

Información Importante

La Universidad de La Sabana informa que el(los) autor(es) ha(n) autorizado a usuarios internos y externos de la institución a consultar el contenido de este documento a través del Catálogo en línea de la Biblioteca y el Repositorio Institucional en la página Web de la Biblioteca, así como en las redes de información del país y del exterior con las cuales tenga convenio la Universidad de La Sabana.

Se permite la consulta a los usuarios interesados en el contenido de este documento para todos los usos que tengan finalidad académica, nunca para usos comerciales, siempre y cuando mediante la correspondiente cita bibliográfica se le de crédito al documento y a su autor.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, La Universidad de La Sabana informa que los derechos sobre los documentos son propiedad de los autores y tienen sobre su obra, entre otros, los derechos morales a que hacen referencia los mencionados artículos.

BIBLIOTECA OCTAVIO ARIZMENDI POSADA
UNIVERSIDAD DE LA SABANA
Chía - Cundinamarca

**Modelo de planeación integral de capacidades operativas para el campo de producción
Provincia, perteneciente a la Gerencia de Operaciones y Desarrollo de Mares, Ecopetrol
S.A.**

Ericcksson Barajas Martínez

Universidad de la Sabana

Escuela Internacional de Ciencias Económicas y Administrativas

Maestría en Gerencia de Operaciones

Chía

2017

**Modelo de planeación integral de capacidades operativas para el campo de producción
Provincia, perteneciente a la Gerencia de Operaciones y Desarrollo de Mares, Ecopetrol
S.A.**

Ericcksson Barajas Martínez

Trabajo de grado presentado para optar al título de Magister en Gerencia de Operaciones

Directores:

Edgar Alfonso Lizarazo

Ph.D. Associate Professor. Head of Industrial Engineering Program

Javier Durán Serrano

Msc. Profesional I - UDE-Instituto Colombiano de Petróleo (ICP)

Universidad de la Sabana

Escuela Internacional de Ciencias Económicas y Administrativas

Maestría en Gerencia de Operaciones

Chía

2017

Nota de aceptación

Director: Phd. Edgar Alfonso Lizarazo

Co-director: Phd. Javier Durán Serrano

Firma del Jurado

Firma del Jurado

Chía, febrero de 2017

Dedicatoria

A DIOS todo poderoso, por brindarme los medios necesarios para realizar los proyectos de mi vida y por permitir el apoyo de todas las personas que me rodean.

A mi Padre, que desde el cielo me brinda luz y fuerzas para seguir adelante, siento que está conmigo siempre y aunque nos faltaron muchas cosas por vivir juntos, sé que hubiera sido un momento especial para celebrar.

Agradecimientos

Quiero expresar mi agradecimiento especialmente a mi familia, por ser el apoyo en todas las etapas de mi formación, por su infinita comprensión y amor, y por ser mi principal fuente de inspiración y refugio en cada instante.

A la Universidad de la Sabana, profesores en el área de Maestrías en la Escuela Internacional de Ciencias Económicas y Administrativas, por permitirme ser integrante de esta importante escuela de estudios.

A *Ecopetrol S.A.*, al equipo de Talento Humano y a los Ingenieros Edwars Alfonso Ribero Rangel y Oscar Ferney Rincón, quienes hicieron posible el desarrollo de esta Maestría para mi formación profesional en la mejor empresa del país.

A los Ingenieros Edgar Alfonso Lizarazo y Javier Durán Serrano, por su paciencia, dirección y apoyo incondicional que me permitió adquirir el conocimiento necesario en la elaboración de este proyecto.

A los compañeros y a cada una de las personas que fueron de gran apoyo y aprendizaje durante estos años de estudio.

Ericcksson Barajas Martínez

Contenido

	Pág.
Introducción	20
1. Generalidades del proyecto.....	24
1.1 Planteamiento del problema.....	24
1.2. Justificación y delimitación del estudio.....	27
1.3. Objetivos de la investigación.....	28
1.3.1. Objetivo general.....	28
1.3.2 Objetivos específicos	29
1.4. Marco Teórico	30
2. Metodología para elaborar curvas y pronósticos de producción	36
2.1 Información de referencia.....	36
2.1.2 Ciclo de vida de un campo petrolero.....	39
2.1.2.1 Fase de exploración.	40
2.1.2.2 Fase de Desarrollo.....	41
2.1.2.3 Fase de abandono.	42
2.1.3 Reservas petroleras.	43
2.1.3.1 Reservas Comprobadas (o Probadas):	44
2.3.1.1 Reservas Comprobadas Desarrolladas	45
2.3.1.2 Reservas Comprobadas No Desarrolladas	45
2.1.3.2 Reservas Probables	45
2.1.3.3 Reservas Posibles	45
2.1.4 Declinación de la producción en campos maduros	46
2.1.5 Curva de declinación de producción	47
2.1.5.1 Declinación exponencial.	47
2.2 Campo de producción objeto de estudio	48
2.2.1 Pozos de producción	50
2.2.2 Corriente de Crudo	52
2.2.3 Corriente de gas.....	52
2.2.4 Corriente de agua	52
2.2.5 Producción de Barriles Equivalentes (BOE).....	53
2.3 Curvas de producción básica y pronósticos de producción.....	54
2.3.1 Campo de producción Bonanza	54

2.3.1.1	Histórico de producción	55
2.3.1.2	Curva básica de producción.	57
2.3.1.3	Estrategia de desarrollo del campo.....	59
2.3.1.4	Plan de Recobro Mejorado	63
2.3.2	Campo de producción Provincia	64
2.3.2.1	Histórico de producción	64
2.3.2.2	Curva básica de producción	68
2.3.2.3	Estrategia de Desarrollo.....	71
2.3.2.4	Proyecto de Recobro Secundario.....	72
2.3.3	Campo de producción Tisquirama	74
2.3.3.1	Histórico de producción	75
2.3.3.2	Curva básica de producción	77
2.3.3.3	Estrategia de Desarrollo.....	78
2.3.3.4	Recobro Secundario	81
2.3.4	Campo de producción San Roque	82
2.3.4.1	Histórico de Producción	83
2.3.4.2	Curva básica de producción	86
2.3.4.3	Estrategia de Desarrollo.....	88
2.3.4.4	Proyecto de Recobro Secundario.....	91
3.	Utilidad de la capacidad Instalada	94
3.1	Información de referencia.....	94
3.1.1	Proceso de producción de crudo y gas	95
3.1.1.1	Proceso de extracción	96
3.1.1.2	Proceso de recolección de hidrocarburos.....	96
3.1.1.3	Proceso de tratamiento	96
3.1.1.4	Proceso de entrega de hidrocarburos.....	97
3.1.1.5	Proceso de Inyección de fluidos.....	98
3.1.2	Identificación general del campo de producción	98
3.1.2.1	Caracterización del Campo Bonanza.....	99
3.1.2.2	Caracterización del Campo Provincia.....	101
3.1.2.3	Caracterización del Campo San Roque	109
3.1.2.4	Caracterización del Campo Tisquirama.....	111
3.2	Utilidad de la capacidad instalada.	113
3.2.1	Sub-sistemas del proceso	116
3.2.2	Sub-sistema del proceso de separación (SPS).....	117
3.2.2.1	Capacidad teórica de Operación de Separadores Horizontales Bifásicos y Trifásicos.....	119
3.2.2.2	Capacidad de líquido	120
3.2.2.3	Capacidad del gas.	120
3.2.3	Sub-sistema del proceso de tratamiento (SPT).....	121
3.2.3.1	Capacidad teórica de Operación de Tratadores Térmicos.	122
3.2.3.2	Ecuaciones de Tiempo de retención.....	125
3.2.4	Sub-sistema del proceso de almacenamiento (SPA).....	126
3.2.4.1	Capacidad teórica de Operación de Almacenamiento.	126
3.2.5	Sub-sistema del proceso de bombeo (SPB)	127
3.2.5.1	Capacidad teórica de Operación de Bombeo.	128
3.3	Configuración del sistema de producción campo Provincia.....	129

3.3.1 Balance de línea de producción.....	130
3.3.2 Identificación de restricciones de flujo.....	130
3.4 Capacidades operativas	132
3.4.1 Capacidad operativa sub-sistema de proceso de separación.....	133
3.4.2 Capacidad operativa Sub-sistema de proceso de Tratamiento.....	135
3.4.3 Capacidad operativa Sub-sistema de proceso de almacenamiento.....	136
3.4.4 Capacidad operativa Sub-sistema de proceso de bombeo.....	138
3.5 Interrelación entre las capacidades	139
3.5.1 Cadena de producción del campo.....	142
4. Modelo de planeación integral de capacidades	145
4.1 Marco de referencia.....	145
4.1.2 Cálculo de capacidades	147
4.1.2.1 Capacidad nominal (Cn).....	150
4.1.2.2 Capacidad Instalada (Ci).....	150
4.1.2.3 Capacidad Disponible (Cd).....	152
4.1.2.4 Capacidad Utilizada (Cu).....	155
4.1.2.5 Capacidad Necesaria (CN).....	156
4.2 Modelo de planeación	157
4.2.1 Evaluación de la capacidad existente.....	159
4.2.1.1 Mantenimiento Total de Equipos.....	160
4.2.1.2 Factores que afectan la capacidad disponible.....	162
4.2.1.2.1 Factor de utilización.....	162
4.2.1.2.2 Eficiencia.....	162
4.2.2 Estimación de las necesidades futuras de capacidad.....	163
4.2.2.1 Horizonte de mediano Plazo.....	165
4.2.2.1 Horizonte de largo Plazo.....	166
4.2.3 Estrategias para modificar la capacidad.....	168
4.2.3.1 Cálculo del tamaño de los “colchones” de la capacidad.....	168
4.2.3.2 Momento oportuno y la magnitud de la expansión.....	169
4.2.3.2.1 Primer Escenario: Mejoramiento Producción básica.....	170
4.2.3.2.2 Segundo Escenario: Primera Fase de perforación.....	179
4.2.3.2.3 Tercer Escenario: Segunda Fase de perforación.....	185
4.2.3.2.4 Cuarto Escenario: Sistema de recobro mejorado.....	189
4.2.3.2.5 Escenario Opcional: Alternativa recibo de crudo de aledaños.....	194
4.2.4 Evaluación de las alternativas de la capacidad.....	196
5. Metodología de toma de decisiones.....	199
5.1 Información de referencia.....	199
5.1.1 Análisis de decisiones	200
5.1.1.1 Ambiente de certidumbre: (certeza).....	202
5.1.1.2 Ambiente de riesgo.....	202
5.1.1.3 Ambiente de incertidumbre.....	202
5.1.2 Toma de decisiones bajo incertidumbre	203
5.1.3 Análisis de riesgo e Incertidumbres económicas.....	204
5.1.3.1 Petróleo crudo equivalente.....	204
5.1.3.2 El precio del petróleo.....	204

5.1.3.3 Regalías	206
5.1.3.4 Tasa representativa del mercado	208
5.1.3.5 Costos de Perforación	209
5.1.4 Evaluación económica	210
5.1.4.1 Punto de equilibrio	211
5.1.4.1.1 Concepto de costos fijos	212
5.1.4.1.2 Concepto de costos variables	213
5.1.4.2 Valor presente neto (VPN)	213
5.1.4.3 Tasa de retorno (TIR)	214
5.1.4.4 Ebitda	215
5.1.5 Modelo de toma de decisiones	216
5.1.5.1 Análisis de árbol de decisiones	217
5.1.5.2 Análisis con diagramas de Influencia	219
5.3 Escenarios de producción básica e incremental a evaluar en el campo Provincia.....	221
5.3.1 Análisis primer escenario: Producción básica	222
5.3.2 Análisis segundo escenario: Primera campaña de perforación	225
5.3.3 Análisis tercer escenario: Segunda fase de perforación	230
5.3.4 Análisis cuarto escenario: sistema de recobro mejorado	234
5.4 Estructuración del modelo de decisión de escenarios de producción.	237
5.4.1 Entender claramente el problema:	239
5.4.2 Determinación de variables de decisión	240
5.4.3 Estructuración del modelo de decisión basado en diagramas de influencia	242
5.4.4 Evaluación y análisis de resultados del modelo de decisión	242
6. Conclusiones y Recomendaciones.....	246
6.1 Conclusiones	246
7. Recomendaciones.....	248
Referencias bibliográficas.....	249
Apendice A	256
Apendice B	257
Apendice C	258
Apendice D.....	259

Lista de Figuras

	Pág.
<i>Figura 1.</i> Esquema ciclo de vida de un campo petrolero.	42
<i>Figura 2.</i> Esquema de Categorías de reservas por estatus..	43
<i>Figura 3.</i> Localización geográfica del Campo de estudio Provincia.	49
<i>Figura 4.</i> Fotografía de un pozo de producción de crudo y gas.	51
<i>Figura 5.</i> Localización del área de explotación ANH para el Campo Bonanza.	55
<i>Figura 6.</i> Histórico Producción Campo Bonanza	56
<i>Figura 7.</i> Esquema curva básica de producción campo Bonanza.	59
<i>Figura 8.</i> Proyección corriente de producción de crudo.	62
<i>Figura 9.</i> Proyección corriente de producción de gas.	62
<i>Figura 10.</i> Proyección corriente de agua de producción	62
<i>Figura 11.</i> Proyección corriente de producción de crudo con Inyección.	63
<i>Figura 12.</i> Localización del área unificada Campo Provincia.	65
<i>Figura 13.</i> Esquema curva básica de producción campo Provincia Estación Uno....	70
<i>Figura 14.</i> Esquema curva básica de producción campo Provincia Estación Dos....	70
<i>Figura 15.</i> Proyección corriente de producción de crudo campo Provincia	71
<i>Figura 16.</i> Proyección corriente de agua de producción campo Provincia.	72
<i>Figura 17.</i> Proyecto de Recobro Secundario.	72
<i>Figura 18.</i> Proyección corriente de crudo con Inyección Campo Provincia.	73
<i>Figura 19.</i> Proyección corriente de gas con Inyección Campo Provincia.	74
<i>Figura 20.</i> Proyección corriente de agua por Inyección Campo Provincia.	75
<i>Figura 21.</i> Ubicación geográfica campo Tisquirama.	76
<i>Figura 22.</i> Histórico Producción Campo Tisquirama.	77
<i>Figura 23.</i> Esquema curva básica de producción campo Tisquirama.	79
<i>Figura 24.</i> Proyección corriente de producción de crudo campo Tisquirama.....	80
<i>Figura 25.</i> Proyección corriente de producción de gas campo Tisquirama.	80

<i>Figura 26.</i> Proyección corriente de agua de producción campo Tisquirama.	80
<i>Figura 27.</i> Proyección corriente de crudo con Inyección campo Tisquirama.....	81
<i>Figura 28.</i> Proyección corriente de gas con Inyección campo Tisquirama.....	81
<i>Figura 29.</i> Proyección corriente de agua por Inyección Campo Tisquirama.....	82
<i>Figura 30.</i> Ubicación geográfica Campo San Roque.....	83
<i>Figura 31.</i> Histórico de Producción Campo San Roque.....	84
<i>Figura 32.</i> Curva básica de producción campo San Roque.	87
<i>Figura 33.</i> Esquema Producción normalizada de pozos San Roque 2007-2010.....	88
<i>Figura 34.</i> Producción incremental proyectada del campo San Roque.....	89
<i>Figura 35.</i> Proyección corriente de producción de crudo Campo San Roque	90
<i>Figura 36.</i> Proyección corriente de producción de gas Campo San Roque.	90
<i>Figura 37.</i> Proyección corriente de agua de producción Campo San Roque.	90
<i>Figura 38.</i> Proyección corriente de producción de crudo con Inyección campo San Roque.....	91
<i>Figura 39.</i> Proyección corriente de producción de gas con Inyección campo San Roque.....	92
<i>Figura 40.</i> Proyección corriente de agua de producción por Inyección campo San Roque.....	93
<i>Figura 41.</i> Procesos Misionales de Ecopetrol S.A.....	95
<i>Figura 42.</i> Esquema Proceso de Producción de crudo y gas.....	96
<i>Figura 43.</i> Esquema Proceso de tratamiento de Hidrocarburos.	98
<i>Figura 44.</i> Configuración red de distribución del campo de Producción Provincia...	99
<i>Figura 45.</i> Relación de aporte de fluidos del campo Bonanza.	100
<i>Figura 46.</i> Relación de aporte de fluidos parte norte Campo Provincia.....	102
<i>Figura 47.</i> Relación de ingreso de corrientes de flujo a Suerte.....	102
<i>Figura 48.</i> Corrientes de flujo Campo del Campo Bonanza – Provincia.....	104
<i>Figura 49.</i> Aporte de fluidos pozos campo Provincia en la estación Suerte.	104
<i>Figura 50.</i> Corrientes de flujo estación Santos, Campo Provincia.	106
<i>Figura 51.</i> Corrientes de flujo Campo de Producción Provincia – estación Santos.	107
<i>Figura 52.</i> Aporte de fluidos pozos campo Provincia en la estación Santos.....	108
<i>Figura 53.</i> Corrientes de flujo Campo de Producción San Roque.	110
<i>Figura 54.</i> Esquema de aporte de fluidos pozos campo San Roque.	111
<i>Figura 55.</i> Corrientes de flujo Campo de Producción Tisquirama.....	112
<i>Figura 56.</i> Aporte de fluidos pozos campo Tisquirama.....	112

<i>Figura 57.</i> Distribución de flujo en el campo de producción general Provincia.....	114
<i>Figura 58.</i> Subproceso de producción en estaciones de flujo.	117
<i>Figura 59.</i> Diseño separador horizontal de líquido-gas.	117
<i>Figura 60.</i> Tratador Térmico Horizontal.	122
<i>Figura 61.</i> Esquema de una curva característica de una bomba centrífuga.....	129
<i>Figura 62.</i> Proceso Lineal o por producto.....	130
<i>Figura 63.</i> Cuellos de botella de la capacidad de una estación de flujo.	131
<i>Figura 64.</i> Cuellos de botella de la capacidad con 4 operaciones.....	131
<i>Figura 65.</i> Configuración red de distribución del Campo de Producción Provincia.	133
<i>Figura 66.</i> Comparación capacidades en subsistemas estación Bonanza.	140
<i>Figura 67.</i> Comparación capacidades en subsistemas estación Suerte.....	141
<i>Figura 68.</i> Comparación capacidades en subsistemas estación Santos.	142
<i>Figura 69.</i> Comparación capacidades en subsistemas Bonanza – Suerte -Santos.	143
<i>Figura 70.</i> Representación de Ventanas operativas y guías de control.	154
<i>Figura 71.</i> Estimación de pronósticos de producción en la 1ª fase de perforación.	171
<i>Figura 72.</i> Estimación de pronósticos de producción en la 2ª fase de perforación	167
<i>Figura 73.</i> Estimación de pronósticos de producción en la fase de Inyección.	167
<i>Figura 74.</i> Esquema de la capacidad de extracción en la cadena de producción..	171
<i>Figura 75.</i> Curvas de declinación en la producción básica de los campos.	172
<i>Figura 76.</i> Esquema utilización facilidades estación suerte.....	173
<i>Figura 77.</i> Esquema de interconexión propuesto para la estación Bonanza	174
<i>Figura 78.</i> Representación de UCI y ECD en los sub-sistemas SPS.....	174
<i>Figura 79.</i> Representación de UCI y ECD en los sub-sistemas SPT.....	175
<i>Figura 80.</i> Utilidad de la capacidad instalada del SPT básica corregida.	176
<i>Figura 81.</i> Representación de UCI y ECD en los sub-sistemas SPA.....	176
<i>Figura 82.</i> Representación de UCI y ECD en los sub-sistemas SPB.....	177
<i>Figura 83.</i> Representación de UCI y ECD proyectado para el primer escenario ...	179
<i>Figura 84.</i> Pronóstico producción Incremental Fase I.	180
<i>Figura 85.</i> Representación de las UCI y ECD en la primera fase de perforación. .	181
<i>Figura 86.</i> Representación de la UCI del subsistema SPB.....	183
<i>Figura 87.</i> Esquema de expansión de la capacidad en la 1ª fase de perforación..	188
<i>Figura 88.</i> Pronóstico producción Incremental Fase II.	189
<i>Figura 89.</i> Representación de las UCI y ECD en la 2ª fase de perforación.	187

<i>Figura 90.</i> Esquema de expansión de la capacidad en la 2ª fase de perforación..	189
<i>Figura 91.</i> Pronóstico producción Incremental Fase III.	191
<i>Figura 92.</i> Gráficas de las UCI y EDC en la 3ª fase de perforación.....	192
<i>Figura 93.</i> Esquema de expansión de la capacidad de la 3ª fase de perforación..	193
<i>Figura 94.</i> Gráficas de las UCI y ECD en los campos Tisquirama y San Roque ...	196
<i>Figura 95.</i> Esquema proceso de liquidación de regalías.	207
<i>Figura 96.</i> Esquema distribución de regalías en Colombia	207
<i>Figura 97.</i> Aplicación de porcentaje de regalías.....	208
<i>Figura 98.</i> Costos de perforación pozos en Latinoamérica.....	209
<i>Figura 99.</i> Ejemplo de un esquema de árbol de decisión para perforar un pozo...	218
<i>Figura 100.</i> Esquema diagrama de influencia.....	220
<i>Figura 101.</i> Curvas de producción de BOEPD en el primer escenario.	222
<i>Figura 102.</i> Esquema de UCI más críticas en el 1 ^{er} escenario de producción.	223
<i>Figura 103.</i> Representación punto equilibrio producción básica campo Provincia.	224
<i>Figura 104.</i> Representación del Ebitda en el primer escenario de producción.	225
<i>Figura 105.</i> Curvas de producción de BOEPD en el segundo escenario.	226
<i>Figura 106.</i> Representación de UCI más críticas en la 1ª fase de perforación.	227
<i>Figura 107.</i> Representación punto equilibrio primera fase de perforación.	228
<i>Figura 108.</i> Representación del Ebitda en la primera fase de perforación.....	229
<i>Figura 109.</i> Curvas de producción de BOEPD en el tercer escenario.	230
<i>Figura 110.</i> Gráfica de UCI más críticas en la segunda fase de perforación	231
<i>Figura 111.</i> Representación punto equilibrio segunda fase de perforación.....	233
<i>Figura 112.</i> Representación del Ebitda en la segunda fase de perforación.....	233
<i>Figura 113.</i> Curvas de producción de BOEPD en el cuarto escenario.	234
<i>Figura 114.</i> Gráfica de UCI más críticas en la tercera fase de perforación.	235
<i>Figura 115.</i> Representación punto equilibrio cuarto escenario de producción.....	236
<i>Figura 116.</i> Representación del Ebitda en la tercera fase de perforación.....	236
<i>Figura 117.</i> Esquema diagrama de influencia para los escenarios de producción.	242
<i>Figura 118.</i> Esquema diagrama de influencia para los escenarios de producción.	243
<i>Figura 119.</i> Esquema estrategia óptima escenarios de producción.....	244
<i>Figura 120.</i> Análisis de sensibilidad con el parámetro de volumen de producción esperada.....	245

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. <i>Características de las Formaciones Productoras Campo Bonanza.</i>	58
Tabla 2. <i>Corrientes de Producción Campo Bonanza.</i>	59
Tabla 3. <i>Proyección Fase I Campaña de perforación Campo Bonanza.</i>	60
Tabla 4. <i>Proyección Fase II Campaña de perforación Campo Bonanza.</i>	61
Tabla 5. <i>Formaciones Productoras Campo Provincia.</i>	65
Tabla 6. <i>Propiedades Promedio por Arenas del Campo Provincia.</i>	67
Tabla 7. <i>Características de las Formaciones Productoras del Campo Provincia</i>	68
Tabla 8. <i>Corrientes de Producción Campo Provincia.</i>	69
Tabla 9. <i>Corrientes de Producción Campo Tisquirama</i>	78
Tabla 10. <i>Factor de Recobro actual Campo Tisquirama</i>	79
Tabla 11. <i>Propiedades promedio por formación campo San Roque.</i>	86
Tabla 12. <i>Unidad Litológica Campo San Roque.</i>	85
Tabla 13. <i>Factor de recobro actual del campo San Roque</i>	87
Tabla 14 <i>Corrientes de Producción Campo San Roque.</i>	89
Tabla 15: <i>Fases de perforación proyectadas para el Campo San Roque.</i>	89
Tabla 16. <i>Caracterización Campo de Producción Bonanza.</i>	99
Tabla 17. <i>Caracterización Campo de Producción Provincia – Estación suerte:</i>	102
Tabla 18. <i>Corrientes de flujo Campo del Campo Bonanza - Provincia.</i>	103
Tabla 19. <i>Producción estación Santos, Campo Provincia.</i>	105
Tabla 20. <i>Corriente de flujo Campo de Producción Provincia – estación Santos.</i> .	106
Tabla 21. <i>Corrientes de flujo Campo San Roque.</i>	110
Tabla 22. <i>Corrientes de flujo Campo Producción Campo Tisquirama.</i>	111
Tabla 23. <i>Producción por estaciones Campo de Producción Provincia.</i>	115
Tabla 24. <i>Dimensiones o presiones típicas para Tratadores Horizontales.</i>	123

Tabla 25. <i>Capacidad operativa de SPS del Campo Provincia</i>	134
Tabla 26. <i>Capacidad operativa de SPT del Campo Provincia</i>	135
Tabla 27. <i>Capacidad operativa de SPA del Campo Provincia</i>	137
Tabla 28. <i>Capacidad operativa de SPB del Campo Provincia</i>	138
Tabla 29. <i>Determinación de capacidades existentes</i>	161
Tabla 30. <i>Determinación factor de utilización y eficiencia para los sub-sistemas</i> . 163	
Tabla 31. <i>Determinación del colchón de la capacidad</i>	169
Tabla 32. <i>Relación promedio de UCI y ECD en los sub-sistemas en campo</i>	178
Tabla 33. <i>Sub-sistemas del proceso que afectan la primera fase de perforación</i> . 183	
Tabla 34. <i>Sub-sistemas del proceso que afectan la segunda fase de perforación</i> 188	
Tabla 35. <i>Sub-sistemas del proceso que afectan la tercera fase de perforación</i> .. 190	
Tabla 36. <i>Sub-sistemas de campos Tisquirama y San Roque en Santos</i>	192
Tabla 37. <i>Costo de equipos necesarios para la primera campaña de perforación</i> . 227	
Tabla 38. <i>Costo de equipos necesarios para la segunda campaña de perforación</i> .232	
Tabla 39. <i>Costo de equipos necesarios para la tercera campaña de perforación</i> . 235	
Tabla 40. <i>Variables de los escenarios de producción incremental</i>	241

Resumen

Título: Modelo de planeación integral de capacidades operativas para el campo de producción Provincia, perteneciente a la Gerencia de Operaciones y Desarrollo de Mares, Ecopetrol S.A.

