\$ 86.200.00
EQUIPOS DE FONDO			
EQUIPO	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (USD)	PRECIO TOTAL (USD)
BOMBA INSERTABLE	1	\$ 3.054.00	\$ 3.054.00
VARILLAS	204	\$ 125.00	\$ 25.500.00
TOTAL EQUIPOS DE FONDO			\$ 28.554.00
COSTO TOTAL DEL EQUIPO (USD)			\$ 114.754.00
COSTO DE WORKOVER (USD)			\$ 190.000.00
COSTO TOTAL (USD)			\$ 304.754.00

Fuente. UNIÓN TEMPORAL OMEGA ENERGY

Tabla59. Periodo de Inversión Pozo Corrales 3

PERIODO (MES)	COSTO DE INVERSIÓN	INFLACIÓN	USD
1	\$304754	0.017	\$309934.82

- Escenario 4

Tabla60. Costos de Inversión Pozo Corrales 5

COSTO SLA POZO CORRALES 5			
EQUIPOS DE SUPERFICIE			
EQUIPO	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (USD)	PRECIO TOTAL (USD)
COMPRESOR	1	\$ 100.000.00	\$ 100.000.00
TOTAL EQUIPOS DE SUPERFICIE			\$ 100.000.00
EQUIPOS DE FONDO			
EQUIPO	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (USD)	PRECIO TOTAL (USD)
MANDRIL	3	\$ 4.520.00	\$ 13.560.00
VALVULA DE PRESIÓN	2	\$ 870.00	\$ 1.740.00
VALVULA DE ORIFICIO	1	\$ 580.00	\$ 580.00
EMPAQUE	1	\$ 7.230.00	\$ 7.230.00
NIPLE	1	\$ 890.00	\$ 890.00
TUBERIA (30FT)	21	\$ 210.00	\$ 4.410.00
TOTAL EQUIPOS DE FONDO			\$ 28.410.00
COSTO TOTAL DEL EQUIPO (USD)			\$ 128.410.00
COSTO DE WORKOVER (USD)			\$ 214.000.00
COSTO TOTAL (USD)			\$ 342.410.00

Fuente. UNIÓN TEMPORAL OMEGA ENERGY

Tabla61. Periodo de Inversión Pozo Corrales 5

PERIODO (MES)	COSTO DE INVERSIÓN	INFLACIÓN	USD
1	\$342410	0.017	\$348230.97

- Escenario 5

Tabla62. Costos de Inversión Pozo Corrales 6

COSTO SLA POZO CORRALES 6			
EQUIPOS DE SUPERFICIE			
EQUIPO	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (USD)	PRECIO TOTAL (USD)
COMPRESOR	1	\$ 100.000.00	\$ 100.000.00
TOTAL EQUIPOS DE SUPERFICIE			\$ 100.000.00
EQUIPOS DE FONDO			
EQUIPO	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (USD)	PRECIO TOTAL (USD)
MANDRIL	3	\$ 4.520.00	\$ 13.560.00
VALVULA DE PRESIÓN	2	\$ 870.00	\$ 1.740.00
VALVULA DE ORIFICIO	1	\$ 580.00	\$ 580.00
EMPAQUE	1	\$ 7.230.00	\$ 7.230.00
NIPLE	1	\$ 890.00	\$ 890.00
TUBERIA (30FT)	35	\$ 210.00	\$ 7.350.00
TOTAL EQUIPOS DE FONDO			\$ 31.350.00
COSTO TOTAL DEL EQUIPO (USD)			\$ 131.350.00
COSTO DE WORKOVER (USD)			\$ 214.000.00
COSTO TOTAL (USD)			\$ 345.350.00

Fuente. UNIÓN TEMPORAL OMEGA ENERGY

Tabla63. Periodo de Inversión Pozo Corrales 6

PERIODO (MES)	COSTO DE INVERSIÓN	INFLACIÓN	USD
1	\$345350	0.017	\$351220.95

6.2 COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

Los costos de operación (OPEX) son los costos asociados al funcionamiento del proceso de producción. Inicialmente se deben tener en cuenta la producción recuperada con la implementación del Sistema de Levantamiento Artificial, asumiendo que el primer periodo será netamente de trabajo y ajuste del sistema, y que la producción del segundo periodo será la producción medida antes del no flujo de los pozo, para luego determinar la declinación a futuro, que comprende la disminución de la producción a lo largo del tiempo por las pérdidas de presión intrínsecas del yacimiento, o por condiciones mecánicas. La **Tabla64.**, describe el comportamiento de producción de los pozos con el sistema de levantamiento artificial con su declinación, calculada con el histórico de producción, por el área de Yacimientos.

Luego se relacionan con los gastos necesarios para poder realizar la operación de producción. Las **Tablas65, 66, 67, 68, 69.** describen los costos de operación por

barril, así como el costo energético de mantener el proyecto, para cada uno de los pozos objeto de estudio.

EL Lifting Cost asumido por la empresa, incluye el servicio de tratamiento químico, el agua necesaria del proceso, herramientas, y un rango de seguridad para posibles inconvenientes; pero no incluirá el gasto energético que requiere cada operación, por lo que se toma un valor constante de pago energético mensual.

Tabla64. Estimación Producción de Aceite

PRODUCCIÓN DE ACEITE (BPM)					
Declinación Tipo	Exponencial	Exponencial	Exponencial	Exponencial	Exponencial
Porcentaje Declinación	35	35	35	35	35
	CORRALES 1-1	CORRALES 1D	CORRALES 3	CORRALES 5	CORRALES 6
Periodo (Mes)					
2	7595,00	14880,00	3410,00	13950,00	17050,00
3	7373,48	14446,00	3310,54	13543,13	16552,71
4	7158,42	14024,66	3213,98	13148,12	16069,92
5	6949,63	13615,61	3120,24	12764,63	15601,21
6	6746,93	13218,48	3029,24	12392,33	15146,18
7	6550,15	12832,94	2940,88	12030,89	14704,42
8	6359,10	12458,65	2855,11	11679,98	14275,54
9	6173,63	12095,27	2771,83	11339,32	13859,17
10	5993,56	11742,49	2690,99	11008,59	13454,94
11	5818,75	11400,01	2612,50	10687,50	13062,51
12	5649,04	11067,50	2536,30	10375,79	12681,52

Fuente. UNIÓN TEMPORAL OMEGA ENERGY

- Escenario 1

Tabla65. Costo de Operación de Producción Corrales 1-1

COSTO DE OPERACIÓN PARA PRODUCCIÓN CORRALES 1-1					
PERIODO (MES)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BO)	COSTO POR BARRIL (USD / BO)	COSTO OPERATIVO PRODUCCIÓN (USD)	COSTO ENERGIA (USD)	COSTO DE OPERACIÓN (USD)
2	7595,00	\$ 8,00	\$ 60.760,00	\$ 1.650,00	\$ 62.410,00
3	7373,48	\$ 8,00	\$ 58.987,83	\$ 1.650,00	\$ 60.637,83
4	7158,42	\$ 8,00	\$ 57.267,35	\$ 1.650,00	\$ 58.917,35
5	6949,63	\$ 8,00	\$ 55.597,06	\$ 1.650,00	\$ 57.247,06
6	6746,93	\$ 8,00	\$ 53.975,48	\$ 1.650,00	\$ 55.625,48
7	6550,15	\$ 8,00	\$ 52.401,19	\$ 1.650,00	\$ 54.051,19
8	6359,10	\$ 8,00	\$ 50.872,82	\$ 1.650,00	\$ 52.522,82
9	6173,63	\$ 8,00	\$ 49.389,03	\$ 1.650,00	\$ 51.039,03
10	5993,56	\$ 8,00	\$ 47.948,52	\$ 1.650,00	\$ 49.598,52
11	5818,75	\$ 8,00	\$ 46.550,02	\$ 1.650,00	\$ 48.200,02
12	5649,04	\$ 8,00	\$ 45.192,31	\$ 1.650,00	\$ 46.842,31