Autor: Ericcksson Barajas Martínez.

Palabras Claves: Campos maduros, capacidades operativas, planeación integral, facilidades de superficie, estaciones de flujo, hidrocarburos, teoría de la decisión, diagramas de influencia.

Descripción:

Este trabajo presenta un modelo de planeación integral de capacidades de operación que permite determinar el rendimiento real y potencial del crudo y gas en cada uno de los procesos que se llevan a cabo en el sistema de producción en un campo petrolero, y la identificación de los cuellos de botella en cada una de las estaciones de flujo y su interacción con la red de distribución del producto, con el fin de mejorar el proceso actual de manejo de producción y para poder cumplir con los pronósticos de producción incremental a través de la ejecución de fases de una campaña de perforación de pozos.

Se desarrolla principalmente a través de la caracterización del campo de Producción Provincia, uno de los campos maduros del Valle del Magdalena Medio como caso de estudio, ubicado en el departamento de Santander y perteneciente a Ecopetrol S.A., y se presenta un análisis entre la producción básica actual y los diferentes escenarios de curvas de producción incremental prevista como desarrollo del campo de producción para los siguientes veinticinco (25) años.

Con base en estos comportamientos de producción se propone un modelo de toma de decisiones basado en diagramas de influencia, para evaluar diferentes escenarios de producción y definir la estrategia y la táctica que pueda maximizar el valor del yacimiento y extender su punto de equilibrio económico.

Abstract

Title: Comprehensive operational capacity planning model for the province production field belonging to the management of mares operations and development, Ecopetrol S.A.

Author: Ericcksson Barajas Martinez.

Key words: Mature fields, operational capabilities, integral planning, surface facilities, flow stations, influence diagrams.

Description:

This work presents a model of integral planning of operation capacities that allows to determine the actual and potential yield of crude oil and gas in each one of the processes that are carried out in the production system in an oil field, and the identification of the Bottlenecks at each of the flow stations and their interaction with the product distribution network in order to improve the current production management process and to be able to meet incremental production forecasts through the execution of Phases of a well drilling campaign.

It is developed mainly through the characterization of the Province Production field, one of the mature fields of the Magdalena Medio Valley as a case study, located in the department of Santander and belonging to Ecopetrol SA, and an analysis is presented between basic production Current and different scenarios of incremental production curve predicted as development of the field of production for the next twenty-five (25) years.

Based on these production behaviors, a decision-making model based on influence diagrams is proposed to evaluate different production scenarios and define the strategy and tactics that can maximize the reservoir value and extend its economic equilibrium point.

Introducción

Las decisiones de inversión del mercado petrolero son cada vez más rigurosas debido a los altos niveles de riesgo y los costos asociados al descubrimiento de yacimientos de petróleo, por ello, las empresas productoras de petróleo y gas explotan mejor el potencial económico de sus campos maduros buscando utilizar menos recursos y dineros en programas que pueden generar altos riegos.

Los campos maduros se caracterizan por su largo tiempo de operación y su declinación constante en la curva básica de producción, sin embargo, mediante la activación de campañas de perforación, se puede generar un incremento real en las reservas del campo al aumentar su factor de recobro es decir, aumentar su rentabilidad de operación. Estos campos ya tienen una infraestructura física existente, no es necesario hacer grandes inversiones en sistemas de tratamientos o transporte.

El presente trabajo de investigación se desarrolla principalmente a través de la caracterización del campo de producción Provincia, como caso de estudio conformado a su vez por varios campos maduros de la cuenca del valle del Magdalena Medio, perteneciente a la empresa operadora Ecopetrol S.A. En cada uno de los campos de producción de crudo y gas, se presenta el posible desarrollo de escenarios o fases de maduración de las campañas de perforación de pozos nuevos,

representando el aumento del factor de recobro de forma escalonada para cada fase de perforación y de esta manera, modificar la curva básica de declinación con una curva de producción incremental, generando mayor rentabilidad para los activos.

Durante la proyección de los pronósticos de producción incremental en los campos de crudo y gas a intervenir se ha encontrado que las estaciones de recolección y parte de la infraestructura petrolera de los campos ya no cuentan con la misma disposición física de hace cincuenta años y que la capacidad de operación de cada uno de los sub-sistema de procesos en las estaciones de flujo no se ha analizado ni evaluado integralmente para soportar dicha producción incremental.

Lo anterior ha generado retos en relación al diseño de herramientas que permitan modelar integralmente la capacidad real y proyectada de un campo petrolero y su relación con el manejo eficiente de la producción, y determinar la manera en cómo influyen las capacidades de operación de un campo petrolero en las campañas de perforación.

Con el fin de mejorar el proceso actual de manejo de producción del campo de producción Provincia y para poder cumplir con los pronósticos de producción incremental, se plantea en este trabajo un modelo de planeación integral de capacidades de operación que permita determinar el rendimiento real y potencial del crudo y gas en cada uno de los procesos que se llevan a cabo en el sistema de producción del campo Provincia.

Para lograr este objetivo, este trabajo desarrolla en cada uno de sus capítulos las siguientes actividades:

En el capítulo uno se presentan conceptos básicos entre los cuales se explican las fases que compone el ciclo de vida de un campo petrolero, la clasificación de las reservas petroleras y la declinación natural que se presenta en la producción de los campos maduros. También se explica y describe de forma sencilla una metodología para elaborar las curvas de declinación exponencial del campo de estudio a partir de su histórico de producción y con base en una estrategia de desarrollo prevista para cada campo, se identifican posibles etapas de pronósticos de producción básica e incremental.

En el capítulo dos se habla principalmente de la caracterización de los procesos de producción de crudo y gas en los campos petroleros de Ecopetrol. En este capítulo se presenta la caracterización de los campos de producción de estudio a través de los procesos extracción y recolección de fluidos y la descripción de las principales etapas del proceso de transformación del crudo y gas, clasificándolas en subsistemas de procesos de producción permitiendo de esta forma, detallar y analizar las capacidades operativas que las conforman y la identificación de las restricciones de flujo que se puedan presentar en el manejo de la producción.

El capítulo tres tiene por nombre la utilidad de la capacidad instalada. Se describe la definición de cada una de las capacidades que componen un sistema de producción y la relación que existe con los sub-sistemas de procesos y a través del desarrollo de un modelo de planeación integral de capacidades, se plantea una estrategia para presentar diferentes escenarios de producción incremental a partir de una capacidad existente, una estimación de necesidades futuras y tácticas para modificar la capacidad operativa.

En el capítulo cuarto se presenta la estructura del modelo de planeación integral de capacidades. Se describe el paso a paso que se debe seguir, para evaluar realmente cuál sería la capacidad disponible de las instalaciones y las necesidades que se requiere para solventar una demanda producción incremental a través de la presentación de diferentes escenarios de producción, con el fin de presentar alternativas que sean viables desde el punto de vista operativo y económico.

En el capítulo quinto se presenta el desarrollo de un modelo de toma de decisiones para evaluar los escenarios de producción esperados de crudo y gas dentro de los límites de las capacidades operativas que conforman el campo de producción de estudio. Se presenta la definición de algunos factores de decisión importantes que pueden intervenir en la toma de decisiones, las técnicas que pueden ayudar a realizar la evaluación de criterios de rentabilidad, el análisis económico de cada escenario de producción presentado y por último, la estructuración y evaluación de una alternativa viable económicamente utilizando una herramienta de modelo de toma de decisiones como el diagrama de influencia.

1. Generalidades del proyecto

1.1 Planteamiento del problema

El Campo de Producción Provincia se encuentra conformado por cuatro campos petroleros denominados Provincia, Bonanza, Tisquirama y San Roque, y hacen parte de los campos maduros de operación directa de la Gerencia de Operaciones y Desarrollo de Mares, de Ecopetrol S.A. Estos campos se encuentran geográficamente distribuidos en diferentes municipios de los departamentos de Santander y Cesar. El campo Provincia se encuentra ubicado en el municipio de Sabana de Torres (Santander); Campo Bonanza, en el municipio de Rionegro (Santander) y los campos Tisquirama y San Roque, en el municipio de San Martín (Cesar).

Estos campos maduros llevan operando más de cincuenta años en el valle del Magdalena medio y por tanto, ya muestran una declinación constante en la curva básica de producción. Un aumento significativo de la productividad en estos campos, puede representar un incremento real en las reservas de la gerencia al aumentar su factor de recobro, es decir, aumentar su rentabilidad de operación.

El sistema de producción de crudo y gas de un campo petrolero está conformado básicamente por los yacimientos, los pozos de producción completados en dichos yacimientos, con sus respectivos equipos de levantamiento artificial, seguidos de las facilidades de superficie que

integran los procesos de recolección, separación, tratamiento, almacenamiento y despacho de fluidos (crudo, agua y gas) hacia los puntos de control o estaciones principales recolección y transferencia de custodia. Cada campo de producción es único, tienen características particulares y el manejo de la producción es complejo. Los cuatro campos petroleros aportan su producción de forma independiente y transfieren su producto a través de oleoductos y gasoductos de manera integral hasta una estación Central, antes de ser despachada y entregada al cliente (Refinería) en condiciones estándar.

Los campos y las estaciones de recolección ya tienen una infraestructura existente y no se ha requerido hacer grandes inversiones en los sistemas de procesos de recolección, tratamiento, almacenamiento o transporte, debido a que la curva básica de producción no se ha incrementado. A través de los años, algunos equipos y facilidades de las estaciones han sido retirados o transformados como cambios de mejora y como reemplazo de fallas de equipo.

Actualmente, en cada uno de los campos de producción de crudo y gas, se está desarrollando por etapas o fases de maduración, una campaña de perforación de nuevos pozos de producción y la re-activación de pozos inactivos con trabajos de workover, para aumentar el factor de recobro de forma escalonada y lograr modificar la curva básica de producción con producción incremental.

Actualmente no se evalúan los cuellos de botella del proceso de producción, ni se identifica la capacidad instalada y disponible de los diferentes sub-sistemas de producción e indicadores de gestión que midan la eficiencia y eficacia del campo en términos de productividad operativa.

“El principio de enfoque basados en Procesos sostiene que un resultado se alcanza más eficientemente cuando las actividades y los recursos se gestionan como un Proceso” (Beltran et al, 2002, p.13). Un paso fundamental para encontrar el mejoramiento de la producción en los campos de crudo y gas, consiste precisamente en identificar con claridad aquellos procesos que tienen cuellos de botella o recursos restrictivos de capacidad.

Como tampoco existen herramientas formales para estimar la demanda total y el tiempo que dedica la operación en conseguir el producto deseado, (volúmenes de crudo y gas en condiciones estándar). Lo anterior dificulta el proceso de planeación y programación de la producción que tenga en cuenta los requerimientos de la producción incremental y permita tomar decisiones estratégicas y tácticas de producción (Por ejemplo: posible ampliación de la capacidad de los equipos de producción y confiabilidad en desempeño del sistema), que incrementen la productividad en las estaciones de flujo, facilidades de superficie o equipos críticos.

1.2. Justificación y delimitación del estudio

Para incorporar nuevas reservas de producción de barriles equivalentes en los campos maduros de la cuenca del valle del Magdalena Medio, la Gerencia de Operaciones de Mares requiere implementar proyectos de recuperación y aumento de recobro de producción en los pozos de producción de crudo y gas. Estos proyectos de inversión requieren grandes recursos económicos para viabilizar su permanencia en el mercado petrolero.

Esta investigación pretende desarrollar un modelo de planeación integral de capacidades de un campo petrolero que tenga en cuenta diferentes comportamientos de producción y genere información útil a los directores de operaciones de la gerencia para la toma de decisiones, estrategias y tácticas de producción, como la ampliación de la capacidad de los equipos y confiabilidad en desempeño del sistema.

Los proyectos de inversión no solo deben contar con los pronósticos de producción incremental de los pozos de producción, sino también deben contar con las capacidades instaladas en los campos de producción. El cronograma de actividades de una campaña de perforación y la re-activación de pozos inactivos se puede ver afectada si no se considera el cálculo del manejo de producción de las instalaciones existentes.

Los proyectos de inversión se presentan en diferentes fases de maduración o etapas a través del tiempo, permitiendo de esta manera viabilizar la continuidad en la ejecución de obras del

proyecto, dependiendo de los resultados positivos que se generen en el campo de producción. Cada campo de producción petrolero es único, tiene características particulares y el manejo de su operación puede ser complejo, sin embargo, el beneficio que se logre a través de métodos operativos en un campo en particular, puede replicarse en otros campos, si se considera un modelo o patrón en el manejo eficiente de la producción.

Evaluar la mejor alternativa o escenario de inversión para la construcción de nuevos equipos o facilidades, a mediano y largo plazo, puede aumentar el valor del activo elevando la producción del campo al tener una visualización futura del manejo eficiente de operación, maximizando el valor del yacimiento mediante la optimización del mismo y extendiendo su vida económica. Con base en lo anterior, este trabajo desarrolla los siguientes objetivos:

1.3. Objetivos de la investigación

Los siguientes son los objetivos que orientan esta investigación:

1.3.1. Objetivo general

Diseñar un modelo de planeación integral de las capacidades de operación de un campo petrolero, que permita determinar los requerimientos y especificaciones de umbral de rentabilidad en cada uno de los sistemas operativos durante el manejo de la producción del campo y el rendimiento para diferentes comportamientos de producción incremental.

1.3.2 Objetivos específicos

1. Determinar las curvas de producción básica del campo de producción Provincia y los pronósticos de producción incremental de reservas.
2. Caracterizar el campo de producción y sus componentes como un sistema integral, y calcular la utilidad de la capacidad instalada de los sub-sistemas de producción.
3. Desarrollar un modelo de planeación integral de las capacidades de operación del campo Provincia que permita integrar las variables presentes en cada uno de los sub-sistemas que la componen.
4. Desarrollar un modelo de toma de decisiones que evalúe los diferentes escenarios de producción básica e incremental del activo, con base en las curvas de oferta - demanda y su interacción con las capacidades de operación.

1.4. Marco Teórico

El petróleo es el principal combustible que mueve a la economía mundial. El “oro negro” seguirá siendo por muchos años la fuente de energía no renovable más importante en nuestras vidas cotidianas, para movilizarnos, para generar calor, electricidad y como materia prima para muchos artículos que utilizamos en nuestros hogares. Tenemos conocimiento que ya existen otras fuentes alternativas de energía y particularmente de recursos renovables que pueden llegar a cambiar la manera de operar el mundo actual. Paulatinamente estas alternativas se están presentando como los nuevos pensamientos de desarrollo para la humanidad, sin embargo, estaremos inmersos por algún tiempo por esta fuente de energía.

Mientras algunas empresas en el mundo buscan recursos económicos para obtener otras fuentes de energía limpias, y que se puedan generar un bajo costo en comparación con el mercado energético, los países productores de petróleo también están buscando afanadamente cómo pueden reducir sus gastos de inversión y operación para gestar una mayor rentabilidad en sus activos.

Las empresas petroleras tratarán de evitar perder grandes inversiones económicas en exploraciones y en áreas completamente desconocidas y que por lo general, han aportado resultados nefastos o completamente nulos, han preferido invertir sus portafolios en aquellos campos que ya son seguros, es decir, invertir en aquellos campos maduros que ya han aportado bienes por mucho tiempo.

La empresa estatal Colombiana, las empresas operadoras privadas y las empresas prestadoras de servicios petroleros no son ajenas a esta tendencia mundial, cada vez es más difícil encontrar un yacimiento que pueda aportar un abastecimiento energético al país, por ello, el Ministerio de Minas y Energía (MME), con el apoyo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) han planteado en el Plan Energético Nacional para los años 2006-2025, incrementar los niveles de producción, manteniendo y acrecentando la horizonte de reservas (UPME, 2003).

Luego de una revisión de la bibliografía sobre el tema especialmente en información de la caracterización de los campos maduros a nivel mundial, varios autores permiten afirmar que el mejoramiento de los procesos de operación y la recuperación desde los yacimientos conocidos implicarían la incorporación de nuevas reservas.

En Colombia, según los reportes de la Unidad de Planeación Minero Energética los niveles de producción de crudo y gas en los últimos años ha venido declinando, aunque en el año 2006 y gracias a los programas en la operación directa y la implementación de nuevas tecnologías se logró contener la disminución acelerada que se venía presentando desde los comienzos del milenio (UPME, 2003).

De igual manera, tomando como referencia los resultados obtenidos en otros países en el aumento de reservas petroleras en los campos maduros, el ingeniero Bacigalupo (2003) explica cómo se obtuvieron los resultados a través del uso de tecnologías apropiadas para los campos de Argentina “Cualquier campo se puede recuperar, pero lo importante es el análisis que se haga para

valorar realmente las condiciones de suelo y los demás elementos que deben facilitarse para conseguir los mejores resultados” (Bacigalupo, 2003, p. 3).

En el mes de octubre del año 2006, en el Club Campestre de la ciudad de Bucaramanga (Santander), la Universidad Autónoma de Bucaramanga llevó a cabo un Foro Técnico sobre campos Maduros, donde participaron varios expertos sobre el tema, incluyendo los expertos Usman Ahmed, Luis V. Bacigalupo y Pedro Gamboa, ingeniero investigador de la empresa Baggers Hughes, lograron explicar con gran preocupación para dónde se dirige la economía petrolera mundial y nacional, si no encontramos de manera pronta, otras fuentes de energía como alternativa y a su vez, como podemos mejorar la producción en los campos maduros del país aumentando su factor de recobro, es decir, mejorando los procesos de producción en nuestros yacimientos.

Los campos maduros pueden generar un valor agregado solamente aumentando su factor de recobro a través de la perforación de pozos de desarrollo, pozos de avance y la incorporación de métodos de recobro secundario que permitan inyectar energía a los yacimientos.

América Latina tiene 1.700 campos produciendo crudo que se vierte sobre el terreno, con volúmenes del 5,3 millones de barriles por día, y el 45% de estos yacimientos y casi 800 campos de producción tienen más de 30 años de historia. (Gutiérrez, 2011, p. 48).

Gutiérrez (2011), también afirma que “en los países de Colombia, Venezuela y Argentina, existe el 80% de la reserva remanente de los campos de crudo de América Latina” (p. 48). La mayoría de los campos productores en Colombia son campos maduros, campos con más de 50

años de operación que han aportado gran parte de sus reservas in situ, existen varios autores de diversas empresas que han presentado técnicas de cómo aumentar la producción de estos campos mediante la aplicación de correctos sistemas de levantamiento y nuevas herramientas tecnológicas para mejora la producción de los campos.

La mayoría de estas publicaciones realizan propuestas, metodologías y sinergias para interactuar desde el mismo inicio de explotación del yacimiento para mejorar la producción del campo. Los ingenieros Gil y Chamorro han investigado y publicado varios artículos sobre las técnicas recomendadas para el aumento de producción en campos Maduros (Gil, 2009).

Cuando se presentan proyectos de inversión que pueden viabilizar el desarrollo de los campos maduros para aumentar su producción, se argumenta categóricamente el aumento del factor de recobro a través de la implementación de campañas de perforación es decir, la creación de nuevos pozos de producción, y junto con ellos, la intervención de aquellos pozos que se encuentran inactivos en el campo y que posiblemente se podrían recuperar a través de la interpretación de registros mecánicos y trabajos de estimulaciones orgánicas.

La incorporación de proyectos pilotos de inyección de fluidos también puede aumentar la presión del yacimiento, no obstante podemos afirmar primordialmente que la mayoría de estos campos maduros ya tienen una infraestructura que ha envejecido progresivamente con el yacimiento.

Para la proyección del recibo de una producción incremental en una estación de flujo se debe considerar de igual forma la proyección de la capacidad y los equipos existentes, no podemos separar de manera independiente el aporte de producción incremental y la capacidad de las instalaciones.

En la literatura técnica en Ingeniería de petróleos se tienen documentos y artículos donde se explica cómo se debe calcular la capacidad de operación de un equipo, el diseño de una instalación, el cumplimiento y aplicación de normas estándar internacionales, pero no se ha escrito mucho acerca del análisis integral entre la eficiencia real de las instalaciones puestas en marcha (campo de producción en general) y cómo se desarrollaría en diferentes escenarios para soportar una producción incremental.

Se toma como referencia de investigación y como de estudio el campo de producción Provincia, campo maduro ubicado en valle del Magdalena medio el cual tiene la particularidad de contar con diferentes áreas ubicadas de manera dispersa geográficamente del mismo modo, cuenta con sistemas de levantamiento de superficie diferentes, posee características de crudos de distintas gravedades específicas y lo más importante, tiene aprobado y vigente una campaña de perforación en cada una de sus áreas. Se cuenta con referencias bibliográficas particulares de la empresa, informes de desarrollo de campañas de perforación y publicaciones realizadas por la empresa.

En el mes de diciembre del año 2013, la UPME presenta la transformación y los horizontes que tiene el país en la materia minero-energética, la política petrolera vigente y en el capítulo cuarto hace énfasis en los nuevos esquemas de contratación que se tienen con las empresas

operadoras del país incentivando a la incursión en sistemas de recobro mejorado en campos maduros para aumentando su factor de recobro (UPME, 2013).

Leyva, Herrera & Cárdena (2014) presentan una panorámica general sobre el comportamiento que tienen las reservas de hidrocarburos en el país, visto desde un punto de vista económico con el apoyo de los informes presentados por el UPME y la ANH correspondientes para los años 2013-2035. Los resultados obtenidos presentan un país con potencial para incorporar reservas siempre y cuando se apalanque la inversión en la exploración que a su vez estaría sujeta a los precios del crudo a nivel internacional.

2. Metodología para elaborar curvas y pronósticos de producción

2.1 Información de referencia

2.1.1 Campo maduros

Los campos maduros se caracterizan porque llevan operando muchos años y muestran una declinación constante en la curva básica de producción sin embargo, un aumento significativo de la productividad en estos campos puede representar un incremento real en las reservas al aumentar su factor de recobro, es decir, aumentar su rentabilidad de operación. Estos campos ya tienen una infraestructura existente y no es necesario hacer grandes inversiones en sistemas de tratamientos o transporte.

Existen varias opciones para aumentar la producción y por ende la recuperación de hidrocarburos y una de ellas es el “manejo eficiente de la producción” que puede marcar la diferencia entre conservar un activo y abandonar económicamente un campo (Lowe & Trotter, 2009). A través de un modelo de planificación integral de capacidades operativas de sus instalaciones físicas, las empresas petroleras pueden verificar de manera funcional el manejo eficiente de las operaciones de la producción actual y futura, para lograr ciertamente sus estrategias empresariales.