Fuente. UNIÓN TEMPORAL OMEGA ENERGY

- **Escenario 2**

Tabla66. Costo de Operación de Producción Corrales 1D

COSTO DE OPERACIÓN PARA PRODUCCIÓN CORRALES 1D					
PERIODO (MES)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BO)	COSTO POR BARRIL (USD /BO)	COSTO OPERATIVO PRODUCCIÓN (USD)	COSTO ENERGIA (USD)	COSTO DE OPERACIÓN (USD)
2	14880.00	\$ 8.00	\$ 119.040.00	\$ 1.650.00	\$ 120.690.00
3	14446.00	\$ 8.00	\$ 115.568.00	\$ 1.650.00	\$ 117.218.00
4	14024.66	\$ 8.00	\$ 112.197.27	\$ 1.650.00	\$ 113.847.27
5	13615.61	\$ 8.00	\$ 108.924.85	\$ 1.650.00	\$ 110.574.85
6	13218.48	\$ 8.00	\$ 105.747.87	\$ 1.650.00	\$ 107.397.87
7	12832.94	\$ 8.00	\$ 102.663.56	\$ 1.650.00	\$ 104.313.56
8	12458.65	\$ 8.00	\$ 99.669.20	\$ 1.650.00	\$ 101.319.20
9	12095.27	\$ 8.00	\$ 96.762.19	\$ 1.650.00	\$ 98.412.19
10	11742.49	\$ 8.00	\$ 93.939.96	\$ 1.650.00	\$ 95.589.96
11	11400.01	\$ 8.00	\$ 91.200.04	\$ 1.650.00	\$ 92.850.04
12	11067.50	\$ 8.00	\$ 88.540.04	\$ 1.650.00	\$ 90.190.04

Fuente. UNIÓN TEMPORAL OMEGA ENERGY

- **Escenario 3**

Tabla67. Costo de Operación de Producción Corrales 3

COSTO DE OPERACIÓN PARA PRODUCCIÓN CORRALES 3					
PERIODO (MES)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BO)	COSTO POR BARRIL (USD /BO)	COSTO OPERATIVO PRODUCCIÓN (USD)	COSTO ENERGIA (USD)	COSTO DE OPERACIÓN (USD)
2	3410,00	\$ 8,00	\$ 27.280,00	\$ 1.650,00	\$ 28.930,00
3	3310,54	\$ 8,00	\$ 26.484,33	\$ 1.650,00	\$ 28.134,33
4	3213,98	\$ 8,00	\$ 25.711,87	\$ 1.650,00	\$ 27.361,87
5	3120,24	\$ 8,00	\$ 24.961,94	\$ 1.650,00	\$ 26.611,94
6	3029,24	\$ 8,00	\$ 24.233,89	\$ 1.650,00	\$ 25.883,89
7	2940,88	\$ 8,00	\$ 23.527,07	\$ 1.650,00	\$ 25.177,07
8	2855,11	\$ 8,00	\$ 22.840,86	\$ 1.650,00	\$ 24.490,86
9	2771,83	\$ 8,00	\$ 22.174,67	\$ 1.650,00	\$ 23.824,67
10	2690,99	\$ 8,00	\$ 21.527,91	\$ 1.650,00	\$ 23.177,91
11	2612,50	\$ 8,00	\$ 20.900,01	\$ 1.650,00	\$ 22.550,01
12	2536,30	\$ 8,00	\$ 20.290,43	\$ 1.650,00	\$ 21.940,43

Fuente. UNIÓN TEMPORAL OMEGA ENERGY

- **Escenario 4**

Tabla68. Costo de Operación de Producción Corrales 5

COSTO DE OPERACIÓN PARA PRODUCCIÓN CORRALES 5					
PERIODO (MES)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BO)	COSTO POR BARRIL (USD / BO)	COSTO OPERATIVO PRODUCCIÓN (USD)	COSTO ENERGIA (USD)	COSTO DE OPERACIÓN (USD)
2	13950.00	\$ 8.00	\$ 111.600.00	\$ 1.650.00	\$ 113.250.00
3	13543.13	\$ 8.00	\$ 108.345.00	\$ 1.650.00	\$ 109.995.00
4	13148.12	\$ 8.00	\$ 105.184.94	\$ 1.650.00	\$ 106.834.94
5	12764.63	\$ 8.00	\$ 102.117.04	\$ 1.650.00	\$ 103.767.04
6	12392.33	\$ 8.00	\$ 99.138.63	\$ 1.650.00	\$ 100.788.63
7	12030.89	\$ 8.00	\$ 96.247.09	\$ 1.650.00	\$ 97.897.09
8	11679.98	\$ 8.00	\$ 93.439.88	\$ 1.650.00	\$ 95.089.88
9	11339.32	\$ 8.00	\$ 90.714.55	\$ 1.650.00	\$ 92.364.55
10	11008.59	\$ 8.00	\$ 88.068.71	\$ 1.650.00	\$ 89.718.71
11	10687.50	\$ 8.00	\$ 85.500.04	\$ 1.650.00	\$ 87.150.04
12	10375.79	\$ 8.00	\$ 83.006.29	\$ 1.650.00	\$ 84.656.29

Fuente. UNIÓN TEMPORAL OMEGA ENERGY

- **Escenario 5**

Tabla69. Costo de Operación de Producción Corrales 6

COSTO DE OPERACIÓN PARA PRODUCCIÓN CORRALES 6					
PERIODO (MES)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BO)	COSTO POR BARRIL (USD / BO)	COSTO OPERATIVO PRODUCCIÓN (USD)	COSTO ENERGIA (USD)	COSTO DE OPERACIÓN (USD)
2	17050.00	\$ 8.00	\$ 136.400.00	\$ 1.650.00	\$ 138.050.00
3	16552.71	\$ 8.00	\$ 132.421.67	\$ 1.650.00	\$ 134.071.67
4	16069.92	\$ 8.00	\$ 128.559.37	\$ 1.650.00	\$ 130.209.37
5	15601.21	\$ 8.00	\$ 124.809.72	\$ 1.650.00	\$ 126.459.72
6	15146.18	\$ 8.00	\$ 121.169.44	\$ 1.650.00	\$ 122.819.44
7	14704.42	\$ 8.00	\$ 117.635.33	\$ 1.650.00	\$ 119.285.33
8	14275.54	\$ 8.00	\$ 114.204.30	\$ 1.650.00	\$ 115.854.30
9	13859.17	\$ 8.00	\$ 110.873.34	\$ 1.650.00	\$ 112.523.34
10	13454.94	\$ 8.00	\$ 107.639.53	\$ 1.650.00	\$ 109.289.53
11	13062.51	\$ 8.00	\$ 104.500.05	\$ 1.650.00	\$ 106.150.05
12	12681.52	\$ 8.00	\$ 101.452.13	\$ 1.650.00	\$ 103.102.13

Fuente. UNIÓN TEMPORAL OMEGA ENERGY

6.3 ANÁLISIS DE INGRESOS

El análisis de ingresos, se realiza basado en la producción esperada para el año de estudio; el precio pronosticado de venta por barril se establece con Ecopetrol, el cual tiene un manejo diferente debido al tipo de contrato, dependiendo de la calidad del crudo asociado a su formación productora, y está relacionado en la **Tabla70.**

Para poder determinar la producción neta de los pozos, es necesario descontar las regalías que por ley se deben entregar a Ecopetrol, para así poder saber qué producción será la que entrará al flujo de caja de la empresa, como se muestra en

las **Tablas 71, 73, 75, 77, 79**. Las **Tablas 72, 74, 76, 78, 80**. Muestran los ingresos netos que se recibirán por la producción de cada pozo.