Afirma Usman Ahmed, gerente de Campos Marginales de la empresa Schlumberger:

Con sólo recuperar el uno por ciento (1%) del petróleo que todavía no se ha podido extraer de los yacimientos en producción desde hace 30 años, las industrias de hidrocarburos del mundo obtendrían unos diez (10) mil millones de barriles de crudo adicionales (mil seiscientos (1.600) millones de metros cúbicos) equivalentes al volumen mundial de reservas. (Usman, 2004, p.1).

Según informe de la ANH (2015) la producción diaria estimada promedio mensual de crudo petróleo en Colombia, con corte a 30 de abril de 2015 es de 1.028 KBPD (Miles de barriles promedio por día) y la producción de crudo promedio a la fecha fue de 1.029 KBPD.

La UPME (2013) afirma: “El setenta y cinco por ciento (75%) de la incorporación de nuevas reservas en Colombia, durante los últimos 10 años ha sido generado en campos en producción, mientras que los nuevos descubrimientos solo han aportado el 25 por ciento” (p.64). En otras palabras, de cada diez barriles de nuevas reservas, siete punto cinco barriles han venido de campos ya descubiertos.

Al dirigir su mirada hacia los campos maduros, las empresas petroleras tienen como objetivo revivir activos que antes no representaban mayores utilidades por los altos costos de operación y que hoy en día se pueden hacer rentables; disponer de la infraestructura instalada en dichos activos para continuar con los procesos de producción, almacenamiento y transporte, y obtener beneficios en un menor plazo de tiempo.

En Colombia, tanto la empresa estatal como las empresas privadas no son ajenas a esta tendencia mundial, en los últimos años se han realizado grandes inversiones en exploración y perforación con un riesgo muy alto para este tipo de inversiones y aún no se ha logrado encontrar un yacimiento que pueda aumentar los activos, y sí se han encontrado que los costos para su extracción son tan altos que no viable económicamente realizar su explotación.

Hoy en día, el país cuenta con activos que se encuentran en su etapa de declinación marginal dentro de la producción total, pero cuyo potencial puede ser apreciable. Colombia produce hoy más un millón de barriles equivalentes por día (crudo y gas) y la mayor parte (90%) provienen de los campos maduros, descubiertos hace más una década, que hacen parte de la operación directa de Ecopetrol o de los esquemas de asociación vigentes hasta 2003 con los que se descubrieron y se siguen administrando campos como Caño Limón, Cusiana o los de gas de la Guajira.

Según la ANH (2015) sólo el 10% restante de la producción actual, unos 100 mil millones de barriles equivalentes por día, son extraídos con el esquema del nuevo contrato de la ANH, conocido como una concesión moderna. Al sumar todos los campos, el estado colombiano se queda con cerca del 80 % de la renta.

Al igual que sucede en el contexto internacional, Ecopetrol tiene varias razones para dirigir sus miradas a algunos proyectos en campos maduros. La mejor opción que ha encontrado es diversificar sus inversiones y mercados y destinar una buena parte de sus esfuerzos, rublos e inversiones a incrementar las reservas y la rentabilidad de aquellos campos que se encuentran en producción ya hace muchos años, y que aún siguen generando valor para la empresa. La ventaja

es que hace varias décadas no existía la tecnología que hoy en día las empresas de servicios petroleros ofrecen o simplemente para aquella época resultaban completamente muy costosas.

¿Cuáles son los proyectos de optimización que recomiendan los expertos para aplicar en los campos maduros? A continuación, se relacionan tres (3) proyectos planteados como estrategia de negocio:

1. Prolongar la vida útil de los campos maduros que hoy no representan mayores utilidades a la empresa mediante la optimización de su operación, con el objetivo de hacerlos rentables y regresar parte de la producción que tuvieron en décadas pasadas.
2. Aprovechar y optimizar la capacidad instalada de la infraestructura disponible en dichos activos para la producción, tratamiento, almacenamiento y transporte.
3. Incrementar reservas, producción y rentabilidad de los activos maduros mediante la aplicación de sistema de recobro mejorado.

Estos proyectos, a diferencia de la tarea de emprender una nueva exploración permiten obtener beneficios en un menor plazo de tiempo para la empresa.

2.1.2 Ciclo de vida de un campo petrolero.

Un campo petrolero puede contener uno o varios yacimientos, todos ellos agrupados o relacionados de acuerdo a los mismos aspectos geológicos estructurales o condiciones estratigráficas. Guzmán (2010) comenta en su tesis de grado que pueden existir dos o más

yacimientos en un campo separados verticalmente por una capa de roca impermeable o lateralmente por barreras geológicas, o por ambas.

La búsqueda de hidrocarburos (petróleo y gas) en el subsuelo es un proceso muy complejo y se requiere la utilización de herramientas especializadas, como las físicas y las informáticas. Tan pronto se genere el hallazgo de un campo o activo petrolero, comienza su ciclo de vida, el cual se encuentra conformado por diferentes etapas:

Fase de exploración

Fase de desarrollo

Fase de abandono

2.1.2.1 Fase de exploración.

En la fase de exploración se tienen dos etapas:

La primera etapa es el descubrimiento como tal del activo donde se evalúa el potencial del yacimiento. En esta etapa se determina si la cuenca contiene cantidades económicamente significativas de petróleo y gas, se conocen las características principales del yacimiento en su formación productora principalmente los parámetros básicos de permeabilidad, porosidad, saturación, etc. De igual manera se identifica la distribución y calidad de hidrocarburos y gas en el yacimiento.

La segunda etapa es la evaluación del activo, donde se localizan las oportunidades no probadas, la ubicación de los pozos horizontes del yacimiento y el análisis y viabilidad económica del funcionamiento de la infraestructura de producción.

2.1.2.2 Fase de Desarrollo.

En esta etapa iniciamos con la perforación de los pozos de producción, la explotación del yacimiento y la construcción de facilidades de superficie para los procesos de recolección, almacenamiento y despacho de crudo y gas; en pocas palabras, comenzamos a desarrollar el campo y a producirlo. Esto se logra inicialmente de forma primaria, aprovechando la energía natural del yacimiento para explotarlo y posteriormente de manera secundaria (Inyección de fluidos para mantener la presión del yacimiento) o terciaria (métodos de recuperación mejorada), utilizando técnicas y tecnologías para ampliar su recuperación final.

Esta secuencia cronológica no siempre se cumple para todos los campos, ya que en ocasiones las operaciones de producción no se llevan a cabo en el orden especificado.

Debido a los procesos de extracción de fluidos, ocurre el fenómeno de depletación del yacimiento, es decir, la presión del yacimiento declina a causa de la explotación constante de hidrocarburos. Cuando la presión inicial del yacimiento no es suficiente para que los pozos fluyan es necesario recurrir a los sistemas de levantamiento artificial de producción conocidos en la industria para llevar los hidrocarburos a la superficie.

2.1.2.3 Fase de abandono.

La etapa que ninguna empresa quiere vivir es la terminación de la producción, el abandono de los pozos y el desmantelamiento de las instalaciones de producción.

A medida que los yacimientos van envejeciendo, van perdiendo su producción o se acercan a niveles marginales económicos que no son rentables para seguir con su explotación. En este momento se hace más frecuente la idea de abandonar los pozos y las facilidades que conforman el campo petrolero.

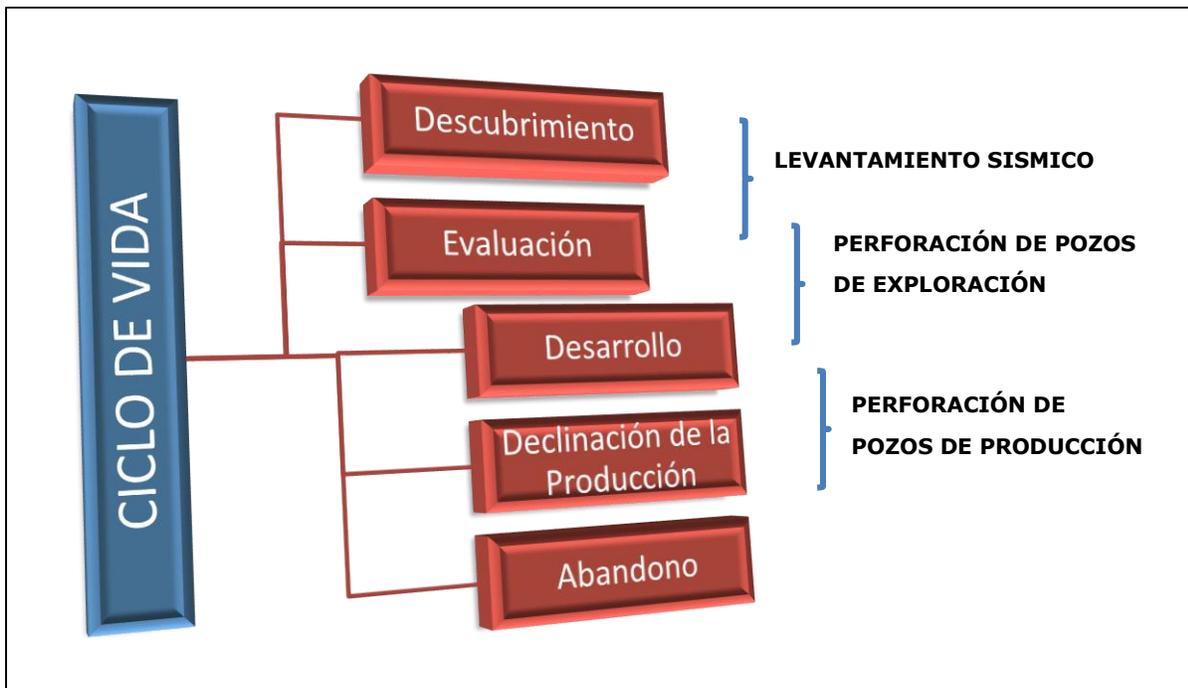


Figura 1. Esquema ciclo de vida de un campo petrolero. Tomado de la Geoquímica y ciclo de vida de un activo petrolero, Guzmán, M. (2012).

2.1.3 Reservas petroleras.

Las reservas de petróleo y gas de un yacimiento como se representa en la figura 2, hacen referencia al volumen de hidrocarburos que será posible extraer del mismo yacimiento en condiciones rentables a lo largo de toda su vida útil. Para determinar las reservas de un yacimiento lo primero que se debe saber es, cuánto petróleo o gas contiene el yacimiento lo que se conoce como “Petróleo original in situ” (OOIP).

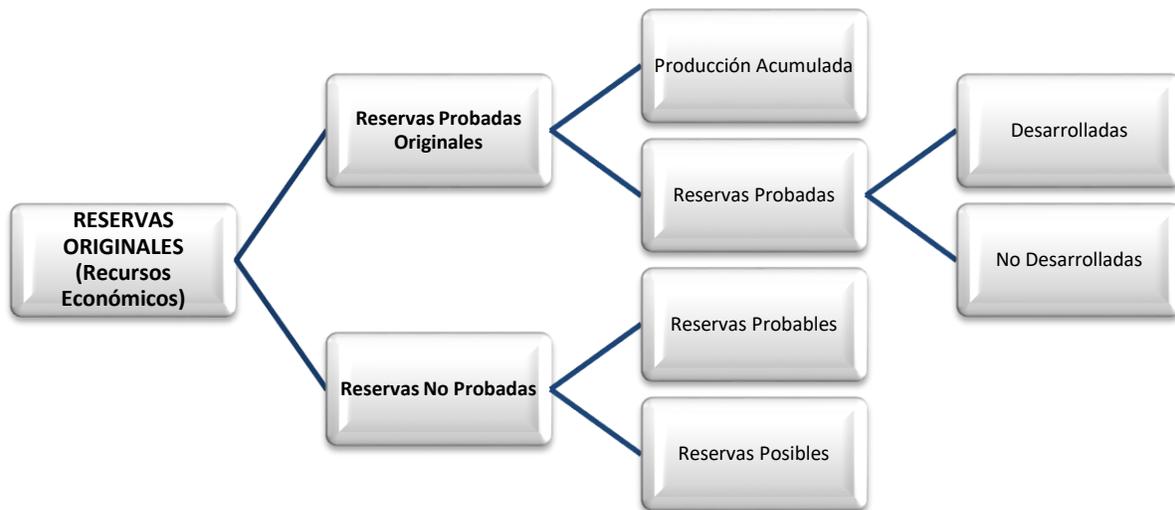


Figura 2. Esquema de Categorías de reservas por estatus. Manual de operación de las baterías Santos, Suerte, Bonanza y Tisquirama, Ecopetrol (2007).

Para estimar el volumen, el ingeniero de petróleos requiere conocer algunos parámetros de la roca formadora como el volumen de la roca productora, la porosidad, la saturación del agua en la roca, profundidad, presión, temperatura de las capas productora. La única manera que se conoce actualmente para obtener esta información es a través de la perforación del pozo.

La reserva de un yacimiento es una fracción del “Petróleo original in situ”, ya que nunca se recupera el total del crudo existente. Para establecerla, hay que conocer cuál será el factor de recuperación del yacimiento, factor que implica conocer el tipo de empuje del yacimiento, aguas/gas, presión, permeabilidad de la roca, la interconexión de los poros de la roca y la forma de explotación.

Los factores de recuperación de petróleo varían considerablemente entre las diferentes regiones del mundo y entre los distintos yacimientos, oscilando de menos del 5% a más del 80%. “Una estimación razonable del factor de recuperación de petróleo promedio es de aproximadamente un 37%” (Cabrera, 2011, p.15). La geología y las propiedades de los fluidos inciden en la recuperación final en cada yacimiento y estas propiedades son difíciles de modificar salvo en la zona vecina al pozo.

Las reservas se pueden agrupar, en función del grado de seguridad que se tenga en cuanto a la existencia del yacimiento y su volumen comercialmente recuperable, de la siguiente manera:

2.1.3.1 Reservas Comprobadas (o Probadas):

Son aquellas cantidades de hidrocarburos que pueden ser recuperados en forma económica y con las técnicas conocidas convencionales, de acumulaciones conocidas (volumen in situ) a partir de los datos con que se cuenta en el momento de la evaluación.

Estas reservas comprobadas, puede ser a su vez, desarrolladas o no desarrolladas.

2.3.1.1 Reservas Comprobadas Desarrolladas

Se esperan recuperar mediante los pozos y las instalaciones de producción existentes

2.3.1.2 Reservas Comprobadas No Desarrolladas

Que se esperan recuperar de pozos a perforar e instalaciones de producción a instalar y de las cuales se tiene un alto grado de certidumbre ya que se ubican en yacimientos conocidos.

2.1.3.2 Reservas Probables

Son aquellas reservas a los que tanto los datos geológicos, como los datos de ingeniería, dan una razonable probabilidad de ser recuperadas de depósitos descubiertos aunque no en grado tal como para considerarse comprobadas.

2.1.3.3 Reservas Posibles

Representa un grado importante de incertidumbre en cuanto a su existencia, por lo que se expresan en intervalos y responden al conocimiento geológico de una cuenca sedimentaria.

2.1.4 Declinación de la producción en campos maduros

La declinación es el descenso de la capacidad de producción del activo, se origina como consecuencia de una disminución de la presión interna del yacimiento. Un campo petrolero o gasífero es considerado maduro cuando ha producido más de la mitad de sus reservas probadas originales después de operar un buen número de años. Generalmente los campos maduros se caracterizan porque llevan operando más de veinte (20) años de producción, muestran una declinación constante de producción y un recobro de crudo cercano al treinta por ciento (30%).

A continuación, se presentan algunas premisas que se manejan para definir un campo maduro en la industria petrolera

Gran historia de Producción:

Tasa de producción de crudo y gas en declinación:

Caída de Presión del yacimiento

Alta relación agua-petróleo

Alta relación petróleo-gas

Incremento en los costos de operación

Obsoletos factores de recobro estimados

Una táctica para la reactivación de un campo maduro es la optimización de costos operativos: eficiencia operativa e innovación.

2.1.5 Curva de declinación de producción

Las curvas de declinación de producción representan el método más usado en la predicción del comportamiento futuro de producción de un pozo, un grupo de pozos, yacimientos o campos, y a que éste es fácil y confiable. Estupiñan & Cardozo (2011) comentan que las curvas de declinación de producción se basan en que los factores que han afectado la producción en el pasado, lo continuarán haciendo en el futuro. La determinación de la predicción de producción es importante para esta investigación y desarrollo del proyecto, ya que de ésta predicción, dependen del desarrollo de las facilidades de producción.

La proyección de la producción se puede obtener a través de una extrapolación de la curva de declinación de la producción. Esta curva nos muestra la declinación de la producción del petróleo así como también el aumento de la producción de agua con el paso del tiempo. Para esto es necesario encontrar una función lineal que represente la curva del historial de producción del campo. La pendiente de esta curva será el valor de la declinación de dicho campo.

2.1.5.1 Declinación exponencial.

La ecuación 1 es utilizada para determinar la declinación exponencial y puede ser expresada de la siguiente forma:

$$q = q_0 e^{-\left(\frac{1}{\alpha}\right)t} \quad (1)$$

Sí $\left(\frac{1}{\alpha}\right) = d$; entonces tenemos que:

$$q = q_0 e^{-dt} \quad (2)$$

Dónde:

q : Caudal de producción al tiempo t

q_0 : Caudal de producción al tiempo $t=0$

d : Declinación exponencial (1/año)

t : Tiempo en años

2.2 Campo de producción objeto de estudio

Teniendo en cuenta las características del ciclo de vida de un campo petrolero, las reservas petroleras que se pueden esperar y la declinación futura del yacimiento, el desarrollo de esta Investigación se enfocará específicamente a presentar y delimitar un campo de producción petrolero conformados a su vez, por varios campos de producción ubicados geográficamente en los departamentos de Santander y Cesar, en la cuenca del Valle del Magdalena Medio (VMM).

El campo de producción Provincia ubicado solo a cien kilómetros de la ciudad de Bucaramanga, hace parte de los campos maduros que tiene el país y sí la empresa operadora desea realizar grandes inversiones para aumentar el factor de recobro de producción total debería apoyarse mediante un estudio integral de viabilidad económica para el desarrollo de sus diferentes etapas de aumento de potencial y recobro. La ubicación geográfica del campo Provincia se representa en la figura 3.

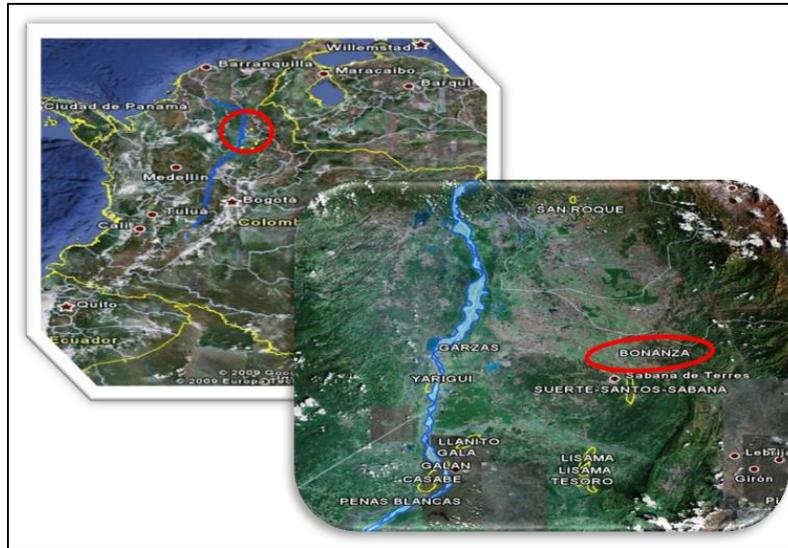


Figura 3. Localización geográfica del Campo de estudio Provincia.

La empresa INTERCOL (*International Petroleum Colombia Limited*) inició la perforación de los pozos en los terrenos del Valle del Magdalena Medio en el año 1955. En este mismo año, la empresa firmó con el Gobierno Colombiano tres contratos para iniciar la exploración y desarrollo de producción de los pozos en los municipios de Sabana de Torres, Rionegro y Lebrija. Desde el año de 1993 la empresa Ecopetrol S.A. es la operadora directa del campo de Producción Provincia, campo que tiene más de 50 años de explotación económica y aún, sigue vigente su producción (Ecopetrol, 2007).

El campo de Producción Provincia se encuentra conformado por cuatro campos de producción: Campo Bonanza, Provincia, San Roque y Tisquirama. Geográficamente se encuentran localizados de la siguiente manera: El campo Provincia ubicado en el municipio de Sabana de Torres (Santander); campo Bonanza, en el municipio de Rionegro (Santander) y los campos Tisquirama y San Roque, en el municipio de San Martín (Cesar) respectivamente.

Cada campo de producción tiene características particulares y únicas de operación, los yacimientos son heterogéneos, completados con diferentes sistemas de levantamiento de superficie, la producción se transporta tanto como por oleoductos y gasoductos, como de forma vehicular (carrotanques). Estas características únicas y particulares permitirán desarrollar la investigación de una forma integral para los diferentes campos de producción.

2.2.1 Pozos de producción

Cuando se habla de un pozo de producción, se está describiendo el lugar físico por donde se produce el hidrocarburo, es decir, se hace alusión al sitio en que se realizó la perforación en el subsuelo con este fin. Un campo de producción, por otra parte, es la proyección en superficie del lugar en el subsuelo en donde se encuentra almacenado el hidrocarburo (yacimiento) y es explotado, generalmente, mediante un conjunto de pozos perforados para producir el hidrocarburo que se encuentra en el yacimiento.

La anterior distinción es importante para efectos de medición, liquidación y fiscalización de hidrocarburos. La medición de lo que produce un pozo se obtiene indirectamente a través de la producción total del campo y la fiscalización del crudo se hace, no en los pozos, si no en los tanques de almacenamiento que debe tener el campo y en los cuáles el petróleo ya está libre de impurezas.



Figura 4. Fotografía de un pozo de producción de crudo y gas.

Los hidrocarburos aportados por estos campos de producción contienen petróleo, gas y agua, y se encuentran almacenadas en formaciones geológicas diferentes. Para efectos de la investigación, se tomarán como referencia las tres corrientes de fluidos como los productos dentro de un proceso continuo, en la cual la conversión de factores y productos fiscalizados se realizan en un flujo no-interrumpido en el tiempo.

Las corrientes de fluidos aportados por los pozos de producción son las siguientes:

Corriente de crudo

Corriente de agua

Corriente de gas

Es importante resaltar que sí se realizará una fiscalización del hidrocarburo en cabeza de pozo, se obtendría una lectura errónea por el simple hecho de que la corriente de flujo que se obtiene del

pozo es una mezcla de fluidos multifásico. Los fluidos, recién salidos del pozo contienen agua, gas y otros contaminantes (Bsw) y es por eso que no todos los líquidos producidos son petróleo.

2.2.2 Corriente de Crudo

Hace referencia al volumen líquido hidrocarburo (crudo o petróleo) que se obtiene directamente por el pozo de producción, sin contar con el volumen del corte de agua de producción asociada al pozo; su unidad es barriles de aceite por día (BOPD).

2.2.3 Corriente de gas

Hace referencia al volumen de gas que se obtiene del yacimiento. Su unidad es miles de pies cúbicos de gas día. (MPCD).

2.2.4 Corriente de agua

Hace referencia al volumen de agua de producción asociada a los pozos de producción y es el mayor producto de desperdicio en la producción de crudo y gas. Se encuentra presente durante la vida de casi todos los pozos y yacimientos. También es conocido como salmuera de yacimiento petrolífero, agua salada, agua producida. Su unidad es barriles de agua por día (BWPD).

Cuando se perfora un nuevo pozo de producción, el fluido de este pozo es indeterminado hasta que se realicen las pruebas de estabilización de producción entonces, podemos afirmar que el pozo

de producción tiene un potencial de producción estabilizado de flujo para crudo, gas y agua. El volumen de estos fluidos deben estar dentro de las capacidad de recolección, separación, tratamiento y bombeo de las estaciones de flujo, si no es así, se genera una parada de producción y atrasos en el flujo continuo.

2.2.5 Producción de Barriles Equivalentes (BOE).

La energía contenida en un barril de petróleo es la obtenida en forma de calor mediante la quema del petróleo contenido en un barril. Esta energía puede ser expresada en la ecuación 3 de la siguiente forma:

$$1 \text{ BOE} = 5,8 \times 10^6 \text{ BTU} = 6.1178632 \times 10^9 \text{ Joule} \quad (3)$$

Cuando hablamos de energía contenida en cierto volumen de gas natural por ejemplo, a determinada presión y temperatura, podemos expresar esa energía en BTU o en Barriles Equivalentes.