Tabla70. Precio Establecido Ecopetrol

CRUDO MONSERRATE	
AÑO	2017
PRECIO VENTA	22
CRUDO SOCHA	
AÑO	2017
PRECIO VENTA	16

Fuente: Ecopetrol

- **Escenario 1**

Tabla71. Producción Neta Corrales 1-1

PRODUCCIÓN NETA CORRALES 1-1			
PERIODO (MES)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BO)	REGALIAS (8%)	PRODUCCIÓN NETA (BO)
2	7595,00	607,60	6987,40
3	7373,48	589,88	6783,60
4	7158,42	572,67	6585,75
5	6949,63	555,97	6393,66
6	6746,93	539,75	6207,18
7	6550,15	524,01	6026,14
8	6359,10	508,73	5850,37
9	6173,63	493,89	5679,74
10	5993,56	479,49	5514,08
11	5818,75	465,50	5353,25
12	5649,04	451,92	5197,12

Fuente. UNIÓN TEMPORAL OMEGA ENERGY

Tabla72. Ingresos Totales Corrales 1-1

INGRESOS TOTALES PRODUCCIÓN CORRALES 1-1			
PERIODO (MES)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BO)	PRECIO DE VENTA (USD)	INGRESOS TOTALES (USD)
2	6987,40	\$ 22,00	\$ 153.722,80
3	6783,60	\$ 22,00	\$ 149.239,22
4	6585,75	\$ 22,00	\$ 144.886,41
5	6393,66	\$ 22,00	\$ 140.660,55
6	6207,18	\$ 22,00	\$ 136.557,95
7	6026,14	\$ 22,00	\$ 132.575,01
8	5850,37	\$ 22,00	\$ 128.708,24
9	5679,74	\$ 22,00	\$ 124.954,25
10	5514,08	\$ 22,00	\$ 121.309,75
11	5353,25	\$ 22,00	\$ 117.771,55
12	5197,12	\$ 22,00	\$ 114.336,55

Fuente. UNIÓN TEMPORAL OMEGA ENERGY

- Escenario 2

Tabla73. Producción Neta Corrales 1D

PRODUCCIÓN NETA CORRALES 1D			
PERIODO (MES)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BO)	REGALIAS (8%)	PRODUCCIÓN NETA (BO)
2	14880,00	1190,40	13689,60
3	14446,00	1155,68	13290,32
4	14024,66	1121,97	12902,69
5	13615,61	1089,25	12526,36
6	13218,48	1057,48	12161,01
7	12832,94	1026,64	11806,31
8	12458,65	996,69	11461,96
9	12095,27	967,62	11127,65
10	11742,49	939,40	10803,09
11	11400,01	912,00	10488,00
12	11067,50	885,40	10182,10

Fuente. UNIÓN TEMPORAL OMEGA ENERGY

Tabla74. Ingresos Totales Corrales 1D

INGRESOS TOTALES PRODUCCIÓN CORRALES 1D			
PERIODO (MES)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BO)	PRECIO DE VENTA (USD)	INGRESOS TOTALES (USD)
2	13689,60	\$ 22,00	\$ 301.171,20
3	13290,32	\$ 22,00	\$ 292.387,04
4	12902,69	\$ 22,00	\$ 283.859,08
5	12526,36	\$ 22,00	\$ 275.579,86
6	12161,01	\$ 22,00	\$ 267.542,12
7	11806,31	\$ 22,00	\$ 259.738,80
8	11461,96	\$ 22,00	\$ 252.163,09
9	11127,65	\$ 22,00	\$ 244.808,33
10	10803,09	\$ 22,00	\$ 237.668,09
11	10488,00	\$ 22,00	\$ 230.736,10
12	10182,10	\$ 22,00	\$ 224.006,30

Fuente. UNIÓN TEMPORAL OMEGA ENERGY

- Escenario 3**Tabla75.** Producción Neta Corrales 3

PRODUCCIÓN NETA CORRALES 3			
PERIODO (MES)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BO)	REGALIAS (8%)	PRODUCCIÓN NETA (BO)
2	3410,00	272,80	3137,20
3	3310,54	264,84	3045,70
4	3213,98	257,12	2956,87
5	3120,24	249,62	2870,62
6	3029,24	242,34	2786,90
7	2940,88	235,27	2705,61
8	2855,11	228,41	2626,70
9	2771,83	221,75	2550,09
10	2690,99	215,28	2475,71
11	2612,50	209,00	2403,50
12	2536,30	202,90	2333,40

Fuente. UNIÓN TEMPORAL OMEGA ENERGY

Tabla76. Ingresos Totales Corrales 3

INGRESOS TOTALES PRODUCCIÓN CORRALES 3			
PERIODO (MES)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BO)	PRECIO DE VENTA (USD)	INGRESOS TOTALES (USD)
2	3137,20	\$ 16,00	\$ 50.195,20
3	3045,70	\$ 16,00	\$ 48.731,17
4	2956,87	\$ 16,00	\$ 47.309,85
5	2870,62	\$ 16,00	\$ 45.929,98
6	2786,90	\$ 16,00	\$ 44.590,35
7	2705,61	\$ 16,00	\$ 43.289,80
8	2626,70	\$ 16,00	\$ 42.027,18
9	2550,09	\$ 16,00	\$ 40.801,39
10	2475,71	\$ 16,00	\$ 39.611,35
11	2403,50	\$ 16,00	\$ 38.456,02
12	2333,40	\$ 16,00	\$ 37.334,38

Fuente. UNIÓN TEMPORAL OMEGA ENERGY

- Escenario 4

Tabla77. Producción Neta Corrales 5

PRODUCCIÓN NETA CORRALES 5			
PERIODO (MES)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BO)	REGALIAS (8%)	PRODUCCIÓN NETA (BO)
2	13950,00	1116,00	12834,00
3	13543,13	1083,45	12459,68
4	13148,12	1051,85	12096,27
5	12764,63	1021,17	11743,46
6	12392,33	991,39	11400,94
7	12030,89	962,47	11068,41
8	11679,98	934,40	10745,59
9	11339,32	907,15	10432,17
10	11008,59	880,69	10127,90
11	10687,50	855,00	9832,50
12	10375,79	830,06	9545,72

Fuente. UNIÓN TEMPORAL OMEGA ENERGY

Tabla78. Ingresos Totales Corrales 5

INGRESOS TOTALES PRODUCCIÓN CORRALES 5			
PERIODO (MES)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BO)	PRECIO DE VENTA (USD)	INGRESOS TOTALES (USD)
2	12834,00	\$ 22,00	\$ 282.348,00
3	12459,68	\$ 22,00	\$ 274.112,85
4	12096,27	\$ 22,00	\$ 266.117,89
5	11743,46	\$ 22,00	\$ 258.356,12
6	11400,94	\$ 22,00	\$ 250.820,73
7	11068,41	\$ 22,00	\$ 243.505,13
8	10745,59	\$ 22,00	\$ 236.402,90
9	10432,17	\$ 22,00	\$ 229.507,81
10	10127,90	\$ 22,00	\$ 222.813,83
11	9832,50	\$ 22,00	\$ 216.315,10
12	9545,72	\$ 22,00	\$ 210.005,91

Fuente. UNIÓN TEMPORAL OMEGA ENERGY

- Escenario 5

Tabla79. Producción Neta Corrales 6

PRODUCCIÓN NETA CORRALES 6			
PERIODO (MES)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BO)	REGALIAS (8%)	PRODUCCIÓN NETA (BO)
2	17050,00	1364,00	15686,00
3	16552,71	1324,22	15228,49
4	16069,92	1285,59	14784,33
5	15601,21	1248,10	14353,12
6	15146,18	1211,69	13934,49
7	14704,42	1176,35	13528,06
8	14275,54	1142,04	13133,49
9	13859,17	1108,73	12750,43
10	13454,94	1076,40	12378,55
11	13062,51	1045,00	12017,51
12	12681,52	1014,52	11666,99