Con el fin de poder contabilizar el petróleo y el gas con una misma unidad de medida se convierten los pies cúbicos de gas natural a barriles de petróleo equivalente (Barrel of Oil Equivalent (BOE)). Para la determinación de regalías de gas natural se adopta la siguiente convención: Un barril de petróleo es equivalente a 5.700 pies cúbicos de gas. Esta conversión de unidad es muy utilizada por las grandes compañías petroleras en sus balances anuales ya que permite agrupar las reservas de petróleo (medido en barriles) y gas (medido en volumen) en un solo valor como producción en barriles equivalentes (BOE).

Los volúmenes de gas que se determinen en los diferentes escenarios de producción básica e incremental tendrán esta conversión para presentar una sola medida económica y presupuestal para el desarrollo de la investigación.

A continuación se describe de forma general los planes de desarrollo conceptual de los campos de producción de Provincia y la información se recopila de los planes y actualizaciones de los informes emitidos por la Gerencia Estratégica de Desarrollo de Ecopetrol S.A. en diferentes años. Sin embargo, los datos de producción y algunos parámetros de yacimientos son colocados de manera de ejemplo, pero no representan la realidad del campo (Seguridad de la información por la empresa).

2.3 Curvas de producción básica y pronósticos de producción

2.3.1 Campo de producción Bonanza

El campo de producción Bonanza se localiza al noreste del campo Provincia sobre el margen oriental del río Lebrija, jurisdicción del municipio de Rionegro (Santander) y tiene una extensión de seis (6) kilómetros cuadrados. Ecopetrol (2007) comenta que la explotación del campo Bonanza se inició en el año 1955 cuando la compañía INTERCOL firmó el Contrato de Concesión 605. En el año de 1992 esta concesión revirtió a la nación, tomando la administración de los mismos la Empresa Colombiana de Petróleos, hoy Ecopetrol S.A.

En la figura 5 se ilustra la localización del área de explotación ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos) para el Campo Bonanza.

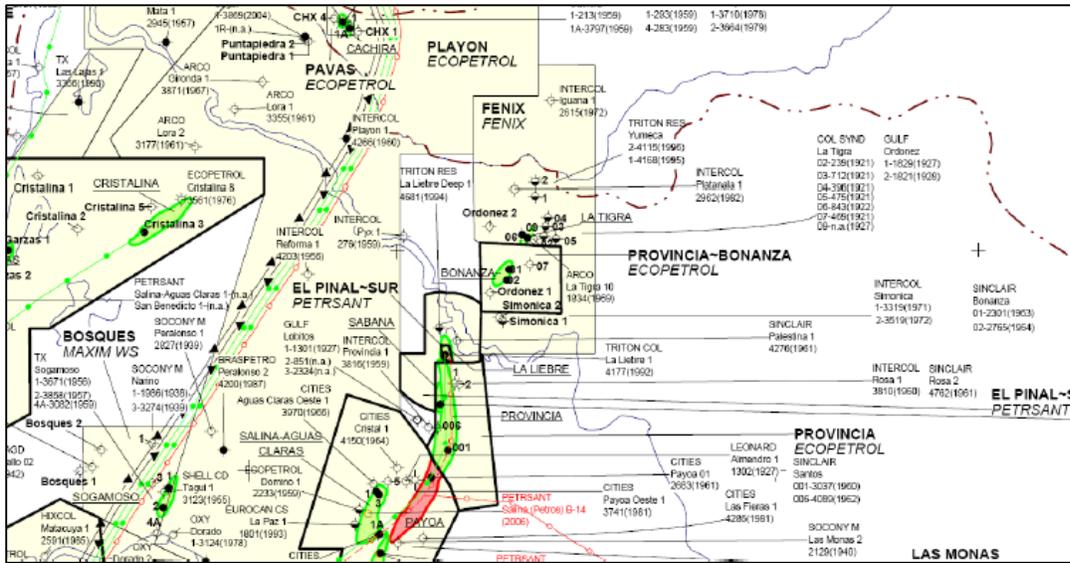


Figura 5. Localización del área de explotación ANH para el Campo Bonanza. Actualización plan de desarrollo conceptual campo Bonanza. Ecopetrol (2014).

2.3.1.1 Histórico de producción

Según Ecopetrol (2007), entre los años de 1992 y 2006 la producción de crudo del campo Bonanza se mantuvo en una producción promedio de 550 BOPD y entre los años 2006 y 2007 se perforaron ocho (8) pozos de producción, sumados a trabajos de reacondicionamiento, los cuales permitieron llevar los niveles de producción a 1100 y 1200 BOPD para el año 2010. Sin embargo, en esta campaña de perforación se observó bajos potenciales de producción por debajo de los 100 BOPD y bajas presiones de yacimiento (300-500 psi) en las zonas más agotadas de los yacimientos productores lo que se puede explicar cómo la pérdida de energía del yacimiento e indica la necesidad de implementar procesos de recuperación secundaria que permitan incrementar de manera significativa el factor de recobro y los niveles de productividad del campo de producción.

En la figura 6 se presenta el comportamiento de la producción que ha tenido el campo Bonanza hasta el año 2014.

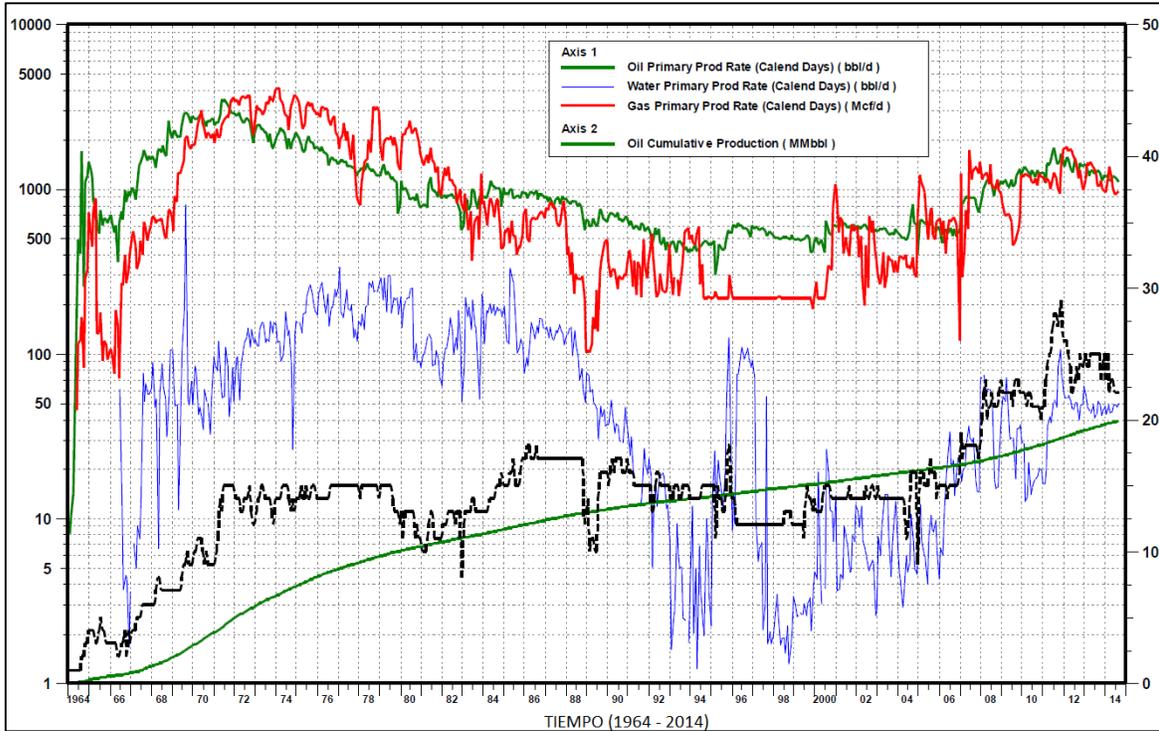


Figura 6. Histórico Producción Campo Bonanza. Fuente: Plan de desarrollo Campo Bonanza GYP. Fuente: Ecopetrol S.A.

A partir del año 2011 se adelantó una campaña de perforación de siete (7) pozos adicionales que permitió aumentar la curva de producción del campo, sin embargo, para efectos de esta investigación se analizará la curva de declinación presentada entre el año 1964 y 2011 para poder precisar la curva de declinación que podría tener una nueva campaña de perforación.

La secuencia sedimentaria atravesada por los pozos perforados en el área del campo Bonanza, corresponde a sedimentos del Terciario. Las formaciones productoras del campo Bonanza son Lisama, Esmeraldas y Mugrosa (Ecopetrol, 2014).

Tabla 1

Características de las Formaciones Productoras Campo Bonanza

Formación	Lisama	Esmeralda	Mugrosa
Ambiente de depositación	Fluvial de corrientes entrecruzadas	Fluvial de corrientes entrecruzadas	Fluvial de meandros
Porosidad	10 - 24 %	10 - 26%	8 - 26%
Permeabilidad	10 -100 md	10 - 100 md	10 - 150 md
Buzamiento	30 - 50°	31 - 50°	32 - 50°
Espesor promedio	100 pies	150 pies	160 pies
Ooip	2 MBO	56 MBO	54 MBO
Ogip	0.5 GPC	10.5 GPC	10 GPC
Presión inicial	1560 Psia	1450 Psia	1160 Psia
Presión actual	400 Psia	400 Psia	400 Psia

Nota. Ooip = Original oil in place; Ogip = Original gas in place. Los datos petrofísicos se obtienen con prueba de laboratorio de muestras de roca en el ICP. Fuente: Ecopetrol S.A (2014). *Actualización plan de desarrollo conceptual del campo Bonanza. Gerencia Estratégica de Desarrollo.*

En el mes de septiembre de 2014 el campo Bonanza acumula una producción de 19,98 Mbls, 19,2 GPC y 1,34 MBl.

2.3.1.2 Curva básica de producción.

La producción promedio año del campo Bonanza es aproximadamente de 1.350 barriles de aceite por día (BOPD) y se encuentra conformado por 26 pozos de producción. En la tabla 2 se puede apreciar el potencial de producción del campo.

Tabla 2

Corrientes de Producción Campo Bonanza

Campo Bonanza	Producto ^a	Unidad
Corriente de crudo	1.350	BOPD
Corriente de agua	75	BWPD
Corriente de gas	1400	KPCD

Nota: Elaboración propia como ejemplo de los tres productos recibidos en la estación Bonanza.

a. El volumen de líquido y volumen de gas se estiman con los potenciales reales del campo.

El pronóstico estimado para la curva básica de producción del campo Bonanza está basado en el análisis pozo a pozo de las curvas de declinación de producción. Los perfiles de producción por pozo fueron estimados hasta un límite económico de 1 BPPD por pozo y el volumen de petróleo total estimado para la curva básica de producción es de 4.8 MBls.

El promedio de declinación de producción de petróleo es de 12% a.n., tal y como se observa en la figura 7 donde se presenta la curva de declinación del campo Bonanza. El factor de recobro actual de petróleo es del 13%, el bajo factor de recobro para petróleo se explica en la alta producción de gas, lo que ha reducido la energía del yacimiento (Producción por gas en solución) y por ende ha reducido la producción de líquidos la declinar rápidamente la presión promedio del campo.

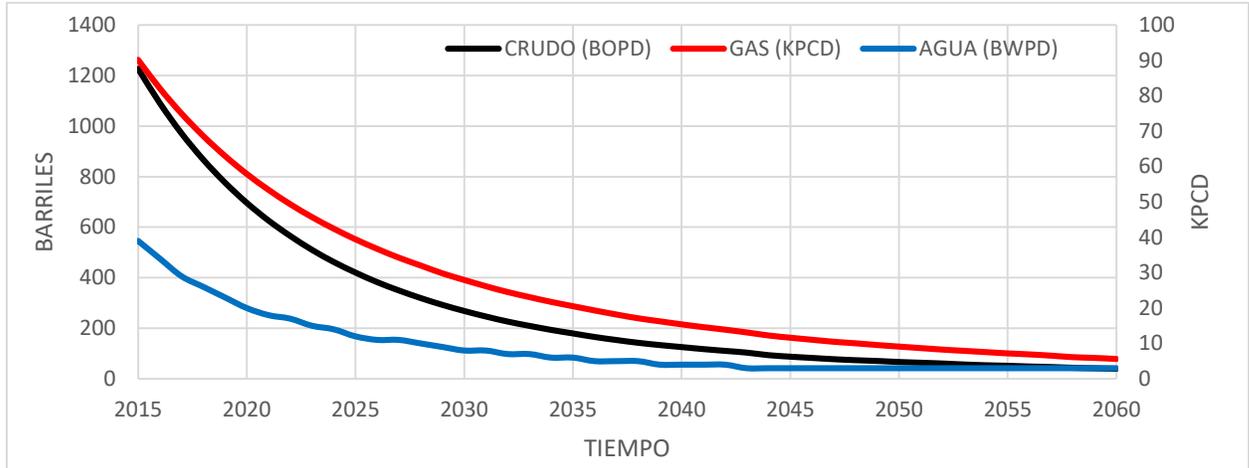


Figura 7. Esquema curva básica de producción campo Bonanza.

La corriente de agua de producción asociada a los pozos de producción es muy baja, no se evidencia la presencia de un acuífero de alta actividad en los flancos de la estructura, ni un efecto significativo de segregación gravitacional a pesar de altos buzamientos de los yacimientos hacia el flanco de la estructura. De igual forma, no se ha evidenciado la presencia de una capa de gas significativa a pesar de la alta declinación de la presión de ambos yacimientos.

2.3.1.3 Estrategia de desarrollo del campo

El proyecto de perforación de desarrollo del campo Bonanza se define para incrementar el factor de recobro del campo de un 13% a un estimado del 30%. La localización de los pozos se define atendiendo las recomendaciones de campañas de perforación anteriores, en las cuales los mejores resultados de producción se obtuvieron en zonas perimetrales del yacimiento explicado esto por el menor drenaje histórico y un menor grado de depleción en algunos intervalos del as formaciones productoras.

El proyecto puede contemplar la perforación de 21 pozos en firme proyectadas a realizar en dos etapas. La primera etapa contempla la perforación de 9 pozos y la segunda será la perforación de 11 pozos. Se estima un perfil tipo producción que contempla un caudal inicial de 100 BFPD por pozo, y una declinación exponencial del 13% a.n. En la tabla 3 y tabla 4 se presentan las proyecciones de las corrientes de producción de crudo, gas y agua de producción de los 21 pozos en firme.

Tabla 3

Proyección Fase I Campaña de perforación Campo Bonanza

Pozos	Valor pico de producción	Aceite	Agua de producción	Gas	Agua	% BSW
	BFPD	BOPD	BWPD	KPCD	BWPD	
Bon-1-1	100	78	22	141	2	2,6
Bon-1-2	100	94	6	42	1	1,2
Bon-1-3	110	96	14	109	0	0,4
Bon-1-4	260	117	143	12	1	0,7
Bon-1-5	100	84	16	13	3	3,5
Bon-1-6	120	75	45	4	16	21,8
Bon-1-7	150	97	53	5	3	3,5
Bon-1-8	160	136	24	25	2	1,5
Bon-1-9	120	110	10	10	4	3,3
TOTAL	1220,0	887,0	333,0	361,0	32,7	38,5

Nota: Elaboración propia como ejemplo de los volúmenes de producción que se pueden obtener de los pozos de Bonanza, con base en los históricos de producción registrados.

Tabla 4

Proyección Fase II Campaña de perforación Campo Bonanza

Pozos	Valor pico de producción	Aceite	Agua de producción	Gas	Agua	% BSW
	BFPD	BOPD	BWPD	KPCD	BWPD	
Bon-2-1	100	95	5	63	1	1,0
Bon-2-2	120	85	35	65	1	1,3
Bon-2-3	110	90	20	18	4	4,8
Bon-2-4	260	103	157	24	1	1,0
Bon-2-5	100	87	13	15	1	0,8
Bon-2-6	120	73	47	4	4	5,7
Bon-2-7	150	110	40	12	4	3,7
Bon-2-8	160	85	75	20	1	1,7
Bon-2-9	120	100	20	28	0	-0,3
Bon-2-10	150	100	50	36	-2	-2,3
Bon-2-11	120	95	25	44	-4	-4,3
TOTAL	1510,0	1023,0	487,0	329,0	11,1	13,1

Nota: Elaboración propia como ejemplo de los volúmenes de producción que se pueden obtener de los pozos de Bonanza, con base en el análisis los históricos de producción registrados.

En las figuras 8, 9 y 10 se representa gráficamente el comportamiento de la producción de crudo, gas y agua respectivamente en cada una de las dos fases de perforación que tendría el desarrollo del campo Bonanza.

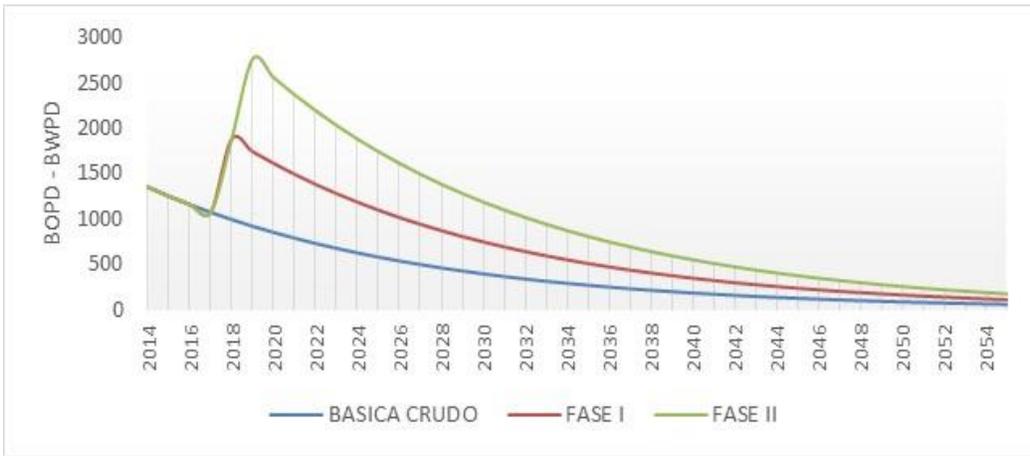


Figura 8. Proyección corriente de producción de crudo.

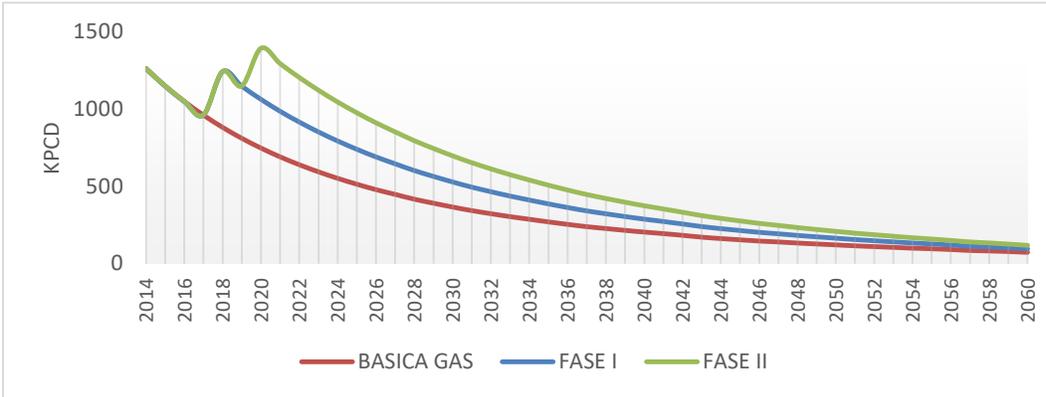


Figura 9. Proyección corriente de producción de gas.

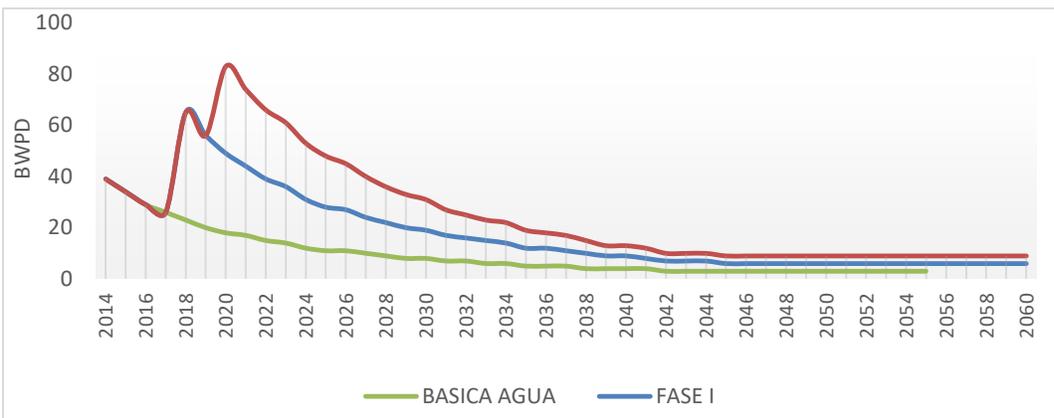


Figura 10. Proyección corriente de agua de producción

Utilizando la ecuación 1 se puede argumentar que una declinación exponencial de n exponencial y conociendo los valores de declinación anual el caudal inicial que corresponde a la producción de petróleo y agua en el mes de diciembre de 2015, y a su vez conociendo el cronograma de perforación para el año 2020 se puede realizar la proyección de la producción hasta el año 2025.

2.3.1.4 Plan de Recobro Mejorado

Eventual a los posibles resultados de la campaña de perforación de pozos de producción, también se plantea la propuesta de la implementación del proyecto de inyección de agua como sistema de recobro mejorado, el cual considera inyectar un caudal diario de 24.000 BWIPD y se proyecta la perforación de 11 pozos inyectoros.

En la figura 11 se representa el comportamiento que tendría el perfil de producción del petróleo del campo Bonanza con la implementación del proyecto de inyección de agua.

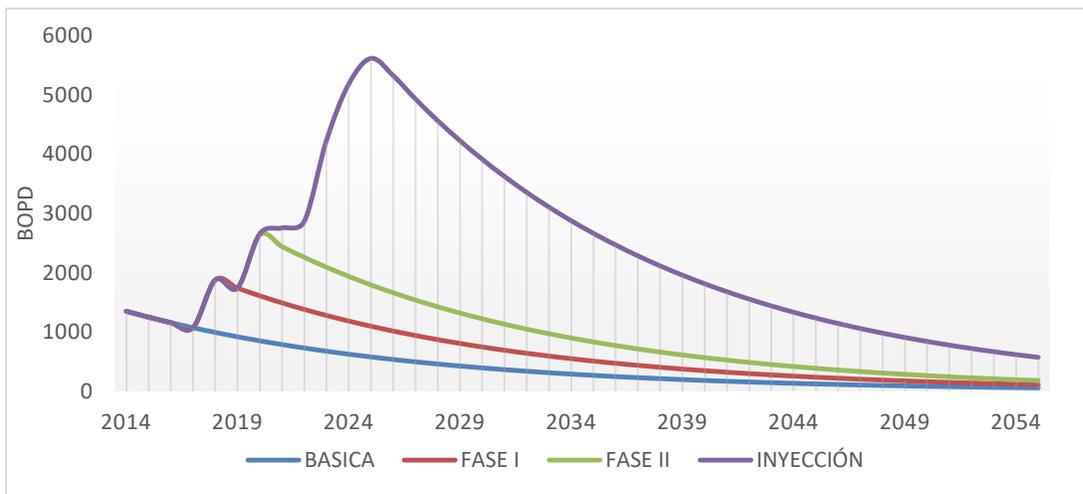


Figura 11. Proyección corriente de producción de crudo con Inyección.

Analizando la figura 11 se observa que para el año 2025 la producción del petróleo en el campo Bonanza será de 6.500 BOPD, mientras que la producción del agua puede alcanzar los 6.200 BWPD para toda la red del campo Provincia.

2.3.2 Campo de producción Provincia

El campo de producción Provincia se encuentra localizado en la cuenca del valle del Magdalena Medio en el municipio de Sabana de Torres, departamento de Santander y tiene un área total de dieciocho kilómetros cuadrados (18 Km²).

La exploración del campo Provincia se inició entre los años de 1955 y 1956 cuando la Internacional Petroleum Company (Intercol) firmó las concesiones 604, 605 y 625 localizadas dentro del anticlinal asimétrico de Provincia.