Fuente. UNIÓN TEMPORAL OMEGA ENERGY

Tabla80. Ingresos Totales Corrales 6

INGRESOS TOTALES PRODUCCIÓN CORRALES 6			
PERIODO (MES)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BO)	PRECIO DE VENTA (USD)	INGRESOS TOTALES (USD)
2	15686,00	\$ 22,00	\$ 345.092,00
3	15228,49	\$ 22,00	\$ 335.026,82
4	14784,33	\$ 22,00	\$ 325.255,20
5	14353,12	\$ 22,00	\$ 315.768,59
6	13934,49	\$ 22,00	\$ 306.558,67
7	13528,06	\$ 22,00	\$ 297.617,38
8	13133,49	\$ 22,00	\$ 288.936,87
9	12750,43	\$ 22,00	\$ 280.509,55
10	12378,55	\$ 22,00	\$ 272.328,02
11	12017,51	\$ 22,00	\$ 264.385,12
12	11666,99	\$ 22,00	\$ 256.673,89

Fuente. UNIÓN TEMPORAL OMEGA ENERGY

6.4 EVALUACIÓN FINANCIERA

El análisis de financiero, se hará basado en los costos de inversión (CAPEX) y operación (OPEX), donde se expondrá el flujo de caja para cada pozo. Para realizar el análisis, se utilizaría el indicador valor presente neto (VPN) y Tasa Interna de Retorno (TIR), para determinar la viabilidad del mismo al implementar el sistema de levantamiento artificial en cada uno de los pozos.

6.4.1 Valor Presente Neto (VPN)

Ecuación 2. Ecuación de Valor presente neto.

$$VPN(k) = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t}$$

Fuente: BACA, Guillermo. Ingeniería Financiera, Octava Edición. Fondo educativo panamericano. Bogotá D.C. 2007. p.197.

Donde,

Vt: Flujos de caja de cada periodo mensual.

n: Numero de periodos considerados.

K: Tasa de interés de oportunidad mensual.

lo: Valor de desembolso inicial de la inversión. (Valor igual a cero debido a que no hay una inversión).

Con la interpretación del resultado del valor presente neto, se puede inferir si un proyecto es rentable cuando el VPN mayor a 0, no es rentable cuando el VPN

menor a 0, o financieramente indistinto cuando el VPN igual a 0, según la tasa que se ha tomado como referencia.

Conociendo la tasa de interés de oportunidad establecida por la empresa, es necesario el cálculo de dicha tasa para periodos mensuales, en los cuales se hará la evaluación.

- **Tasa de Interés de Oportunidad**

Ecuación 3. Ecuación de Valor Presente Neto.

$$T_m = (T_a + 1)^{\frac{1}{12}} - 1$$

T_m: Tasa de interés mensual, (%).

T_a: Tasa de interés anual, (%).

- T_a: 15% interés anual

$$T_m = (0.15 + 1)^{\frac{1}{12}} - 1$$
$$T_m = 0,011715$$

T_m = 1,1715% interés mensual

- T_m: 1,1715% interés mensual

- **Flujo de Caja.** Los flujos de caja son la representación gráfica de un proyecto, donde se relacionan los periodos de inversión y los periodos de ganancia.

- Escenario 1

Figura125. Flujo de Caja Corrales 1-1

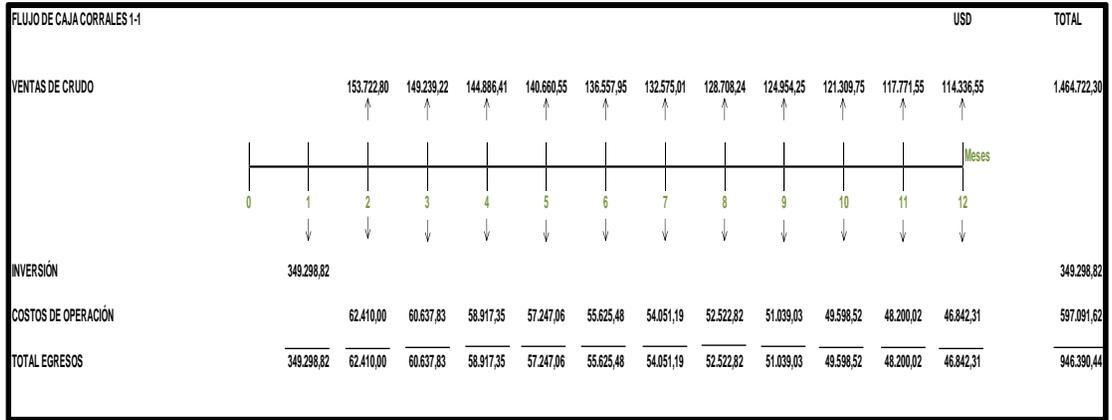
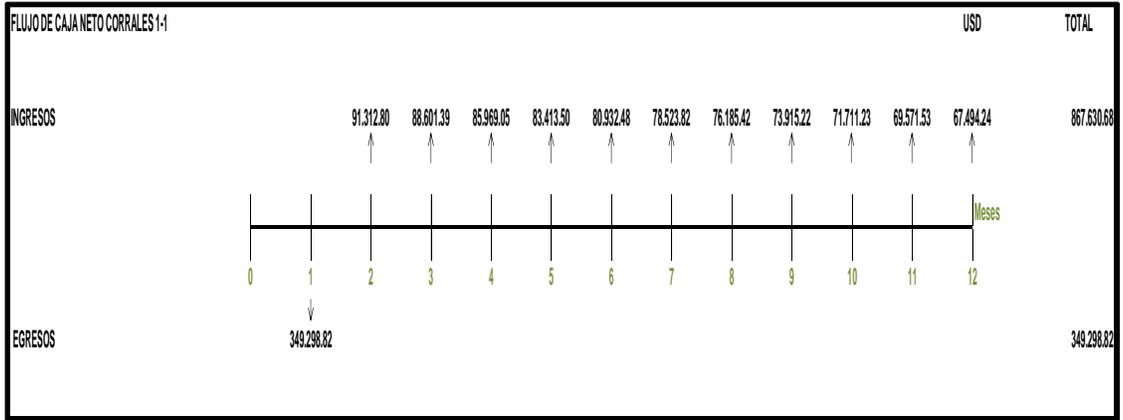


Figura126. Flujo de Caja Neto Corrales 1-1



Ecuación4. Valor Presente Neto Corrales 1-1

$$VPN(0,011715) = \frac{-349.298,82}{(1+0,011715)^1} + \frac{91.312,80}{(1+0,011715)^2} + \frac{88.601,39}{(1+0,011715)^3} + \frac{85.969,05}{(1+0,011715)^4} + \frac{83.413,50}{(1+0,011715)^5} + \frac{80.932,48}{(1+0,011715)^6} + \frac{78.523,82}{(1+0,011715)^7} + \frac{76.185,42}{(1+0,011715)^8} + \frac{73.915,22}{(1+0,011715)^9} + \frac{71.711,23}{(1+0,011715)^{10}} + \frac{69.571,53}{(1+0,011715)^{11}} + \frac{67.494,24}{(1+0,011715)^{12}}$$

VPN (0,011715)	\$ 457.801,92
-----------------------	----------------------

Conclusión Financiera Escenario 1

Desde el punto de vista financiero el proyecto es atractivo para la compañía, porque le representara a dólares de hoy una ganancia extraordinaria de 457.801,92, adicional a la TIO.