2.3.2.1 Histórico de producción

La estructura de Provincia conformada por varios campos pequeños corresponde a un anticlinal con dirección Norte-Sur, fallado a lo largo de su cresta por la falla de Provincia, con la cual se forma el límite oriental del campo. Al occidente, el campo está delimitado por una falla inversa en la parte Norte y por el contacto agua aceite (WOC) en la parte sur, el cual se estimó inicialmente a una profundidad de 10.500 pies. Los límites Norte y Sur están formados por el cierre de los ejes del anticlinal en ambas direcciones, como se observa en la figura 12.

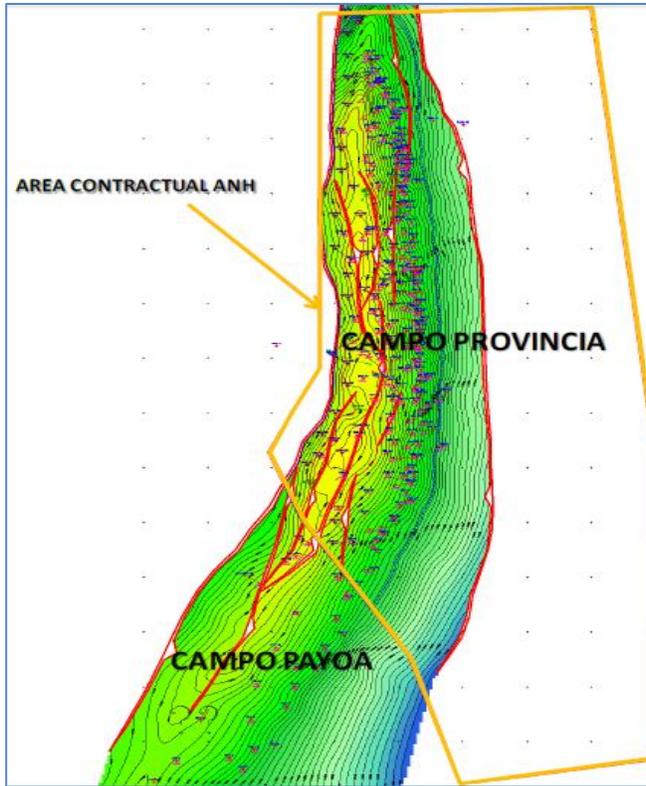


Figura 12. Localización del área unificada Campo Provincia. Plan de desarrollo campo Provincia. Gerencia Técnica y Desarrollo E&P. Ecopetrol (2012).

Las formaciones productoras presentes en el área del campo Provincia corresponde a sedimentos del Terciario, y se encuentran divididas por arenas como se muestra en la tabla 5. (Ecopetrol, 2012).

Tabla 5

Formaciones Productoras Campo Provincia

Formación	Yacimiento	Arena
Lisama	Lisama	Lisama
La Paz	Basales	L, K
Esmeralda	Superiores	N, M
Mugrosa	Superiores	P, O

Nota. Geología estructural de los yacimientos. Fuente: Ecopetrol S.A (2007). Manual de operaciones de las baterías Santos, Suerte, Bonanza y Tisquirama San Roque.

En documento emitido por Ecopetrol (2012) comenta que los valores que se obtienen para OOIP y GOIP por arena, se calculan a partir del mapeo de las propiedades del espesor, espesor neto petrolífero, porosidad y saturación de hidrocarburo (petróleo y gas), teniendo en cuenta los contactos iniciales de gas y agua aceite. Las tablas 6 y 7, se presentan los valores promedios por arena y formación respectivamente.

Tabla 6

Propiedades Promedio por Arenas del Campo Provincia

		FI	Sw	Net Pay	Net/Gross
		(%)	(%)	(FT)	
Arenas P	Columna Aceite	20	41	14,30	0,157
	Columna Gas	17	38	2,94	0,240
Arenas O	Columna Aceite	18	36	15,90	0,027
	Columna Gas	17	30	5,56	0,031
Arenas N	Columna Aceite	16	46	32,46	0,041
	Columna Gas	16	34	17,93	0,030
Arenas M	Columna Aceite	13	42	45,70	0,100
	Columna Gas	14	42	15,57	0,070
Arenas L3	Columna Aceite	18	35	51,42	0,260
	Columna Gas	19	26	56,38	0,360
Arenas L1	Columna Aceite	13	35	94,10	0,400
	Columna Gas	15	29	37,00	0,320
ARENAS K	Columna Aceite	13	28	87,40	0,520
Arenas LIS	Columna Aceite	17	30	98,80	0,190

Nota. Los datos de espesores y propiedades de la roca se estiman con estudios geológicos, con base en pruebas de laboratorio de muestras de roca en el ICP. Fuente: Ecopetrol S.A (2012). *Plan de desarrollo campo Provincia. Gerencia Técnica y Desarrollo E&P.*

Tabla 7

Características de las Formaciones Productoras del Campo Provincia

Formación	Lisama	La Paz	Esmeralda y Mugrosa
Ambiente de depositación	Fluvial de corrientes entrecruzadas	Fluvial de corrientes entrecruzadas	Fluvial de meandros
Unidades de flujo	Lisama	K - L	M - N - O - P
Porosidad	10-22%	16-22%	8-18%
Permeabilidad	10-100 md	10-1000 md	5-200 md
Buzamiento	50 - 80°	45 - 70°	45 - 60°
Espesor promedio	100 – 295 pies	150 – 300 pies	65 – 500 pies
OOIP	50 MBO	350 MBO	398 MBO
OGIP	21 GPC	537 GPC	426 GPC
Presión Inicial	4200 Psia	4400 Psia	4000 Psia
Presión Actual	1000 Psia	1000 Psia	800 Psia

Nota: Geología estructural de los yacimientos. Fuente: Ecopetrol S.A (2007). *Manual de operaciones de las baterías Santos, Suerte, Bonanza y Tisquirama San Roque.*

De acuerdo con el comportamiento general de la producción primaria y los análisis de diferentes estudios, se puede afirmar que en las arenas Esmeraldas y La Paz los principales mecanismos de producción han sido expansión de la capa de gas gas en solución, en las arenas Mugrosa se ha producido principalmente por segregación gravitacional y en las arenas Lisama se ha producido por empuje natural del acuífero.

Son características de estos mecanismos que cuando se produce una reducción de presión, el gas que estaba en solución, es librado en forma de burbujas que eventualmente se unen formando canales continuos que permiten el flujo simultáneo de petróleo y gas.

2.3.2.2 Curva básica de producción

Para el año 2014 la producción promedio año del campo Provincia, conformado por un total de 110 pozos de producción, se presenta a continuación en la tabla 8.

Tabla 8

Corrientes de Producción Campo Provincia

Campo Provincia	Producto ^a	Unidad
Corriente de crudo	5040	BOPD
Corriente de agua	3.200	BWPD
Corriente de gas	25.921	MMPCD

Nota: Elaboración propia como ejemplo de los tres productos recibidos en las estaciones Santos y Suerte pertenecientes al campo Provincia.

a. El volumen de líquido y volumen de gas se estiman con los potenciales reales y teóricos de campo.

La producción de cualquier yacimiento es la sumatoria del comportamiento de sus pozos, sin embargo, en un yacimiento los pozos no necesariamente se mantienen activos paralelamente por ello, a nivel de un yacimiento completo los únicos periodos de tiempo en los cuales aplica rigurosamente el concepto de declinación de tasa son aquellos en los cuales se mantiene constante el número de pozos activos y simultáneamente no se hacen mayores cambios en sus condiciones operacionales mecánicas.

Debido a la gran extensión del campo Provincia se hallan dos estaciones de flujo que permiten recoger la producción total del campo (identificadas como Estación Uno y Estación Dos), por tanto, el pronóstico estimado para la curva básica de producción del campo Provincia se divide para cada una de las dos áreas y se basa en el análisis pozo a pozo de las curvas de declinación de producción pertenecientes a cada estación.

Las reservas incorporadas con la perforación de cada pozo se estimaron usando curvas de declinación para determinar la tasa de declinación y la producción inicial de cada pozo se evaluó el comportamiento de los pozos del sector y ajustados al comportamiento de los pozos nuevos. Los perfiles de producción por pozo fueron estimados hasta un límite económico de 1 BPPD por pozo y el volumen de petróleo total estimado para la curva básica de producción es de 5.3 MBIs.

En las figuras 13 y 14 se representan las curvas de declinación que puede llegar a tener el Campo Provincia en sus dos estaciones de flujo, con un promedio de declinación de producción de crudo del 13% a.n.

La producción del petróleo resulta por expansión volumétrica del gas, que en las primeras etapas de depletamiento, sustituye el petróleo por gas, el yacimiento declina de forma rápida y constante. Se requiere de un sistema de levantamiento en una etapa temprana del yacimiento y se tiene recobros entre el 20% y el 35%. De acuerdo a la producción acumulada y el aceite original in situ, el factor de recobro actual que tiene el campo Provincia es del 26,6 %.

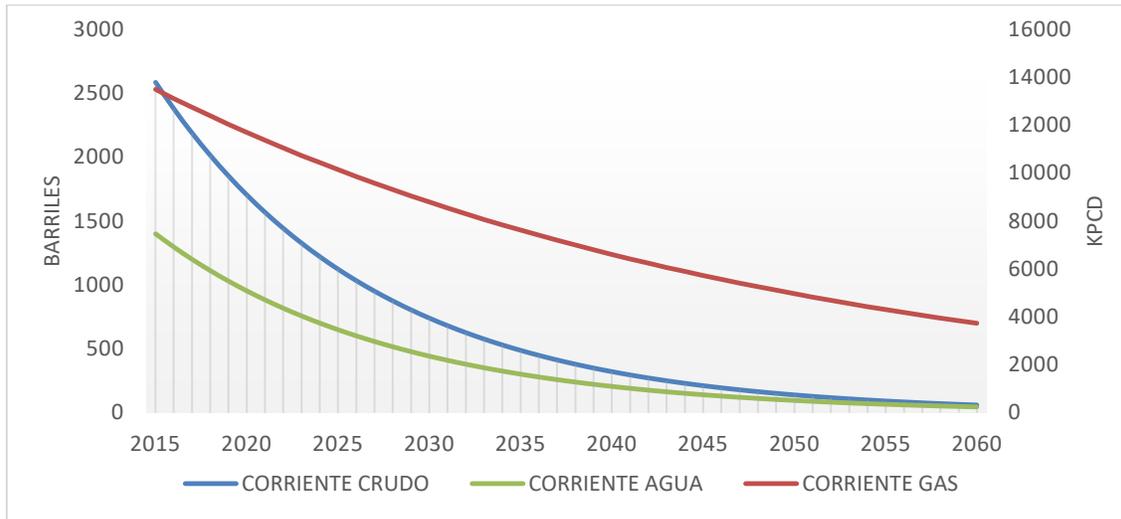


Figura 13. Esquema curva básica de producción campo Provincia Estación Uno

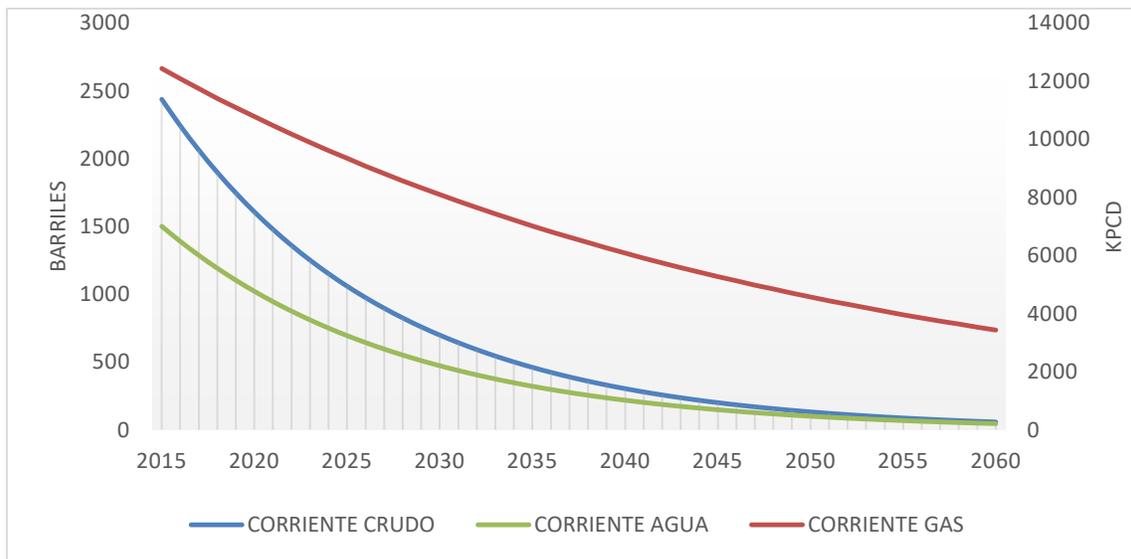


Figura 14. Esquema curva básica de producción campo Provincia Estación Dos

El agua de formación del campo Provincia presenta características variables en su composición, dependiendo de la formación y arena productora.

2.3.2.3 Estrategia de Desarrollo

Como resultado de la revisión del modelo geológico, la revisión de la información dinámica y la respuesta de producción de los pozos perforados durante la campaña del año 2010 se plantea la perforación de 25 pozos nuevos y la implementación de la inyección de agua del campo como sistema de recobro mejorado.

Para la campaña de perforación se debe tener en cuenta la revisión del modelo estructural de la ubicación de los pozos de perforación, el espaciamiento actual entre pozos y el desempeño de los pozos que se han perforado recientemente, los cuales han mostrado arenas con presiones altas y buenas propiedades petrofísicas. La mayoría de los pozos propuestos se encuentran ubicados en la parte central del campo lo cual buscar fortalecer la estrategia de recobro mejorado.

En las figuras 15,16 y 17 se presentan la proyección de las curvas de producción de crudo, gas y agua respectivamente, según la campaña de perforación estimada, tomando como referencia la curva de declinación exponencial del campo.

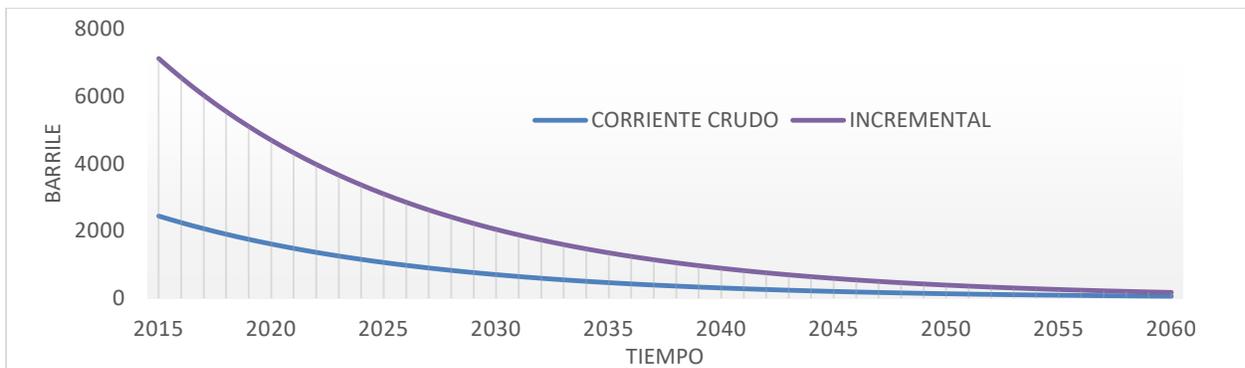


Figura 15. Proyección corriente de producción de crudo Campo Provincia

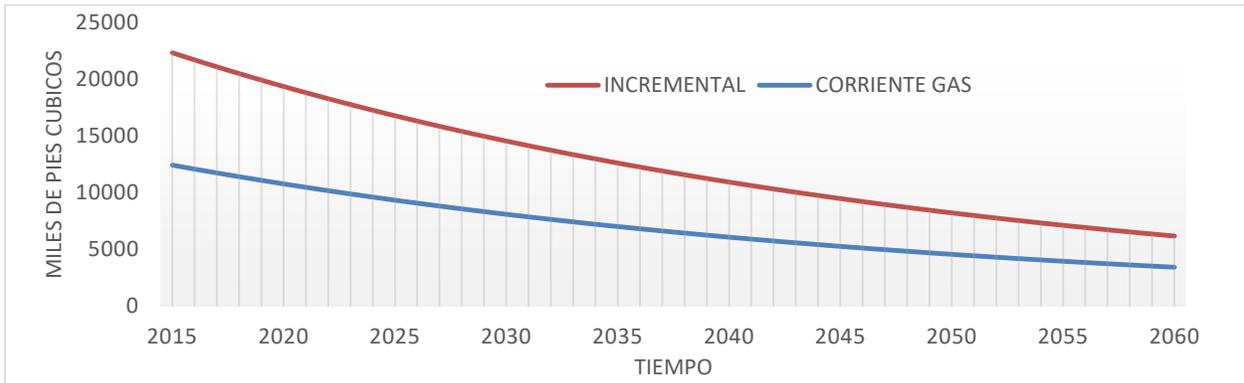


Figura 16. Proyección corriente de agua de producción Campo Provincia.

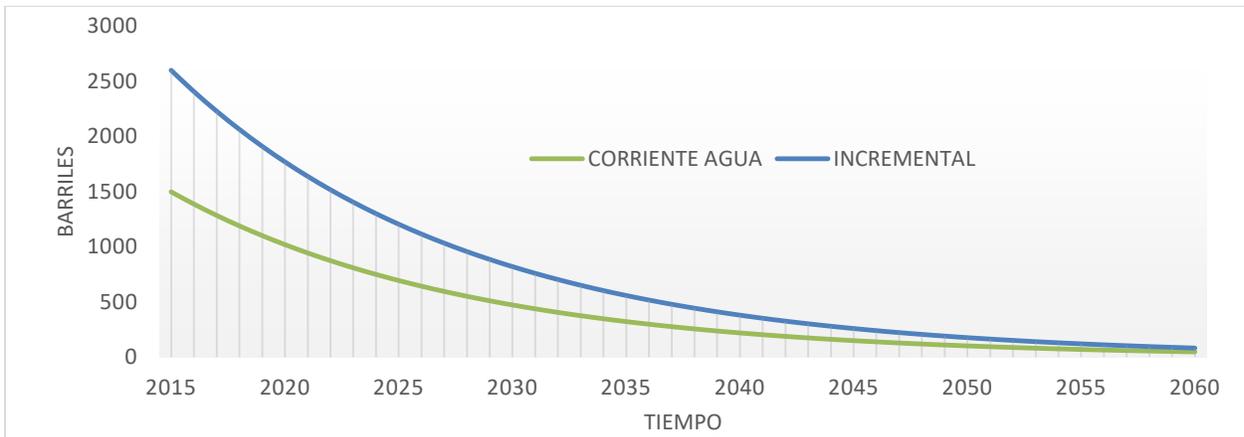


Figura 17. Proyecto de Recobro Secundario.

2.3.2.4 Proyecto de Recobro Secundario

Debido a la maduración del campo, el conocimiento del área, la implicación que tienen la geología y las propiedades de los fluidos en la recuperación final del yacimiento, Ecopetrol S.A. realizó un estudio de factibilidad para implementar el piloto de inyección de agua en el Campo Provincia. Con el plan de inyección se espera lograr la re-presurización o mantenimiento de la presión del yacimiento, para mejorar la eficiencia en el barrido del mismo e incremento del factor de recobro.

El proyecto de inyección de agua considera la perforación de un total de ocho (8) pozos productores, la perforación de un total de 21 pozos inyectores y la conversión de 14 pozos productores de bajo potencial a inyectores.

Para este escenario se trabajó con inyectividad de 10 BPD/FT, con una eficiencia de recobro del 30% y también se modeló bajo las condiciones actuales del yacimiento. La mayoría de la ubicación de los 21 pozos inyectores propuestos para perforar como pozos inyectores en el proyecto de recuperación secundaria inyección de agua, se encuentran ubicados en el centro del campo petrolero. En las figuras 18, 19 y 20 se presenta la proyección de las curvas de producción incremental de crudo, gas y agua para el campo Provincia.

Las reservas incorporadas mediante la ejecución del proyecto de Inyección se estimaron en un perfil de producción – inyección que contempla la producción de petróleo, gas y agua e inyección de agua, con ello, se busca llegar el factor de recobro a 30%.

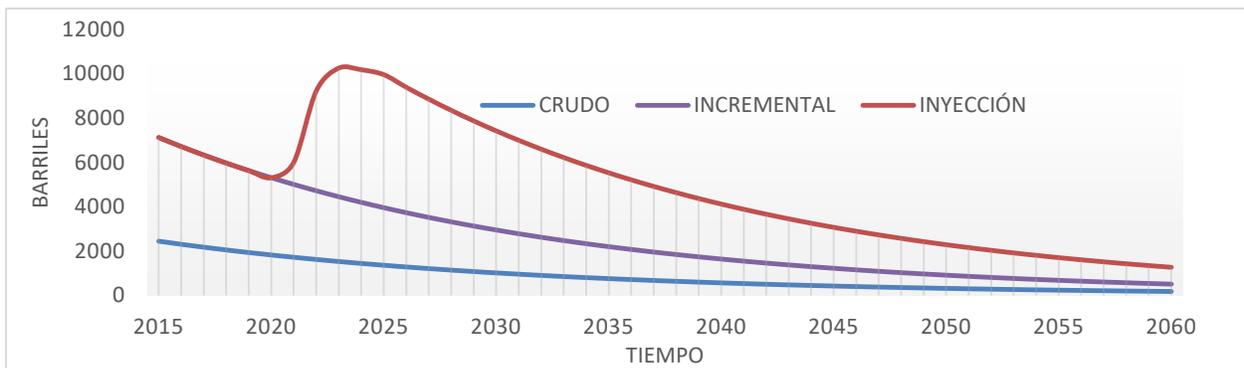


Figura 18. Proyección corriente de crudo con Inyección campo Provincia

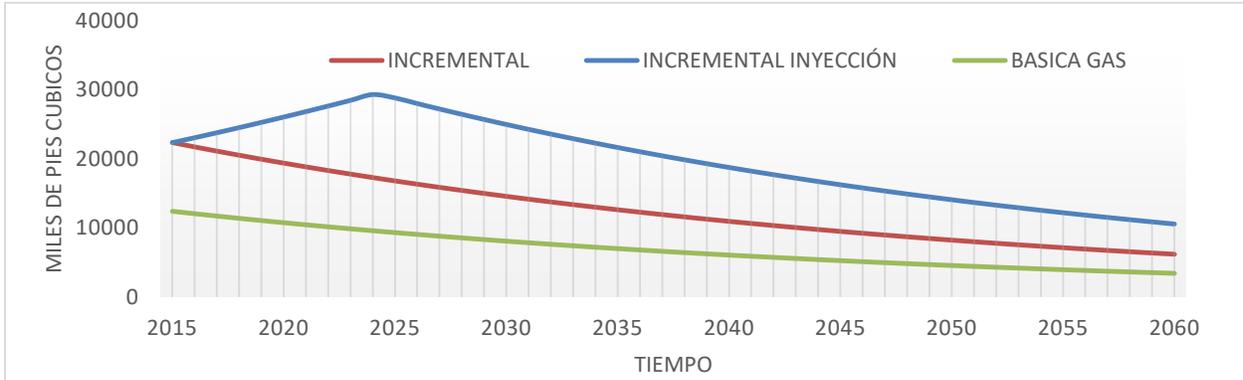


Figura 1912. Proyección corriente de gas con Inyección campo Provincia

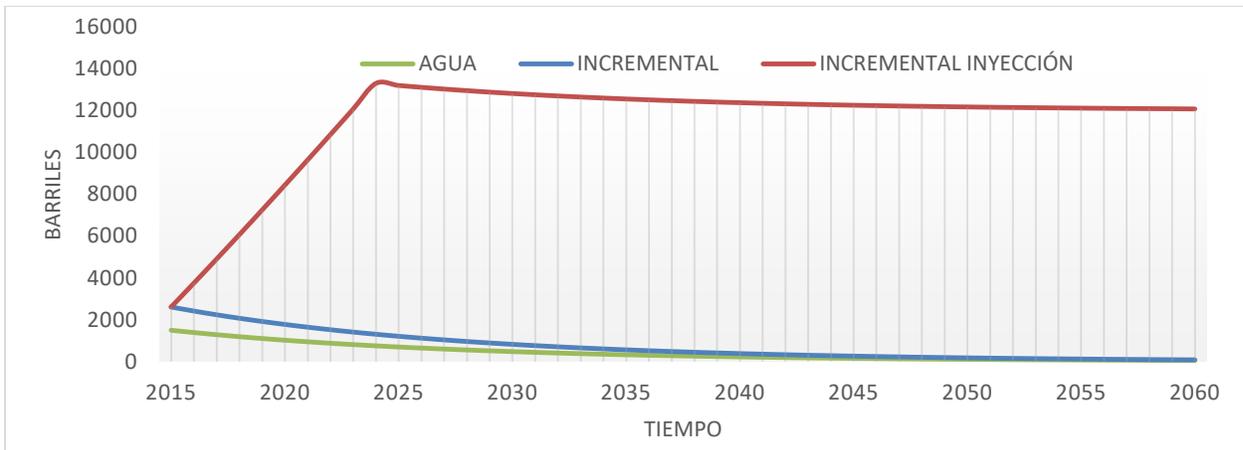


Figura 20. Proyección corriente de agua por Inyección Campo Provincia

2.3.3 Campo de producción Tisquirama

El campo de producción Tisquirama se encuentra localizado en la cuenca del Valle del Magdalena Medio, al sur del Departamento de Cesar en jurisdicción del municipio de San Martín.