- Escenario 2

Figura127. Flujo de Caja Corrales 1D

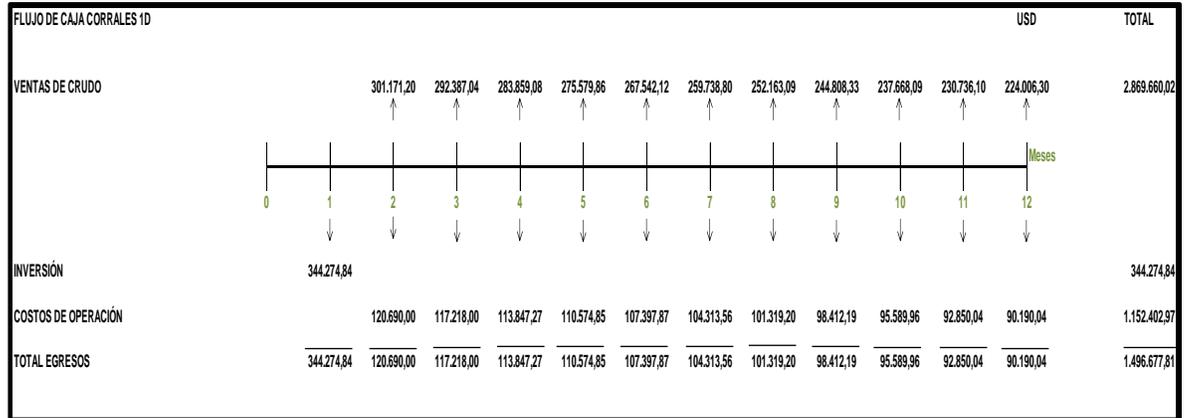
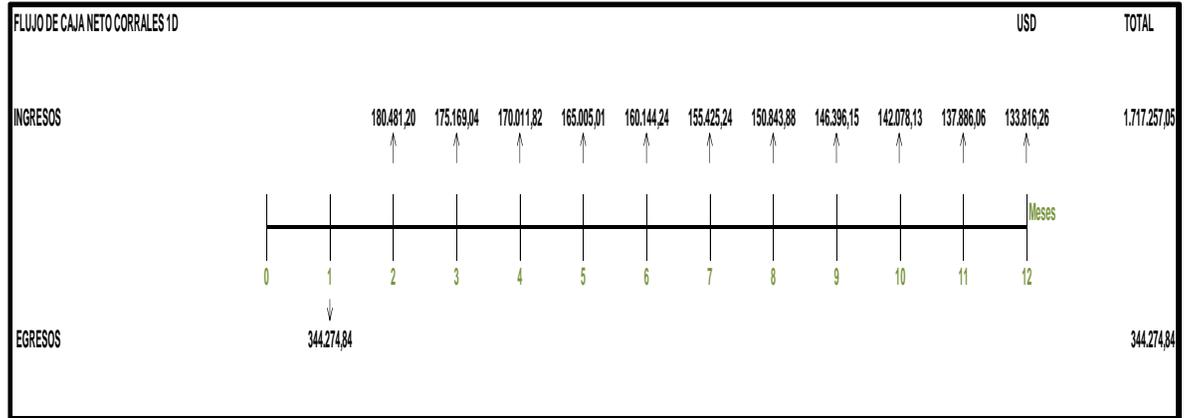


Figura128. Flujo de Caja Neto Corrales 1D



Ecuación5. Valor Presente Neto Corrales 1D

$$VPN(0,011715) = \frac{-344.274,84}{(1+0,011715)^1} + \frac{180.481,20}{(1+0,011715)^2} + \frac{175.169,04}{(1+0,011715)^3} + \frac{170.011,82}{(1+0,011715)^4} + \frac{165.005,01}{(1+0,011715)^5} + \frac{160.144,24}{(1+0,011715)^6} + \frac{155.425,24}{(1+0,011715)^7} + \frac{150.843,88}{(1+0,011715)^8} + \frac{146.396,15}{(1+0,011715)^9} + \frac{142.078,13}{(1+0,011715)^{10}} + \frac{137.886,06}{(1+0,011715)^{11}} + \frac{133.816,26}{(1+0,011715)^{12}}$$

VPN (0,011715)	\$ 1.249.103.06
-----------------------	------------------------

Conclusión Financiera Escenario 2

Desde el punto de vista financiero el proyecto es atractivo para la compañía, porque le representara a dólares de hoy una ganancia extraordinaria de 1.248.737,76, adicional a la TIO.

- Escenario 3

Figura129. Flujo de Caja Corrales 3

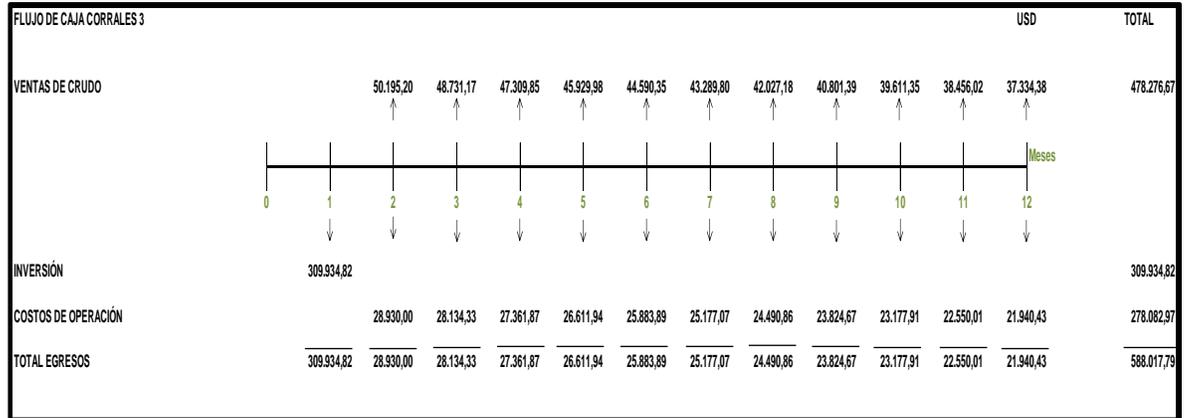
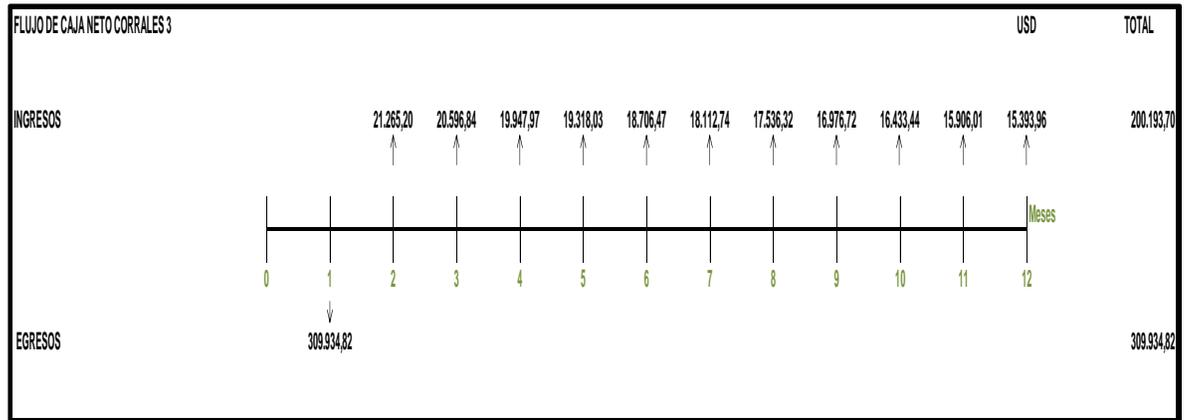


Figura130. Flujo de Caja Neto Corrales 3



Ecuación6. Valor Presente Neto Corrales 3

$$VPN(0,011715) = \frac{-309.934,82}{(1+0,011715)^1} + \frac{21.265,20}{(1+0,011715)^2} + \frac{20.405,88}{(1+0,011715)^3} + \frac{19.947,97}{(1+0,011715)^4} + \frac{19.318,03}{(1+0,011715)^5} + \frac{18.706,47}{(1+0,011715)^6} + \frac{18.112,74}{(1+0,011715)^7} + \frac{17.536,32}{(1+0,011715)^8} + \frac{16.976,72}{(1+0,011715)^9} + \frac{16.433,44}{(1+0,011715)^{10}} + \frac{15.906,01}{(1+0,011715)^{11}} + \frac{15.393,96}{(1+0,011715)^{12}}$$

VPN (0,011715)	-\$ 121.007.63
-----------------------	-----------------------

Conclusión Financiera Escenario 3

Desde el punto de vista financiero el proyecto no es atractivo para la compañía, porque no cumple con las expectativas.

- Escenario 4

Figura131. Flujo de Caja Corrales 5

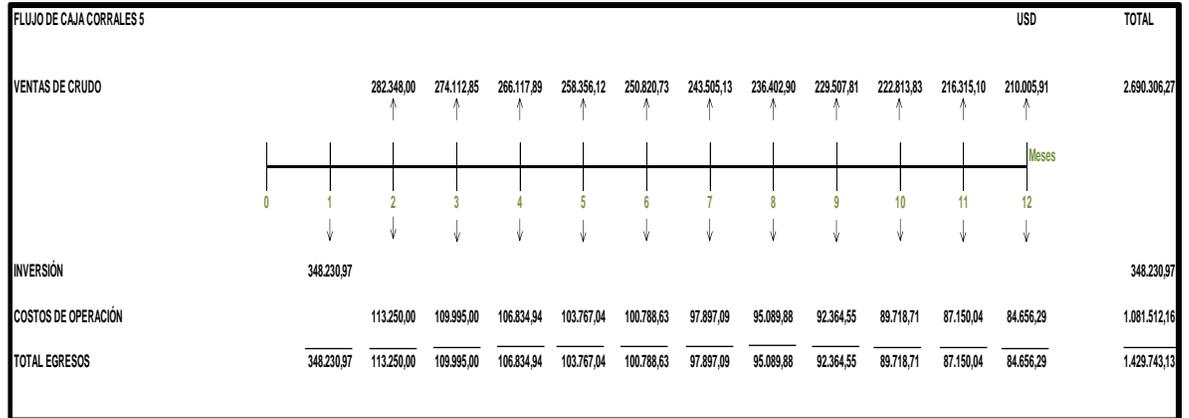
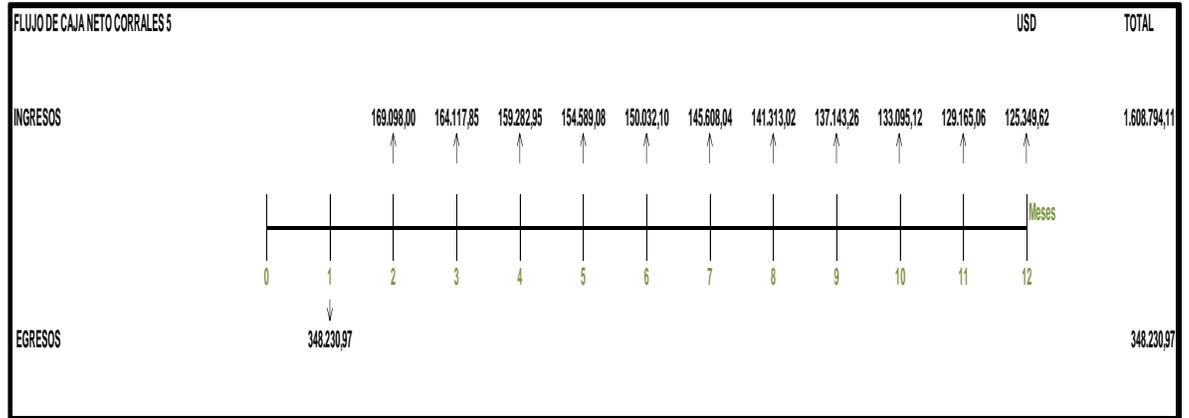


Figura132. Flujo de Caja Neto Corrales 5



Ecuación7. Valor Presente Neto Corrales 5

$$VPN(0,011715) = \frac{-348.230,97}{(1+0,011715)^1} + \frac{169.098}{(1+0,011715)^2} + \frac{164.117,85}{(1+0,011715)^3} + \frac{159.282,95}{(1+0,011715)^4} + \frac{154.589,08}{(1+0,011715)^5} + \frac{150.032,10}{(1+0,011715)^6} + \frac{145.608,04}{(1+0,011715)^7} + \frac{141.313,02}{(1+0,011715)^8} + \frac{137.143,26}{(1+0,011715)^9} + \frac{133.095,12}{(1+0,011715)^{10}} + \frac{129.165,06}{(1+0,011715)^{11}} + \frac{125.349,62}{(1+0,011715)^{12}}$$

VPN (0,011715)	\$ 1.144.435.48
-----------------------	------------------------

Conclusión Financiera Escenario 4

Desde el punto de vista financiero el proyecto es atractivo para la compañía, porque le representara a dólares de hoy una ganancia extraordinaria de 1.144.468,20, adicional a la TIO.

- Escenario 5

Figura133. Flujo de Caja Neto Corrales 6

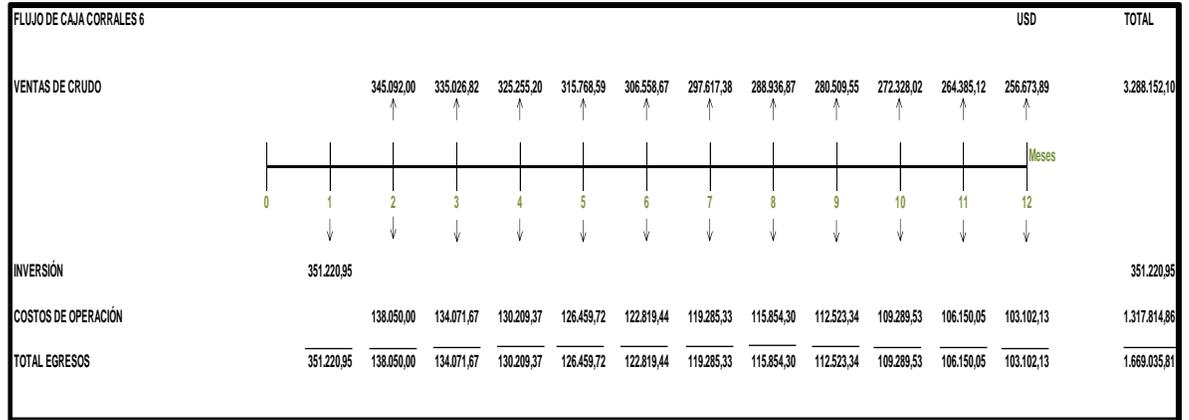
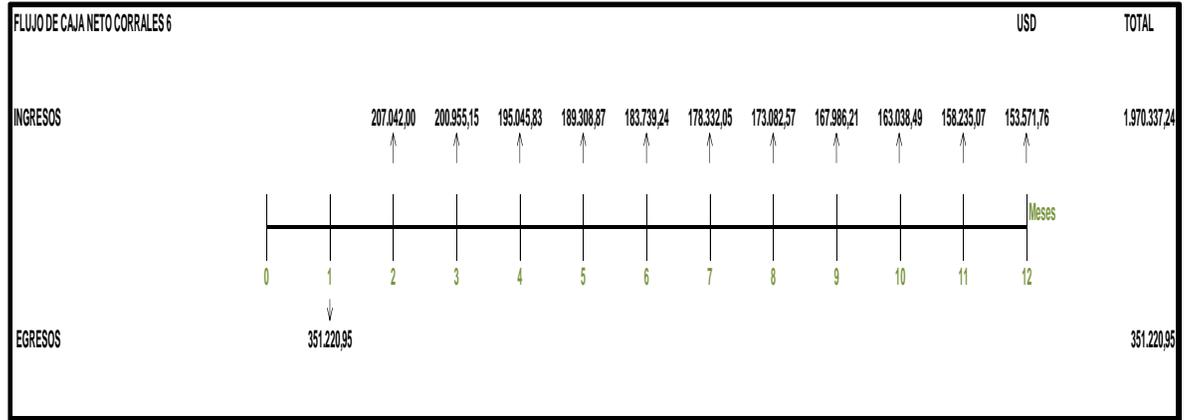