Su explotación comercial inicia en el año 1965 y alcanzó su máxima producción en 1989 con 1250 BOPD. A corte del mes de junio de 2013, la producción promedio del campo fue de 1290 BOPD con 34 BWPD, que corresponde a un corte de agua de 3%. El GOR se ha mantenido constante desde el inicio de producción del campo, lo que indica que la presión de burbuja no se ha alcanzado de manera generalizada.

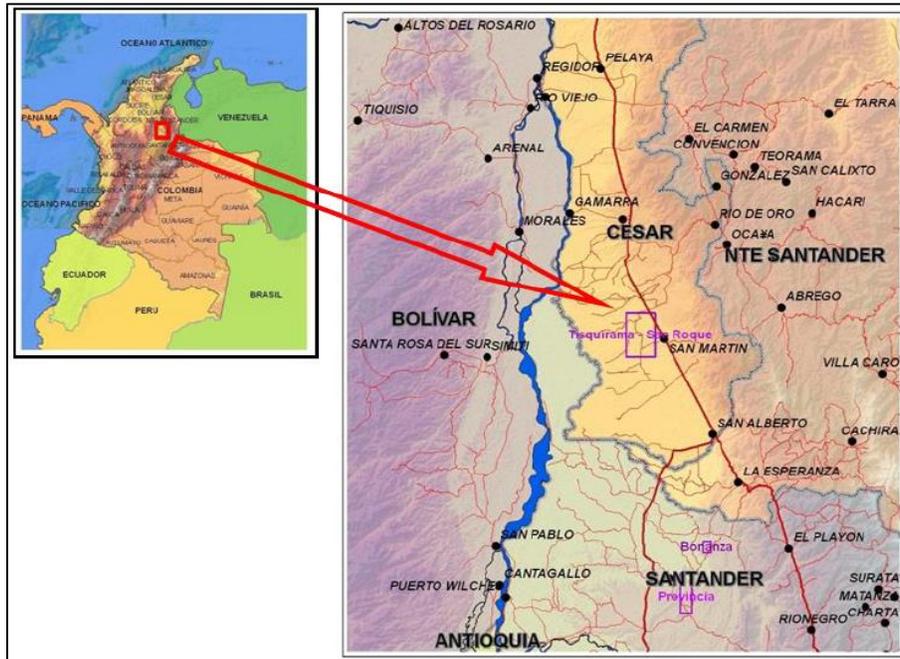


Figura 2113. Ubicación geográfica campo Tisquirama. Tomado de Ecopetrol S.A (2007). Plan de desarrollo integrado campo San Roque. Vicepresidencia Técnica y Desarrollo E&P (p. 41).

2.3.3.1 Histórico de producción

El Campo de producción Tisquirama está ubicado en la sección nor-oriental de la cuenca del Valle del Magdalena Medio la cual fue un área de depositación de sedimentos no marinos y de

agua salobre durante el Terciario; estos sedimentos descansan discordantemente sobre los sedimentos marinos del Cretáceo (Ecopetrol, 2007)..

En la figura 22 se presenta el registro histórico de los pozos de producción del campo Tisquirama. Se puede apreciar un aumento de producción de agua en el año 1980 y su caída en el año 1995.

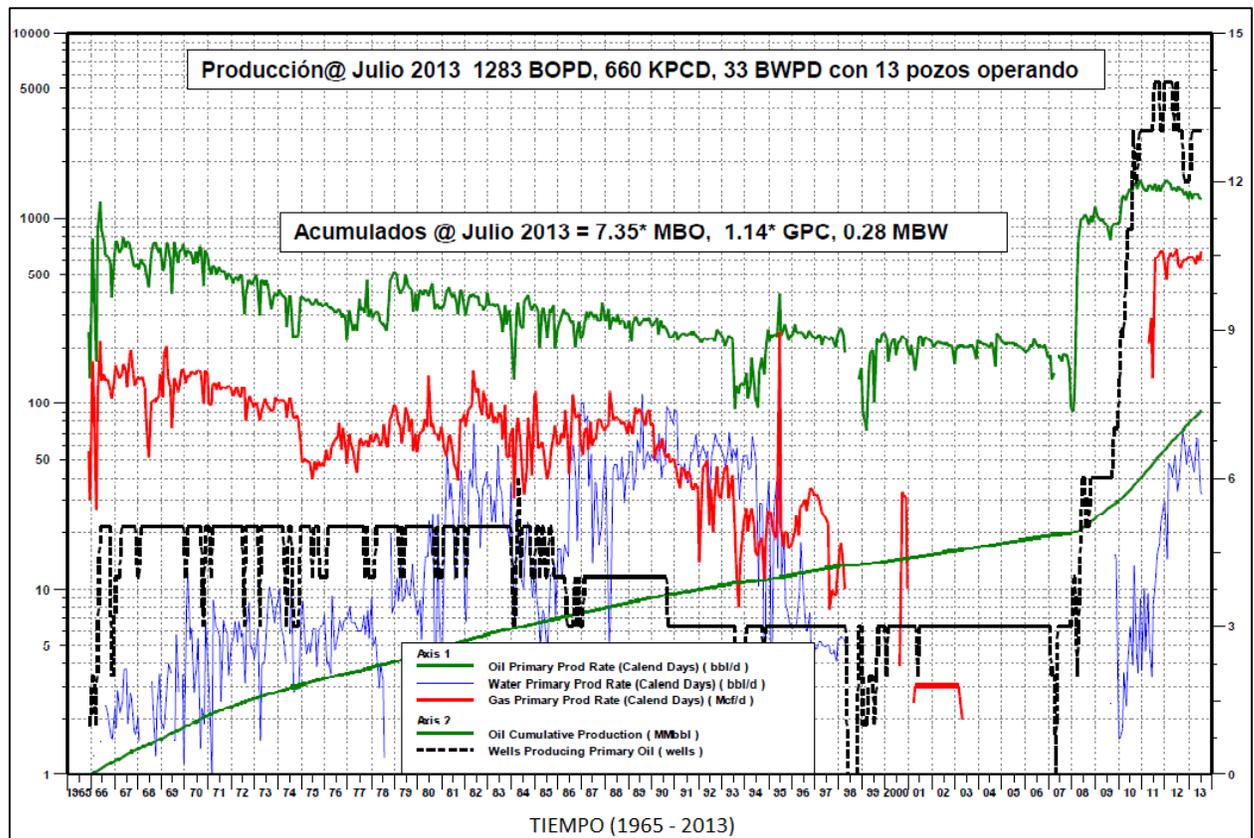


Figura 22. Histórico Producción Campo Tisquirama. Tomado del plan de desarrollo integrado Tisquirama. Ecopetrol (2013).

Este campo de producción tiene un acuífero de baja actividad y presenta un crudo con alta viscosidad (crudos pesados). También se puede observar un aumento de producción en el año 2008

debido a la intervención de la campaña de perforación, con la que se completaron 14 pozos activos para finales del año 2011.

De acuerdo con el comportamiento general de la producción primaria, se considera que la formación productora del campo Tisquirama y San Roque tiene como mecanismo de producción fundamentalmente el gas en solución, la expansión de roca y el empuje de un acuífero de muy baja actividad en la parte oeste de la estructura del campo (Ecopetrol, 2007).

2.3.3.2 Curva básica de producción

En la tabla 9 se presentan las corrientes de producción generadas por el campo de producción Tisquirama, el cual genera alrededor de 1300 BOPD con dos tipos de crudo, crudo mediano de gravedad API 23° y crudo pesados de gravedad API 10,2°.

Tabla 9

Corrientes de Producción Campo Tisquirama

Campo Tisquirama	Producto ^a	Unidad
Corriente de crudo	1.300	BOPD
Corriente de agua	87	BWPD
Corriente de gas	0,750	MMPCD

Nota: Elaboración propia como ejemplo de los tres productos recibidos en la estación Tisquirama.

a. El volumen de líquido y volumen de gas se estiman con los potenciales reales y teóricos de campo.

El factor de recobro para este yacimiento se estima en un 20% por el alto grado de heterogeneidad en sus unidades productoras, tal como se observa en la tabla 10 por lo que se hace

necesario emprender un proyecto de recuperación secundaria y terciaria que permitan mejorar la producción del campo.

Tabla 10

Factor de Recobro actual Campo Tisquirama

Campo	POIS, MBIs	GOIS, GPC	Cum Petróleo (06/30/2013)	FR (%)
Tisquirama	194,5	38,7	7,4	3,8

Nota: POIS = Petróleo original in situ; MBIs = Millones de barriles; GOIS = Gas original in situ; FR (%) Porcentaje de factor de recobro. Los datos de espesores y propiedades de la roca se estiman con estudios geológicos, con base en pruebas de laboratorio de muestras de roca en el ICP. Fuente: Ecopetrol S.A (2013). *Plan de desarrollo integrado campo Tisquirama. Gerencia Estratégica de Desarrollo de Yacimientos (p. 40).*

Tomando como referencia la producción normalizada de los pozos perforados en el campo Tisquirama desde el año 2008, se puede realizar una proyección de la producción de los pozos recién perforados en el Campo Tisquirama para determinar la curva de declinación del campo. Se toma como referencia, una tasa de declinación del 17% a.n.

En la figura 23 se presenta una proyección de las curvas de declinación del campo Tisquirama, con un factor de recobro actual de petróleo es del 13%. El promedio de declinación de producción de petróleo es de 17% a.n.

2.3.3.3 Estrategia de Desarrollo

La Estrategia de Desarrollo del campo Tisquirama se ha planteado a través de las campañas de perforación de desarrollo y de avanzada, además de la incorporación e implementación de un

proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua como medidas para mejorar el factor de recobro total.

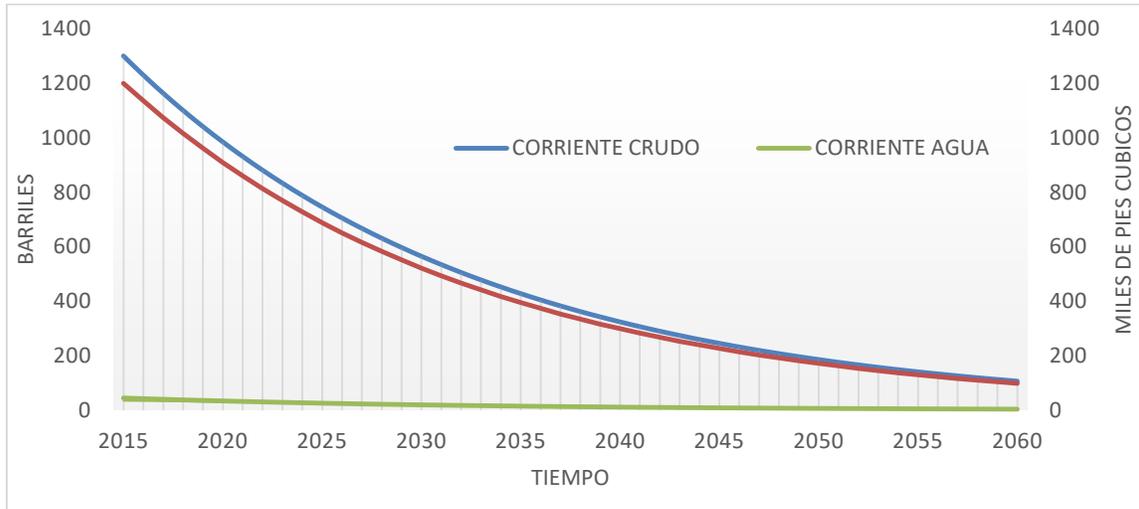


Figura 23. Esquema curva básica de producción campo Tisquirama.

En la primera fase se comienza con la perforación de 15 de pozos de producción en firme en el campo Tisquirama, (13 pozos de desarrollo y 2 de avanzada durante el periodo 2014-2016) y la segunda fase es la perforación de pozos de contingencia.

Coordinando el cronograma de entrada de producción de pozos y los caudales estimados para cada pozo, se obtiene los perfiles de producción de petróleo y gas por perforación adicional que se presente. La declinación empleada corresponde a la observada en la en la historia de producción del campo, estimada en un 17 % anual nominal. En las figuras 24, 25 y 26 se representan las curvas de declinación proyectados para cada una de las corrientes de producción como petróleo, gas y agua respectivamente durante el desarrollo de las campañas de perforación.



Figura 24. Proyección corriente de producción de crudo campo Tisquirama.

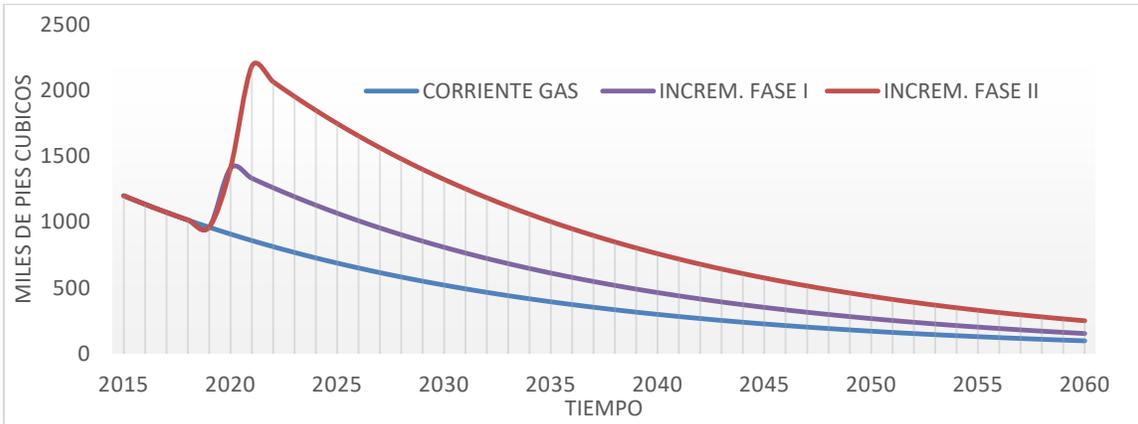


Figura 145. Proyección corriente de producción de gas campo Tisquirama.

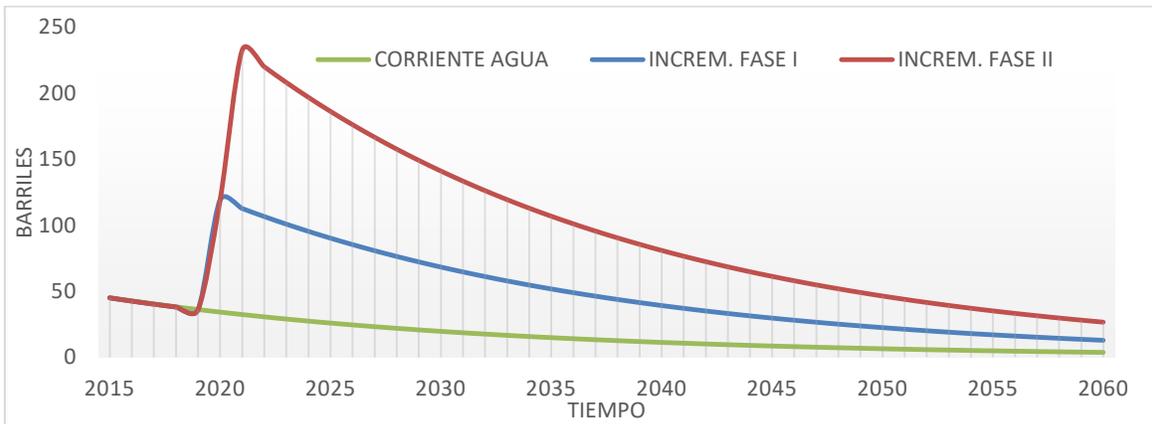


Figura 26. Proyección corriente de agua de producción campo Tisquirama.

2.3.3.4 Recobro Secundario

El Piloto de inyección del Campo Tisquirama puede alcanzar un recobro adicional del 5-8% de hidrocarburos de las unidades de crudo mediano. Se estima que el piloto de inyección pueda iniciar a principios de año 2016, con respuesta en producción un año más tarde. En las figuras 27, 28 y 29 se presentan las curvas de declinación proyectadas para las corrientes de producción de crudo, gas y agua respectivamente, durante la etapa de inyección de agua.

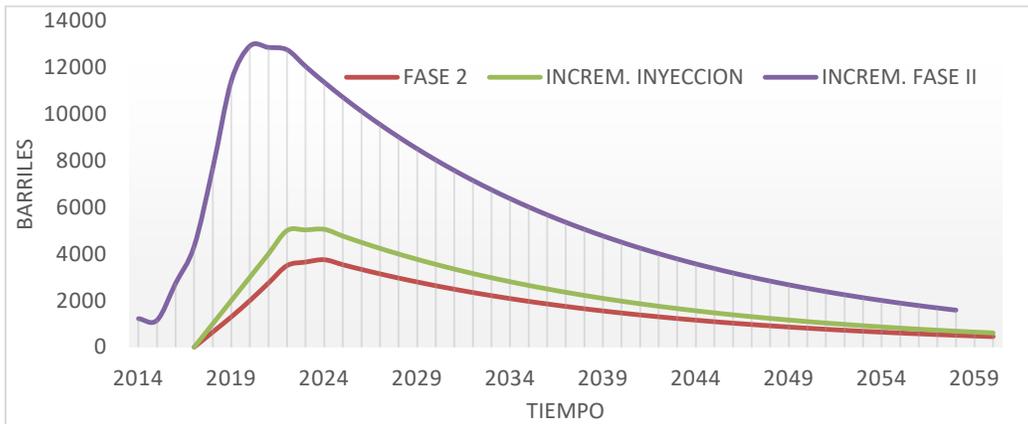


Figura 27. Proyección corriente de crudo con Inyección campo Tisquirama.

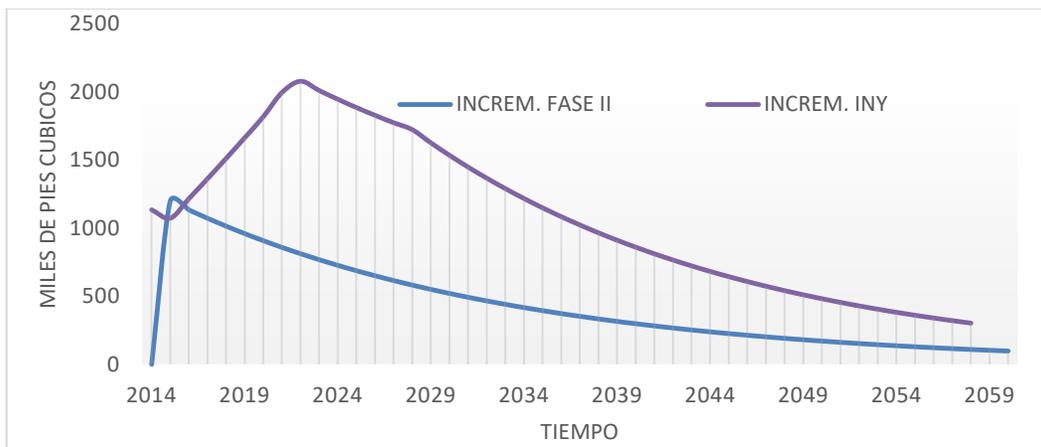


Figura 28. Proyección corriente de gas con Inyección Campo Tisquirama.

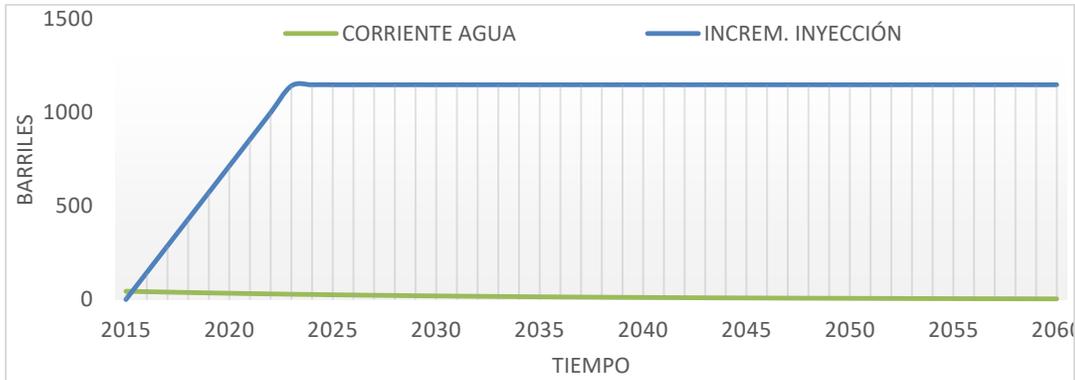


Figura 29. Proyección corriente de agua por Inyección Campo Tisquirama.

Se proyecta que en el campo Tisquirama se inyecte 12.000 BWPD mediante pozos inyectoros y en el año 2018 se aumente a 24.000 BWIPD. Con la ejecución de este proyecto se estima obtener un volumen potencial de 3,8 MBP en el escenario P-50 lo que incrementaría el factor de recobro del campo total en un 3% adicional. El piloto de inyección de agua como recobro mejorado se tiene previsto iniciar a partir del año 2017 sujeto a los resultados de la implementación y masificación del recobro secundario por inyección de agua.

2.3.4 Campo de producción San Roque

El campo de producción San Roque se encuentra localizado en la cuenca del Valle del Magdalena Medio, al sur del Departamento de Cesar, en jurisdicción del municipio de San Martín, tal como se muestra en la figura 30.

El Campo San Roque pertenece también al área de la concesión Tisquirama y pertenece a Ecopetrol desde el año 1998. Entre los años 2007 y 2010, la empresa desarrolló una campaña de perforación para probar el potencial del campo, uno de ellos fue el pozo San Roque 3, el cual se

logró comprobar las posibilidades de incrementar la producción y las reservas asociadas a este activo.

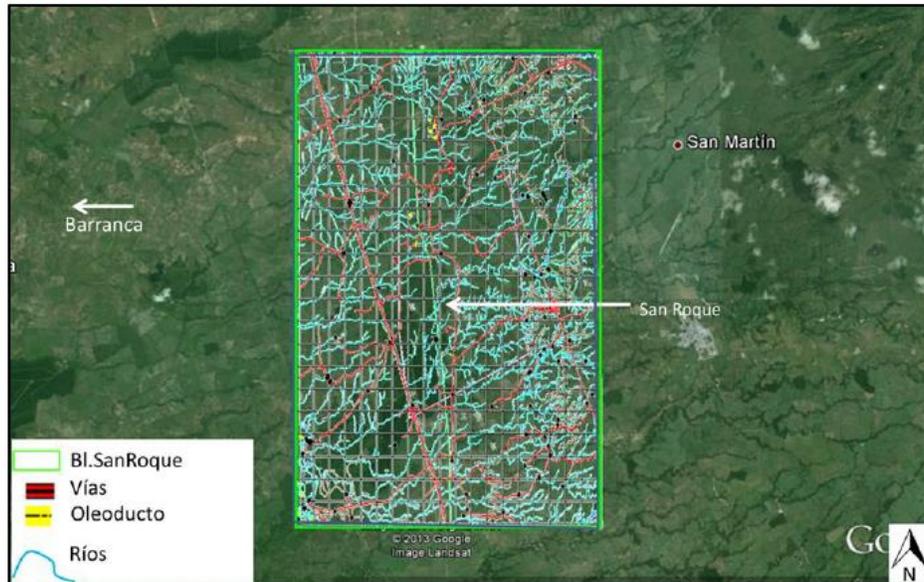


Figura 150. Ubicación geográfica Campo San Roque.

2.3.4.1 Histórico de Producción

En la figura 31 se ilustra la historia de producción del Campo San Roque y presenta los principales eventos ocurrido durante el desarrollo del campo. Se destaca el aumento de la producción de agua en 1984., la cual desaparece con el aislamiento de la unidad Lisama A en los pozos donde se encontraba abierta (1994), fenómeno que se explica por la alta relación de movilidades entre el agua del acuífero de baja actividad presente hacia el oeste del campo y el crudo de alta viscosidad de esta formación. También se evidencia el efecto de la campaña de perforación realizada en el año 2008.

El Campo San Roque está localizado en la sección nor-oriental de la cuenca del Valle del Magdalena Medio, La cual fue un área de depositación de sedimentos no marinos y de agua salobre durante el terciario; Estos sedimentos descansan discordantemente sobre los sedimentos marinos de Cretáceo (Ecopetrol, 2007).

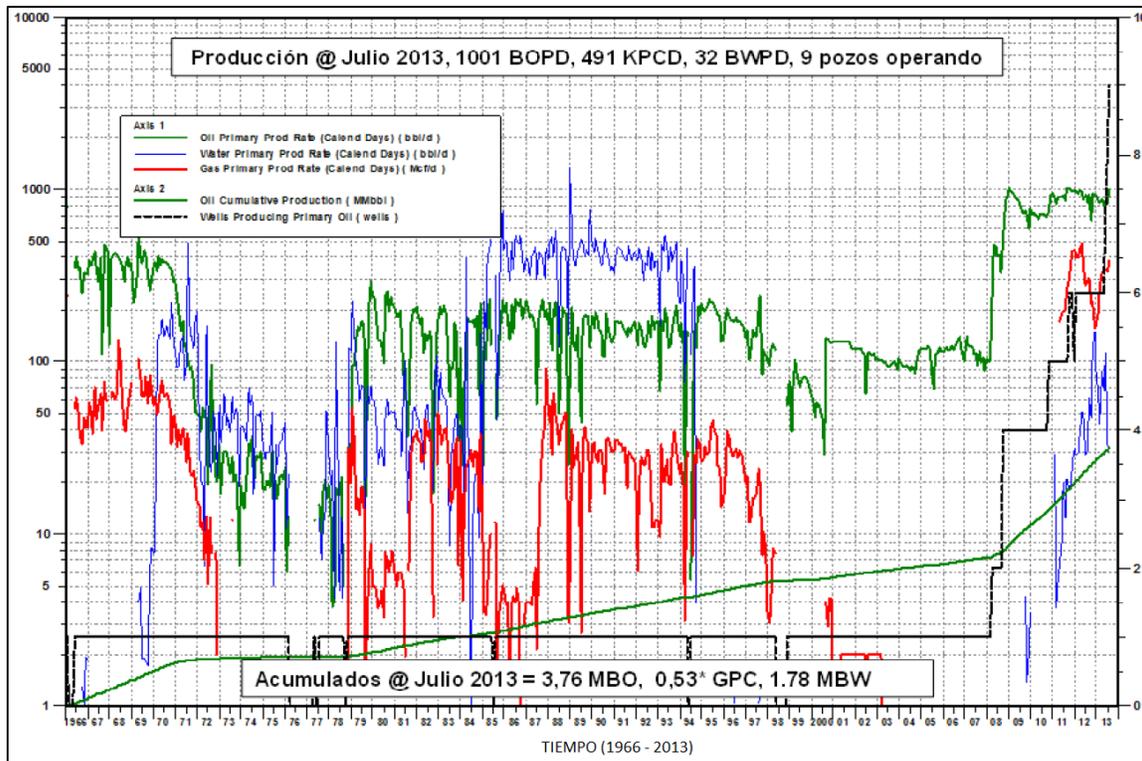


Figura 31. Histórico de Producción Campo San Roque. Tomado del *Plan de desarrollo integrado campo San Roque*. Vicepresidencia Técnica y Desarrollo E&P (p. 32). Ecopetrol S.A (2007).

La formación de Lisama se caracteriza por contener petróleo pesado de 13° API, además con una viscosidad de 489 centipoise a las condiciones actuales de yacimiento. En la tabla 11 se presentan los valores promedios por formación empleados para la estimación del POIS en el Campo San Roque y en la tabla 12 se muestran las áreas y el cálculo con las cuales se realizó el estimado de POIS para el Campo San Roque.

Tabla 11

Propiedades promedio por formación campo San Roque

San Roque	FI	Sw	Netpay	Vsh
	(%)	(%)	(FT)	(%)
Lisama A	0.22	0.35	53	0.08
Lisama B	0.16	0.36	32	0.12
Lisama C	0.17	0.35	40	0.15
Lisama E	0.28	0.30	7	0.18

Nota: Sw = Saturación de agua; Vsh = Volumen de arcilla (fracción). Los datos de espesores y propiedades de la roca se estiman con estudios geológicos, con base en pruebas de laboratorio de muestras de roca en el ICP. Fuente: Ecopetrol S.A (2007). *Plan de desarrollo integrado campo San Roque. Vicepresidencia Técnica y Desarrollo E&P (p. 29).*

Tabla 12

Unidad Litológica Campo San Roque

Unidad Litológica	Área (acres)	POIS MBls
Lisama A	529	29,3
Lisama B	825	19,1
Lisama C	770	23,7
Lisama E	617	6,0
Total		78,0

Nota: POIS = Petróleo original in situ; MBls = Millones de barriles; Fuente: Ecopetrol S.A (2007). *Plan de desarrollo integrado campo San Roque. Vicepresidencia Técnica y Desarrollo E&P (p. 30).*

De acuerdo con el comportamiento general de la producción primaria y los análisis de los diferentes estudios, se considera que la formación Lisama en los Campos Tisquirama y San Roque tiene como mecanismo de producción fundamentalmente el gas en solución, la expansión de la roca y fluidos y el empuje de una cuñero de baja actividad en el flanco occidental de la estructura.

El recobro esperado para un yacimiento de este tipo, se estima en un 25%, pero considerando el alto grado de heterogeneidad de las unidades productoras es posible que un 20% en la

producción primaria sea más realista, por lo que se hace necesario emprender proyectos de recuperación secundaria y terciaria que permitan mejorarlo.

De acuerdo con la producción acumulada y el aceite original in situ, la tabla 13 muestra el factor de recobro actual del campo San Roque. Este bajo factor de recobro se explica por la baja explotación del yacimiento de crudo pesado Lisama A (33% POIS) y la nula perforación entre 1965 y 2006.

Tabla 13

Factor de recobro actual del campo San Roque

Campo	POIS, MBIs	GOIS, GPC	Cum Petróleo (06/30/2013)	FR, (%)
San Roque	78	27,8	5,22	4,8

Nota: POIS = Petróleo original in situ; MBIs = Millones de barriles; GOIS = Gas original in situ. Geología estructural de los yacimientos. Fuente: Ecopetrol S.A (2007). *Manual de operaciones de las baterías Santos, Suerte, Bonanza y Tisquirama San Roque* (p. 22).

2.3.4.2 Curva básica de producción

En la tabla 14 se presenta la producción promedio del año 2014 en el campo San Roque, el cual se encuentra conformado por 36 pozos de producción, con un porcentaje de BSW de 7.0%. Se toma como referencia la producción normalizada de los pozos perforados en el campo San Roque (2007-2010), para la determinación del caudal inicial y la declinación a aplicar en el campo.

Tabla 14

Corrientes de Producción Campo San Roque.

Campo Provincia	Producto ^a	Unidad
Corriente de crudo	2.100	BOPD
Corriente de agua	120	BWPD
Corriente de gas	0,720	MMPCD

Nota: BOPD = Barriles aceite por día; BWPD = Barriles agua por día; MMPCD = Millones de pies cúbicos día.
Elaboración propia como ejemplo de los tres productos recibidos en la estación San Roque.

a. El volumen de líquido y volumen de gas se estiman con los potenciales reales y teóricos de campo San Roque.

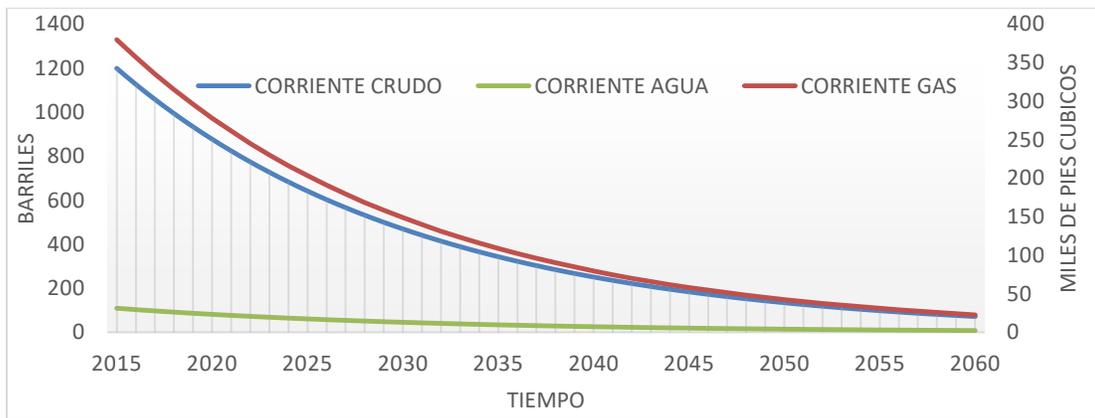


Figura 162. Curva básica de producción campo San Roque.

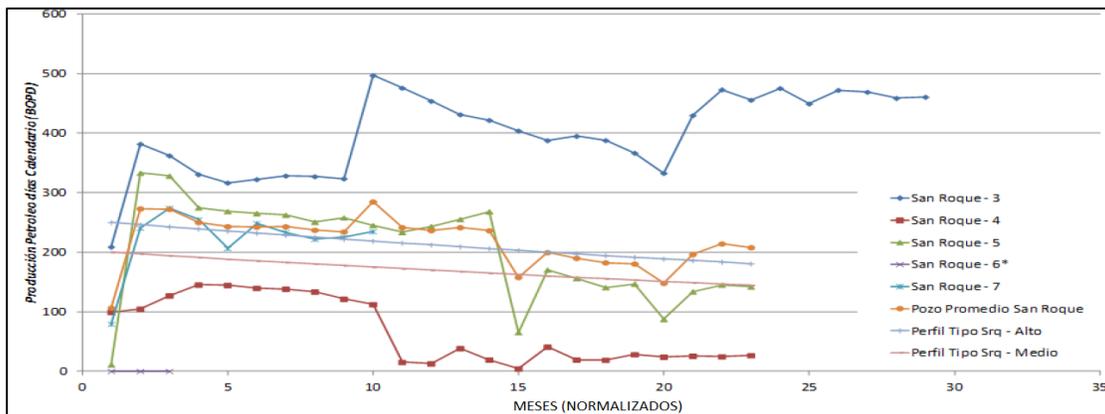


Figura 173. Esquema Producción normalizada de pozos San Roque 2007-2010.

En la anterior figura 32 se presenta la proyección de la curva de declinación básica del campo San Roque y el histórico de producción los últimos pozos perforados en el campo San Roque, a partir de la declinación de la producción normalizada del campo representado gráficamente en la figura 33. Se toma como referencia, una tasa de declinación del 17% a.n.

2.3.4.3 Estrategia de Desarrollo.

La Estrategia de Desarrollo del campo San Roque se plantea a través de las campañas de perforación de desarrollo y de avanzada, además de la incorporación e implementación de un proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua como medidas para mejorar el factor de recobro total.

Con la campaña de perforación se pretende incorporar 14,5 MBls de petróleo de Reservas probadas, probables y recurso contingentes con lo que incrementaría un factor de recobro hasta un estimado último de 30%.

Para los trabajos del plan de desarrollo correspondientes a la perforación de nuevos pozos se usó la estadística de los últimos pozos perforados para la determinación del caudal inicial y la declinación a aplicar. La declinación empleada corresponde a la observada en la en la historia de producción del campo estimada en un 16 % anual nominal. La campaña de perforación se presenta en 3 fases de perforación, las cuales se especifican en la tabla 15.

Tabla 15

Fases de perforación proyectadas para el Campo San Roque.

Proyecto	Número de Pozos	Producción BOPD	Gas (KPCD)
Fase I	10	2.050	366
Fase II	9	1.800	244
Fase III	16	1.600	492

Nota: Elaboración propia simulando el número de pozos que se proyectan a perforar, con base en el estudio de yacimientos realizado para el campo San Roque. Fuente: Ecopetrol S.A (2007). *Plan de desarrollo integrado campo San Roque. Vicepresidencia Técnica y Desarrollo E&P (p. 41).*

En la figuras 34 se presenta gráficamente la declinación normal de la producción incremental del campo San Roque con el ingreso de los pozos perforados y en las figuras 35, 36 y 37 se presentan las curvas de declinación proyectadas para las corrientes de producción incremental de crudo, gas y agua respectivamente, durante las fases de la campaña de perforación.

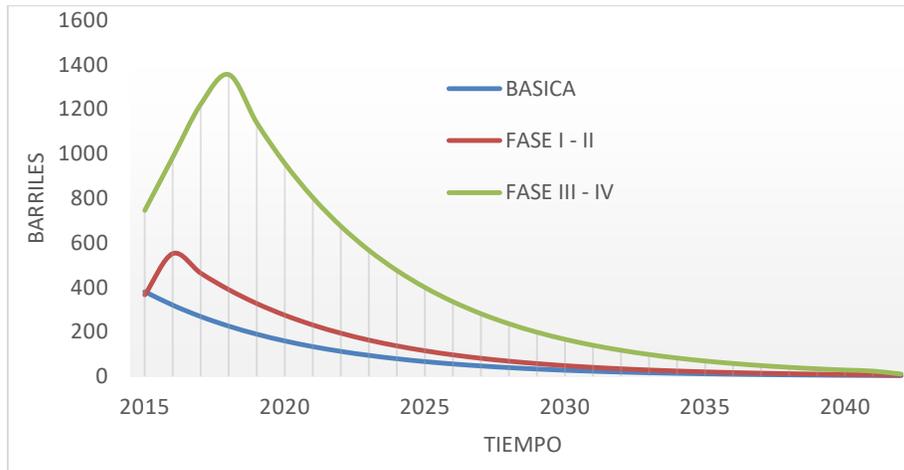


Figura 184. Producción incremental proyectada del campo San Roque

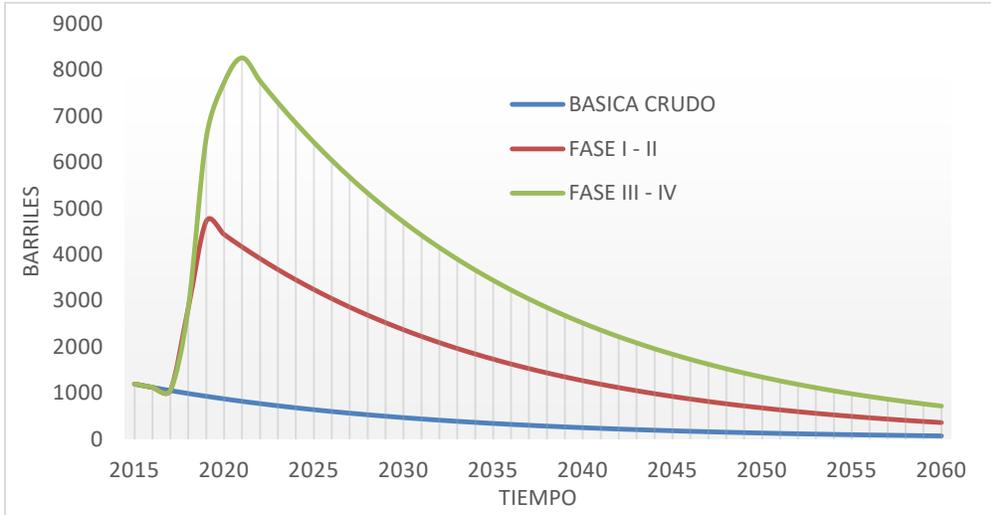


Figura 195. Proyección corriente de producción de crudo Campo San Roque

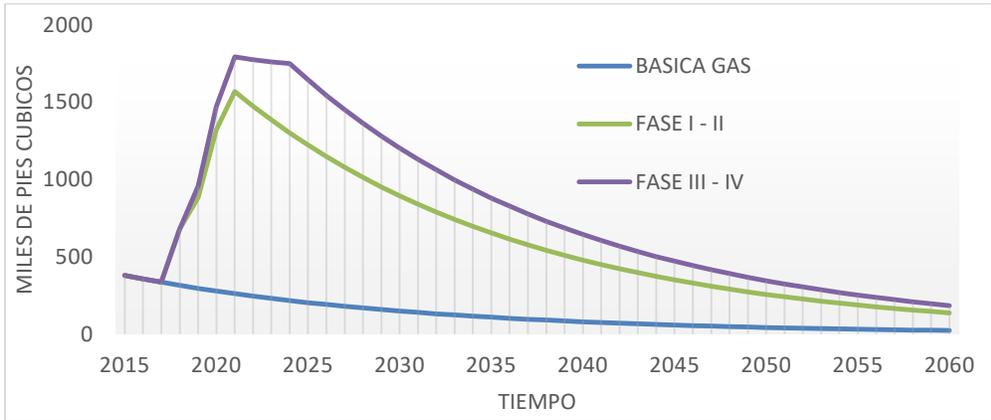


Figura 20. Proyección corriente de producción de gas Campo San Roque

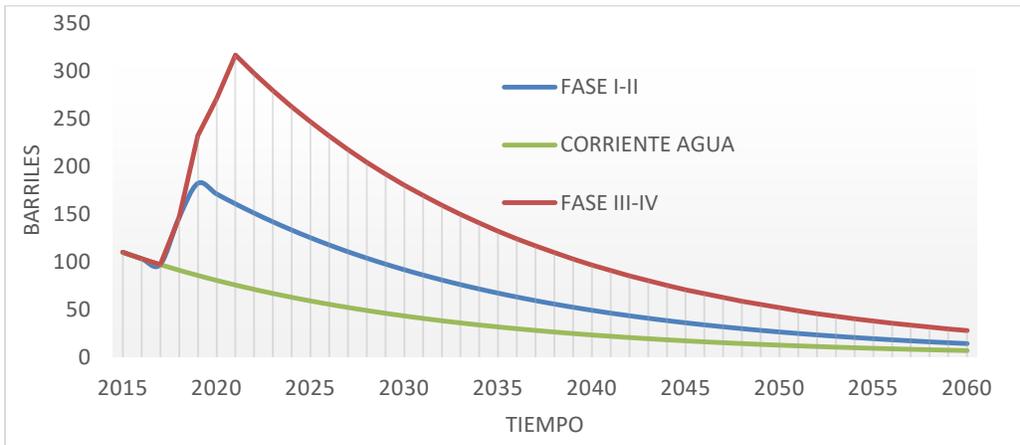


Figura 37. Proyección corriente de agua de producción Campo San Roque

2.3.4.4 Proyecto de Recobro Secundario

Dependiendo de los resultados del piloto de inyección de agua del campo Tisquirama puede existir la posibilidad de implementarlo en el campo San Roque y se estima un perfil de aplicación de inyección de agua para recuperación secundaria para el campo San Roque, según el cual se podría inyectar 8,4 KBWPD, para alcanzar un recobro adicional del 6% de hidrocarburos correspondiente a 2,8 Mbls adicionales. A continuación se proyectan los perfiles de producción incremental de crudo, gas y agua en las figuras 39, 39 y 40 respectivamente, implementando el proyecto de inyección de agua.

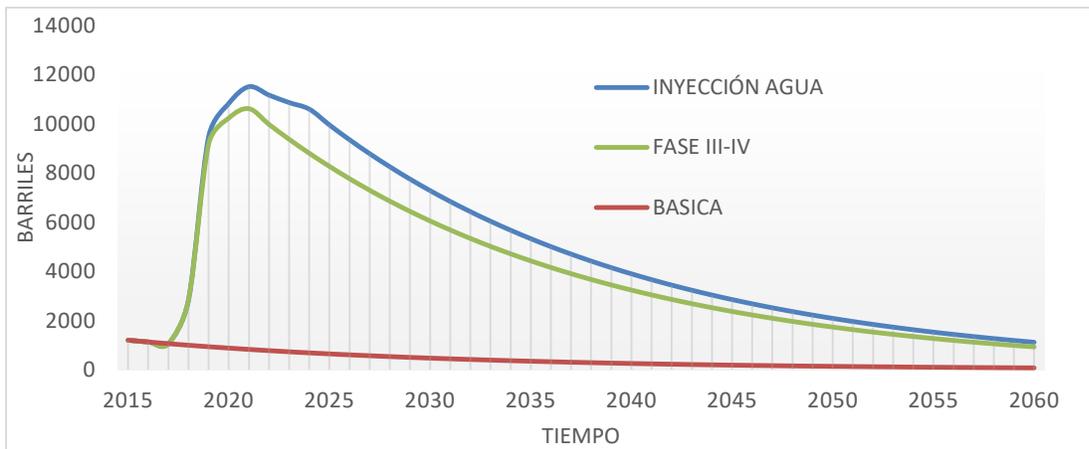


Figura 38. Proyección corriente de producción de crudo con Inyección campo San Roque.

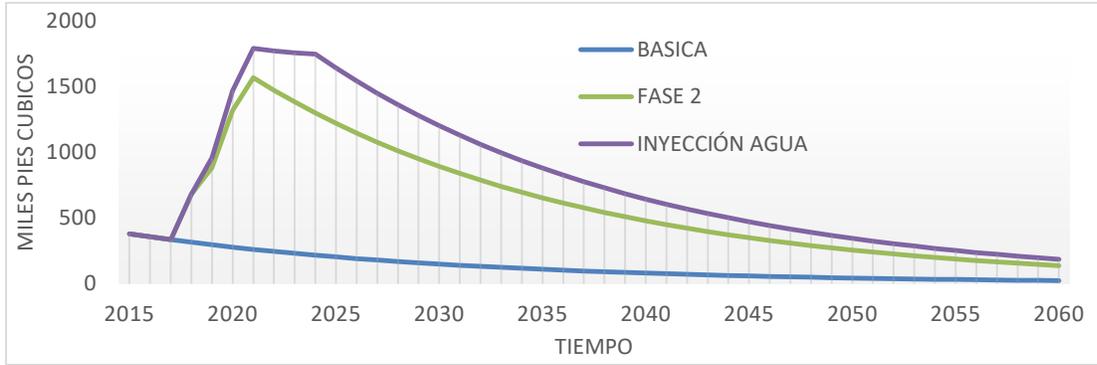


Figura 219. Proyección corriente de producción de gas con Inyección campo San Roque.

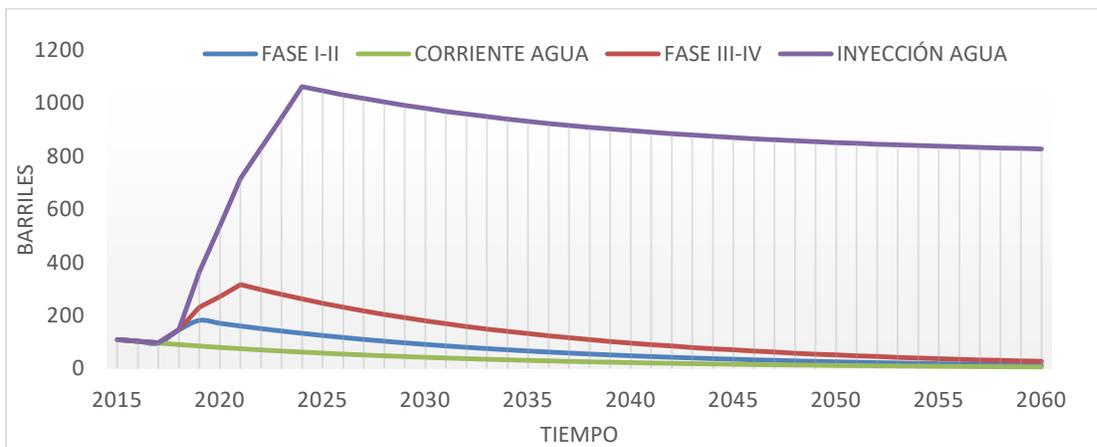


Figura 220. Proyección corriente de agua de producción por Inyección campo San Roque.

El proyecto de inyección de agua mejorada hace parte de la estrategia de desarrollo del campo San Roque, como una técnica de recuperación mejorada para optimizar las condiciones de producción y alcanzar el máximo factor de recobro. El Piloto para recobro mejorado se tiene plantado a partir del 2017, sujeto a los resultados de la implementación y masificación del recobro secundario por inyección de agua.