Figura134. Flujo de Caja Neto Corrales 6



Ecuación8. Valor Presente Neto Corrales 6

$$VPN(0,011715) = \frac{-351.220,95}{(1+0,011715)^1} + \frac{207.042}{(1+0,011715)^2} + \frac{200.955,15}{(1+0,011715)^3} + \frac{195.045,83}{(1+0,011715)^4} + \frac{189.308,87}{(1+0,011715)^5} + \frac{183.739,24}{(1+0,011715)^6} + \frac{178.332,05}{(1+0,011715)^7} + \frac{173.082,57}{(1+0,011715)^8} + \frac{167.986,21}{(1+0,011715)^9} + \frac{163.038,49}{(1+0,011715)^{10}} + \frac{158.235,07}{(1+0,011715)^{11}} + \frac{153.571,76}{(1+0,011715)^{12}}$$

VPN (0,011715)	\$ 1.476.464.92
-----------------------	------------------------

Conclusión Financiera Escenario 5

Desde el punto de vista financiero el proyecto es atractivo para la compañía, porque le representara a dólares de hoy una ganancia extraordinaria de 1.476.044,20, adicional a la TIO.

6.4.2 Tasa Interna de Retorno (TIR). La tasa interna de retorno (TIR) es una tasa de rendimiento utilizada en el presupuesto de capital para medir y comparar la rentabilidad de las inversiones. También se conoce como la tasa de flujo de efectivo descontado de retorno. Aquella tasa en donde el valor presente neto es 0.

Ecuación 9. Ecuación Tasa Interna de Retorno

$$VPN = \sum \frac{Vt}{(1+k)^t} = 0$$

Con la interpretación del resultado de la Tasa Interna de Retorno; se puede inferir si una inversión es aconsejable cuando la TIR resultante es igual o superior a la Tasa de Interés de Oportunidad establecida por la Empresa, y no es aconsejable cuando la TIR resultante es menor a la Tasa de Interés de Oportunidad establecida por la Empresa.

- Escenario 1

Ecuación 10. Tasa Interés de Oportunidad Corrales 1-1

$VPN, (k) = \frac{-349.298,82}{(1+k)^1} + \frac{91.312,80}{(1+k)^2} + \frac{88.601,39}{(1+k)^3} + \frac{85.969,05}{(1+k)^4} + \frac{83.413,50}{(1+k)^5} + \frac{80.934,48}{(1+k)^6} + \frac{78.523,82}{(1+k)^7} + \frac{76.185,42}{(1+k)^8} + \frac{73.915,22}{(1+k)^9} + \frac{71.711,23}{(1+k)^{10}} + \frac{69.571,53}{(1+0,011715)^{11}} + \frac{67.494,24}{(1+k)^{12}}$		
<table border="1" style="margin: auto; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="padding: 5px;">TIR</td> <td style="padding: 5px;">20,83%</td> </tr> </table>	TIR	20,83%
TIR	20,83%	

Conclusión Financiera Escenario 1

El criterio que se sigue para aceptar el proyecto, en base al resultado de este método de evaluación, es el de establecer una comparación entre la TIR y la Tasa Oportunidad. Teniendo una TIR de 20,83%, es mayor a la Tasa de Oportunidad de 15%, es atractivo invertir en la implementación del proyecto para el Pozo.

- **Escenario 2**

Ecuación11. Tasa Interés de Oportunidad Corrales 1D

$$VPN_i(k) = \frac{-344.274,84}{(1+k)^1} + \frac{180.481,20}{(1+k)^2} + \frac{175.169,04}{(1+k)^3} + \frac{170.011,82}{(1+k)^4} + \frac{165.005,01}{(1+k)^5} + \frac{160.144,24}{(1+k)^6} + \frac{155.425,24}{(1+k)^7} + \frac{150.843,88}{(1+k)^8} + \frac{146.396,15}{(1+k)^9} + \frac{142.078,13}{(1+k)^{10}} + \frac{137.886,06}{(1+k)^{11}} + \frac{133.816,26}{(1+k)^{12}} = 0$$

TIR	49,01%
------------	--------

Conclusión Financiera Escenario 2

El criterio que se sigue para aceptar el proyecto, en base al resultado de este método de evaluación, es el de establecer una comparación entre la TIR y la Tasa Oportunidad. Teniendo una TIR de 49,01% es mayor a la Tasa de Oportunidad de 15%, es atractivo invertir en la implementación del proyecto para el Pozo.

- **Escenario 3**

Ecuación12. Tasa Interés de Oportunidad Corrales 3

$$VPN_i(k) = \frac{-309.934,82}{(1+k)^1} + \frac{21.265,20}{(1+k)^2} + \frac{20.596,84}{(1+k)^3} + \frac{19.947,97}{(1+k)^4} + \frac{19.318,03}{(1+k)^5} + \frac{18.706,47}{(1+k)^6} + \frac{18.112,74}{(1+k)^7} + \frac{17.536,32}{(1+k)^8} + \frac{16.976,72}{(1+k)^9} + \frac{16.433,44}{(1+k)^{10}} + \frac{15.906,01}{(1+k)^{11}} + \frac{15.393,96}{(1+k)^{12}} = 0$$

TIR	-6,98%
------------	--------

Conclusión Financiera Escenario 3

El criterio que se sigue para aceptar el proyecto, en base al resultado de este método de evaluación, es el de establecer una comparación entre la TIR y la Tasa Oportunidad. Teniendo una TIR de -6,98% es menor a la Tasa de Oportunidad de 15%, no es atractivo invertir en la implementación del proyecto para el Pozo.

- **Escenario 4**

Ecuación13. Tasa Interés de Oportunidad Corrales 5

$$VPN_i(k) = \frac{-348.230,97}{(1+k)^1} + \frac{169.098}{(1+k)^2} + \frac{164.117,85}{(1+k)^3} + \frac{159.282,95}{(1+k)^4} + \frac{154.589,08}{(1+k)^5} + \frac{150.032,10}{(1+k)^6} + \frac{145.608,04}{(1+k)^7} + \frac{141.313,02}{(1+k)^8} + \frac{137.143,26}{(1+k)^9} + \frac{133.095,12}{(1+k)^{10}} + \frac{129.165,06}{(1+k)^{11}} + \frac{125.349,62}{(1+k)^{12}} = 0$$

TIR	45,03%
------------	--------

Conclusión Financiera Escenario 4

El criterio que se sigue para aceptar el proyecto, en base al resultado de este método de evaluación, es el de establecer una comparación entre la TIR y la Tasa Oportunidad. Teniendo una TIR de 45,03% es mayor a la Tasa de Oportunidad de 15%, es atractivo invertir en la implementación del proyecto para el Pozo.

- Escenario 5

Ecuación 14. Tasa Interés de Oportunidad Corrales 6

$VPN_i(k) = \frac{-348.871,68}{(1+k)^1} + \frac{180.481,20}{(1+k)^2} + \frac{175.169,04}{(1+k)^3} + \frac{170.011,82}{(1+k)^4} + \frac{165.005,01}{(1+k)^5} + \frac{160.144,24}{(1+k)^6} + \frac{155.425,24}{(1+k)^7} + \frac{150.843,88}{(1+k)^8} + \frac{146.396,15}{(1+k)^9} + \frac{142.078,13}{(1+k)^{10}} + \frac{137.886,06}{(1+k)^{11}} + \frac{133.816,26}{(1+k)^{12}} = 0$		
<table border="1" style="margin: auto; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="padding: 2px 10px;">TIR</td> <td style="padding: 2px 10px;">56%</td> </tr> </table>	TIR	56%
TIR	56%	

Conclusión Financiera Escenario 5

El criterio que se sigue para aceptar el proyecto, en base al resultado de este método de evaluación, es el de establecer una comparación entre la TIR y la Tasa Oportunidad. Teniendo una TIR de 56% es mayor a la Tasa de Oportunidad de 15%, es atractivo invertir en la implementación del proyecto para el Pozo.

7. CONCLUSIONES

- Luego de la evaluación técnica de los pozos productores del Campo Corrales se determinó que para los pozos Corrales1-1, Corrales 1D, Corrales 5, Corrales 6, el Sistema de Levantamiento Artificial más adecuado es el Gas Lift; mientras que, para el pozo Corrales 3 es Bombeo Mecánico.
- La matriz de selección de los Sistemas de Levantamiento Artificial se basa en la regla de decisión de Bayes; que incorpora toda la información disponible como una totalidad para la toma de decisiones.
- Para el pozo Corrales1-1, la validación de los resultados arrojados por la matriz de evaluación propuesta fueron contrastados con el software PIPESIM; a partir de los análisis nodales que permiten ver la recuperación de la producción inicial de 245 barriles.
- Para el pozo Corrales1D, la validación de los resultados arrojados por la matriz de evaluación propuesta fueron contrastados con el software PIPESIM; a partir de los análisis nodales que permiten ver la recuperación de la producción inicial de 480 barriles.
- Para el pozo Corrales3, la validación de los resultados arrojados por la matriz de evaluación propuesta fueron contrastados con el software PIPESIM; a partir de los análisis nodales que permiten ver la recuperación de la producción inicial de 110 barriles.
- Para el pozo Corrales5, la validación de los resultados arrojados por la matriz de evaluación propuesta fueron contrastados con el software PIPESIM; a partir de los análisis nodales que permiten ver la recuperación de la producción inicial de 450 barriles.
- Para el pozo Corrales6, la validación de los resultados arrojados por la matriz de evaluación propuesta fueron contrastados con el software PIPESIM; a partir de los análisis nodales que permiten ver la recuperación de la producción inicial de 250 barriles.
- Luego de realizar la evaluación financiera mediante los indicadores, Valor Presente Neto (VPN), y Tasa Interna de Retorno, y evaluado mensualmente para un periodo de un año, reporta que se obtienen ganancias para el pozo Corrales1-1 de 457.801 USD \$, Corrales1D de 1'249.103 USD \$, Corrales5 de 1'144.435 USD \$, Corrales6 de 1'476.464 USD \$., por lo que es interesante la inversión. Para el pozo Corrales3, no se llegan a las expectativas pactadas por la compañía.

8. RECOMENDACIONES

- Evaluar para el pozo Corrales 1-1, la implementación del sistema en el pozo, basado en las variables utilizadas para su selección, validando con nueva tecnología.
- Evaluar para el pozo Corrales 1D, la implementación del sistema en el pozo, basado en las variables utilizadas para su selección, validando con nueva tecnología.
- Evaluar para el pozo Corrales 3, la implementación del sistema en el pozo, basado en las variables utilizadas para su selección, validando con nueva tecnología.
- Evaluar para el pozo Corrales 5, la implementación del sistema en el pozo, basado en las variables utilizadas para su selección, validando con nueva tecnología.
- Evaluar para el pozo Corrales 6, la implementación del sistema en el pozo, basado en las variables utilizadas para su selección, validando con nueva tecnología.

BIBLIOGRAFÍA

- AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca Llanos Orientales, Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Bogotá, 2012.
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API RP 11L, recommended practice for design calculations for sucker rod pumping systems. Dallas, 1988.
- BACA, Guillermo. Ingeniería Financiera, Octava Edición. Fondo educativo panamericano. Bogotá, 2007.
- BAKER HUGHES. Centrilift sumersible pump handbook. Baker Hughes Centrilift. Claremore, 2009.
- BIN JADID, Maharon; y otros. The pressure's on: innovations in gas lift. Petronas carigali Sdn Bhd. Kuala Lumpur, 2007.
- BIZZOTO PABLO, Aplicación de los diferentes tipos de Plunger Lift en el yacimiento Cerro Dragon, Pan American Energy, 2001
- BROWN, Kermit. The technology of artificial lift method. Volumen 1. 1980. PennWell Books. Tulsa, 1980.
- _____. The technology of artificial lift method. Volumen 2B. PennWell Books. Tulsa, 1980.
- CHACIN, Nelvy. Bombeo de cavidades progresivas: Operaciones, Diagnostico, Análisis de falla y Trouble Shooting. ESP Oil Engineering Colsuntants. El tigre. 2003.
- CHOLET Henri. Well production practical handbook. Technip. París. 2000.
- CITIBANK. Formulas y ejemplos explicativos, Préstamos personales. {En línea}. p. 4. {21 de Agosto del 2015}. Disponible en: <https://www.citibank.com.pe/peru/common/pdf/formulapil.pdf>.
- CLEGG, Joe. Recommendations and comparisons for selecting artificial-lift methods. Texas. SPE. 1993. No 24834.
- DE PORTA J. Amérique latine, Volume V, fascicule 4 b, Colombie (deuxième partie). Centre national de la recherche scientifique. Paris, 1973.
- DRESSER OIL TOOLS. Introducción a los sistemas de bombeo hidráulico, 2002.
- ECOPETROL, Relación de actividades, suministros y servicios. Bogotá, 2014.

FLESHMAN, R. Artificial Lift for High Volumen Production. Bartlesville. 1999.

GUERRERO X., Bombeo Hidráulico o Power Oil, 2008

HIRSCHFELDT M., Manifestación del fenómeno de Histéresis en Bombas de Cavidades Progresivas, 2003

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y DE CERTIFICACION. Documentación. Presentación de Tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta actualización. Bogotá. El Instituto, 2008. 110p.

-----Referencias Bibliográficas, contenido, forma y estructura. NTC 5613. Bogotá: El Instituto, 1998. 12p.

-----Referencias Documentales para fuentes de información electrónica. NTC 4490. Bogotá: El Instituto, 1998. 8p.

JULIVERT M. Amèrique latine, volume v, fascicule 4A, Colombie (première partie). Centre national de la recherche scientifique. Paris, 1973.

MAGGIOLO, Ricardo. Análisis nodal y flujo multifásico, nota técnica. OilProduction.Net. Maracaibo, 2005.

MARTO RAMIREZ.- Bombeo Electrosumergible: Análisis,Diseño,Optimización y Trouble Shooting. 2009

MUÑOZ ALVARO Y TORRES EDGAR, Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas a campos maduros, UIS Tesis de Grado, 2007.

OILMASTER Y KOBE Introducción al bombeo hidráulico con equipos. 2001

_____. Curso taller “Gas Lift Básico”. ESP oil international training group. Venezuela. 2004

RODRIGUEZ William, ROBLES Carlos. Tesis: Herramienta software para el análisis y diseño de sistemas de levantamiento artificial convencionales. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2012.

SCHULMBERGER. Gas Lift desing and technology. Schulmberger, well completion and productivity, Chevron main pass 313 optimization project. 2000.

SVINOS JOHN G. Bombeo Mecánico. 2005.