En este capítulo se ha presentado (a manera de ejemplo) los pronósticos o planes de producción de desarrollo de producción de crudo y gas incremental que pueden existir en cada uno de los campos de producción. La aprobación y el desarrollo del portafolio de inversiones para las

campanas de perforación, estarán sujetos a la determinación de la tasa de declinación para cada campo petrolero.

Estupiñan & Cardozo (2011) argumentan que en la práctica de la industria petrolera, el cálculo para encontrar la tasa de declinación de producción de un campo petrolero, se utiliza la extrapolación exponencial como una extensión de la declinación hiperbólica hasta el límite económica del activo. Para el desarrollo de esta investigación, las variables como el tiempo y la producción acumulada se utilizan como variables independientes y se utiliza el eje de las abscisas para graficar la tasa de declinación exponencial de producción del campo.

3. Utilidad de la capacidad Instalada

3.1 Información de referencia.

Cuando una empresa toma la decisión de aumentar su producción, la planeación de la capacidad es la primera actividad de la administración de las operaciones que tiene a lugar. Inicialmente se debe evaluar la capacidad y se debe determinar cuál es la necesidad que se requiere. La evaluación de las capacidades operativas de un campo petrolero requiere primariamente entender cómo se presentan los procesos operativos dentro del campo de producción. (Remolina, 2008).

En el siguiente esquema de la figura 41 se presentan los procesos que hacen parte de la cadena de valor y la razón de ser de Ecopetrol, permitiendo visualizar fácilmente el negocio desde la exploración, desarrollo de campo, producción de crudo y gas hasta la comercialización y distribución de los productos a los clientes externos.



Figura 231. Procesos Misionales de Ecopetrol S.A.

A continuación se presentará la descripción en detalle del “proceso de producción de crudo y gas” el cual realiza una referencia a la mayoría de los campos de producción que opera la empresa operadora Ecopetrol S.A.

3.1.1 Proceso de producción de crudo y gas

El proceso de producción de crudo y gas hace referencia a todos aquellos procesos destinados a la operación de los campos de producción de crudo y gas operados por Ecopetrol, como se ilustra en la figura 42. Incluye los procesos de extracción, recolección, tratamiento y entrega de hidrocarburos e inyección de fluidos, programación, seguimiento y optimización de la producción y gestión integral de emisiones, efluentes y residuos. A continuación se realiza una descripción muy breve para cada proceso:

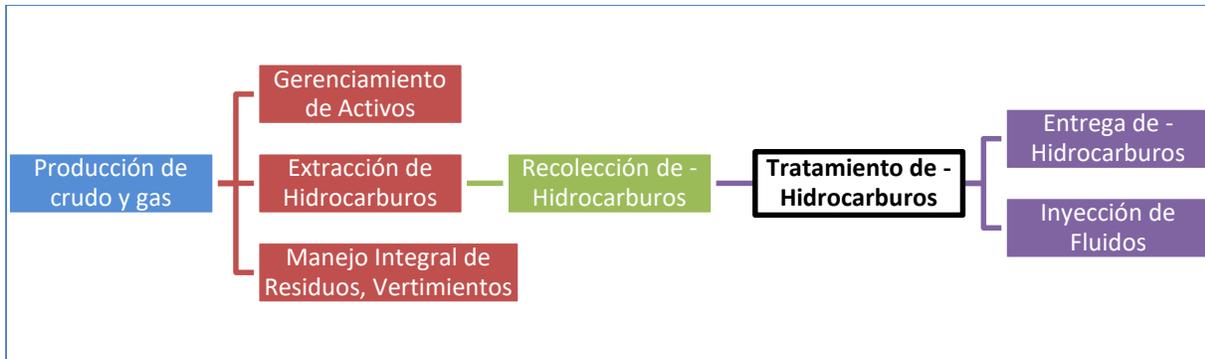


Figura 242. Esquema Proceso de Producción de crudo y gas. Tomado del plan de desarrollo del campo Provincia Ecopetrol (2012)

3.1.1.1 Proceso de extracción

Hace referencia al conjunto de procesos requeridos para extraer los hidrocarburos desde los yacimientos hasta la superficie para su recolección y tratamiento. En este proceso se incluye las actividades de diseño, operación, seguimiento y optimización de los sistemas de producción, tanto de flujo natural como los sistemas de levantamiento artificial, con sus componentes de subsuelo y superficie.

3.1.1.2 Proceso de recolección de hidrocarburos

En este proceso se realiza el conjunto de tareas requeridas para recolectar los fluidos desde los pozos productores de hidrocarburos y llevarlos hasta las facilidades para su tratamiento.

3.1.1.3 Proceso de tratamiento

En el proceso de tratamiento de hidrocarburos se realiza principalmente la transformación del producto extraído de los pozos de producción de un campo petrolero, a través de actividades que permiten efectuar los tratamientos que los hidrocarburos requieren, y de esta forma, obtener las especificaciones técnicas de calidad para su posterior uso o venta. El esquema del proceso de tratamiento se ilustra en la figura 43.

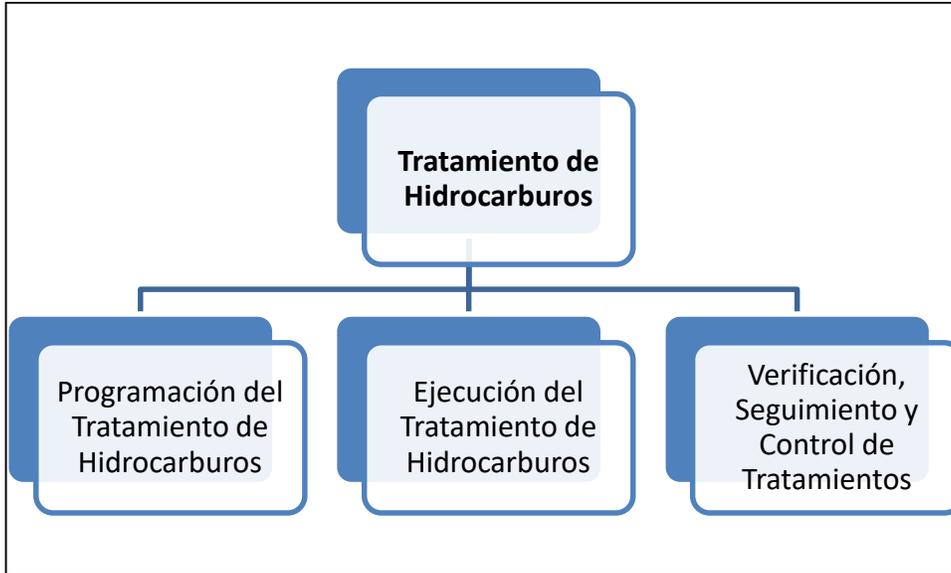


Figura 253. Esquema Proceso de tratamiento de Hidrocarburos.

Para lograr la transformación de los fluidos de la producción básica y los fluidos nuevos aportados por los pozos recién perforados, debe existir una integración de los diferentes subsistemas que conforman el proceso de transformación del producto, y debe existir una variable que permita integrar el manejo eficiente de la producción con las instalaciones, facilidades y equipos de producción del campo.

3.1.1.4 Proceso de entrega de hidrocarburos

Hace referencia al conjunto de procesos que se requieren para realizar la fiscalización y transferencia de custodia de los productos crudo, gas y productos blancos de conformidad a la normatividad aplicable.

3.1.1.5 Proceso de Inyección de fluidos

El proceso de inyección de fluidos hace referencia al conjunto de procesos ejecutados para realizar la inyección de fluidos a los yacimientos, incluye la programación, operación y optimización de los sistemas tanto para inyección de agua, gas, vapor u otros fluidos.

Mediante la caracterización de los campos de producción de estudio se identificarán las facilidades de superficie y los equipos que hacen parte de los subsistemas del proceso de transformación de los fluidos y se analizarán las variables presentes en cada una de las capacidades operativas del proceso de transformación del producto.

3.1.2 Identificación general del campo de producción

El campo de producción general Provincia se encuentra conformado geográficamente por cuatro campos de producción: Campo Bonanza, Provincia, San Roque y Tisquirama. Los cuatro campos se encuentran interconectados para entregar crudo y gas en condiciones específicas para el cliente.

De igual forma, como se presentó en el primer capítulo, se realiza una caracterización muy aproximada al aporte de producción en cada campo de producción, como manera de ejemplo, para el desarrollo de la investigación. (Seguridad de la información por la empresa).

El esquema de la figura 44 representa la configuración de la red o cadena de producción general del campo Provincia, incluyendo la caracterización de los cuatros campos petroleros.

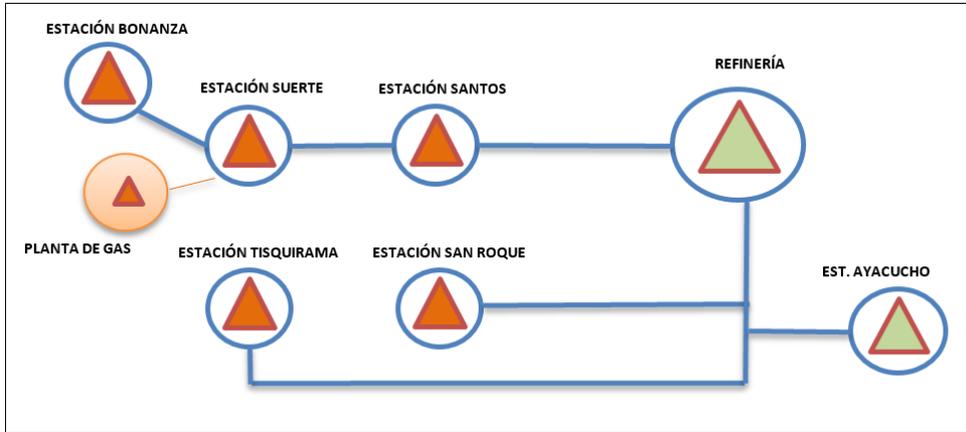


Figura 44. Configuración red de distribución del campo de Producción Provincia.

3.1.2.1 Caracterización del Campo Bonanza

La producción promedio año del campo Bonanza se estima 1.297 Barriles de aceite equivalente por día (BOEPD) y su caracterización se lustra en la tabla 16.

Tabla 16

Caracterización Campo de Producción Bonanza

	Campo de producción Bonanza			Total
Sistemas de Levantamiento	GL	PCP	BM	3
Número de Pozos	2	22	2	26
Porcentaje Método Artificial	8%	85%	8%	100%
Producción de crudo (BOPD)	22	1072	85	1179
Producción de gas (MSCFD)	1	319	354	674
Producción de agua (BWPD)	0	68	2	70

Nota: GL = Gas lift; PCP = Bomba de cavidad progresiva; BM = Bombeo mecánico. Elaboración propia simulando el comportamiento del sistema de levantamiento de los pozos del campo Bonanza.

De la tabla 16 se puede deducir que el 85% de los pozos tiene bombas de cavidad progresiva como método de levantamiento artificial frente a un 15% de pozos que tienen sistema de levantamiento entre Bombeo mecánico y gas lift.

El fluido aportado por los pozos de producción es recolectado mediante un sistema de líneas de flujo que van desde el cabezal del pozo hasta los respectivos colectores principales o manifold de las estaciones de flujo o recolección.

En la figura 45 se presenta el esquema de la producción de los tres principales fluidos aportados por los pozos de producción pertenecientes al campo de Bonanza y recolectados en la estación de flujo Bonanza.

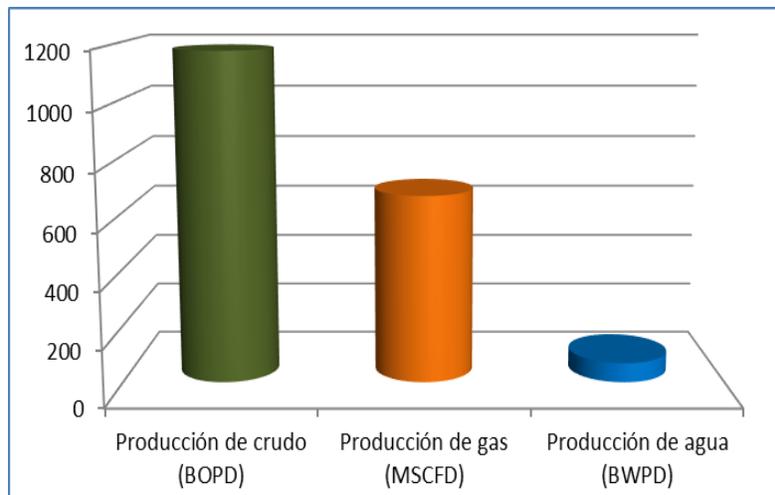


Figura 45. Relación de aporte de fluidos del campo Bonanza.

La cantidad de agua de producción aportada por los pozos es muy baja, por tanto, en el manejo de la producción dentro de la estación en el manejo de la producción, la operación puede direccionar el flujo de agua por la línea de bombeo hacia la estación Suerte. Por otra parte, la

corriente de crudo y gas se direcciona hacia la estación de flujo Suerte y la Planta de gas respectivamente.

3.1.2.2 Caracterización del Campo Provincia

El campo de producción Provincia se encuentran conformado por un total de (112) pozos de producción, con una producción promedio de 4724 BOEPD y una cantidad de agua de producción de 280 BWPD. El 18 % del proceso de extracción de los fluidos se realiza de forma natural (pozos de flujo natural) y el 82% de los pozos utiliza el sistema de levantamiento artificial de gas líft, como el método más predominante.

Debido a la gran extensión geográfica del yacimiento del campo Provincia, la distribución física de los pozos de producción requiere que exista la ubicación de dos estaciones de flujo para el proceso de recolección, identificadas como estaciones de recolección Suerte y Santos.

La primera mitad del campo de producción se encuentra conformada por 48 pozos y entrega a la estación de flujo Suerte una producción promedio diaria de crudo de 1680 barriles. Una de las estaciones de flujo se ubica en la parte norte del campo, recibe la producción de los 55 pozos de producción y de igual forma, recibe la producción despachada desde la estación de flujo del campo Bonanza. En la tabla 17 se especifica la producción recibida por los pozos cercanos del área de la estación suerte y en la figura 46 se presenta gráficamente la distribución de los fluidos que recibe la estación de flujo suerte.

Tabla 17

Caracterización Campo de Producción Provincia – Estación suerte

Estación suerte	Estación suerte		Total
	GL	FN	
Sistemas de Levantamiento	GL	FN	2
Número de Pozos	48	7	55
Porcentaje Método Artificial	87%	13%	100%
Producción de crudo (BOPD)	1220	461	1681
Producción de gas (MSCFD)	5141	8400	13541
Producción de agua (BWPD)	10	78	88

Nota: GL = Gas lift; FN = Flujo natural. Elaboración propia simulando el comportamiento del sistema de levantamiento de los pozos que se recolectan en la estación Suerte, perteneciente al campo Provincia.

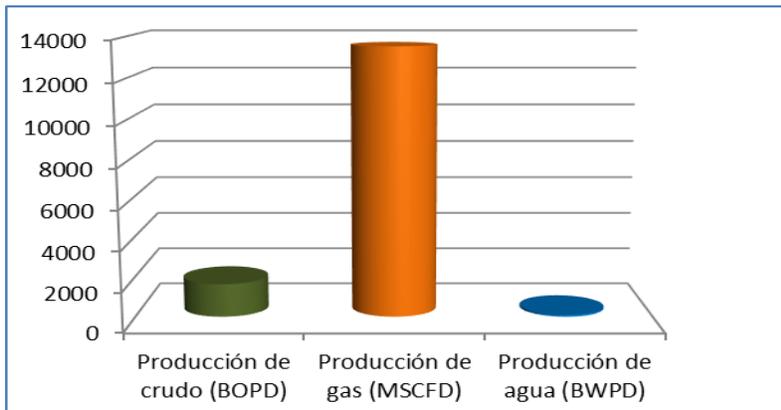


Figura 46. Relación de aporte de fluidos parte norte Campo Provincia.

Adicional a la producción de los pozos productores cercanos del área de la estación Suerte, también se recibe la producción despachada por el campo Bonanza a través del oleoducto, por lo tanto, se debe considerar la sumatoria de los tres fluidos de producción para el sistema de recolección de la estación.

La corriente de entrada de producción que se recibe en la estación suerte se fracciona en las tres líneas o corrientes de producción representadas en la figura 47.

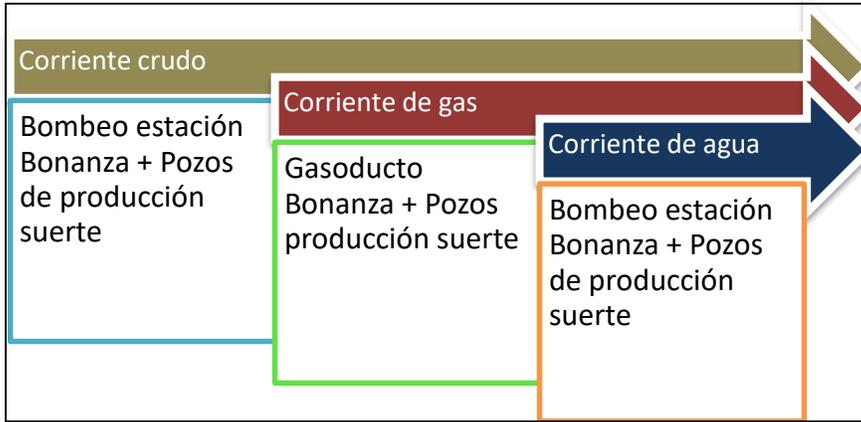


Figura 47. Relación de ingreso de corrientes de flujo a Suerte

En la tabla 18 se especifica la sumatoria total de las corrientes de producción recibidas de la estación de recolección del campo Bonanza en la estación Suerte y en la figura 48 se representa la proporción de los fluidos que ingresan a la estación de flujo.

Tabla 18

Corrientes de flujo Campo del Campo Bonanza - Provincia

Estación suerte	Producción		Total estación Suerte
	Bonanza	Suerte	
Producción de crudo (BOPD)	1179	1681	2860
Producción de gas (MSCFD)	674	13541	14215
Producción de agua (BWPD)	70	88	158

Nota: Prod. = Producción; Elaboración propia como ejemplo de los tres productos recibidos en la estación Suerte, incluyendo la producción del campo Bonanza

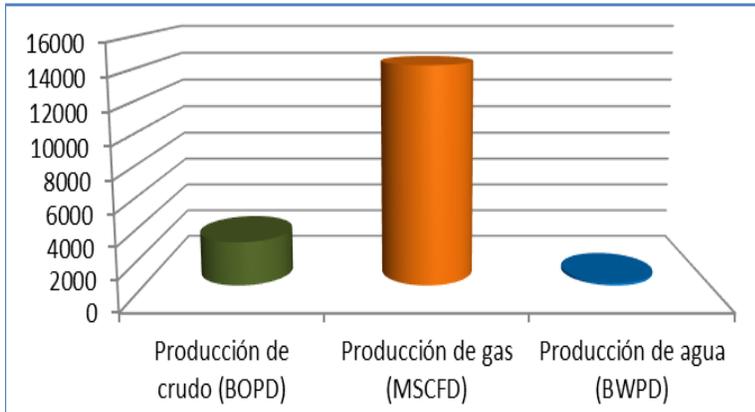


Figura 48. Corrientes de flujo Campo del Campo Bonanza – Provincia.

En la figura 49 se representa la primera interacción en la configuración de la red de producción del campo de Producción Provincia, expresando de esta forma, la sinergia existente entre el campo de producción Bonanza y la estación de flujo Suerte.

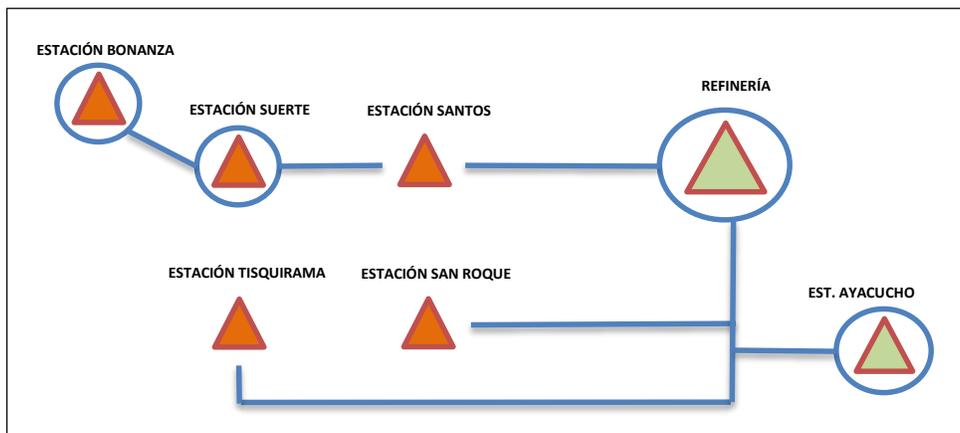


Figura 49. Aporte de fluidos pozos campo Provincia en la estación Suerte.

En esta primera interacción en la cadena de producción del campo general de Provincia se puede observar que tanto la corriente de fluido de gas que genera la estación de Bonanza como la corriente que se genera la estación Suerte se direcciona hacia a la Planta de gas la cual se encuentra ubicada en la misma locación de la estación Suerte.

Por otra parte, las corrientes de crudo y agua del campo Bonanza entran directamente en el proceso de recolección de la estación de flujo suerte. El volumen de gas extraído y recolectado por el campo Bonanza junto con el gas de las estaciones Suerte y Santos es recibido directamente por la Planta de gas a través de un sistema de máquinas compresoras.

La segunda estación de flujo (estación Santos) se ubica en la parte sur geográfica del campo y recibe un promedio de producción de 3.568 BOEPD. El sistema de Levantamiento de Gas Lift representa el 75% del método de levantamiento para los pozos de producción. En la tabla 19 se presenta la producción recibida por los pozos cercanos del área de la estación santos y en la figura 50 se representa la distribución proporcional de los fluidos que recibe la estación.

Tabla 19

Producción estación Santos, Campo Provincia.

Sistemas de Levantamiento	Estación santos			Total
	BM	GL	FN	3
Número de Pozos	1	43	13	57
Porcentaje Método Artificial	2%	75%	23%	100%
Producción de crudo (BOPD)	50	1249	41	1340
Producción de gas (MSCFD)	300	2103	10310	12713
Producción de agua (BWPD)	10	78	35	123

Nota: BM = Bombeo mecánico; GL = Gas lift; FN = Flujo natural. Elaboración propia simulando el comportamiento del sistema de levantamiento de los pozos que se recolectan en la estación Santos, perteneciente al campo Provincia.

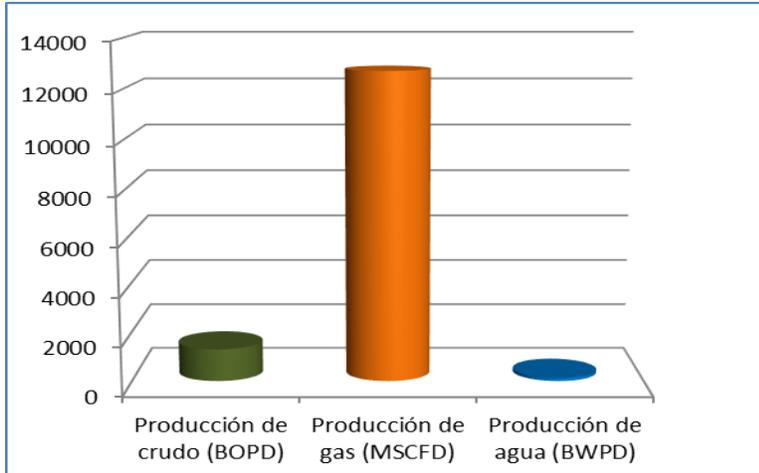


Figura 50. Corrientes de flujo estación Santos, Campo Provincia.

Adicional al aporte de los fluidos de los pozos de producción cercanos del área, la estación Santos también recibe la producción despachada por el campo Suerte a través del oleoducto. En la siguiente tabla se especifica la sumatoria de las corrientes de entrada de producción que se recibe en la estación y en la figura 51 se presenta la distribución de los fluidos, fraccionados en las tres 3 líneas o corrientes de producción:

Tabla 20

Corriente de flujo Campo de Producción Provincia – estación Santos

Estación suerte	Prod. Santos	Prod. Suerte	Total
Producción de crudo (BOPD)	1340	2860	4200
Producción de gas (MSCFD)	12713	14215	26928
Producción de agua (BWPD)	123	158	281

Nota: Elaboración propia como ejemplo de los tres productos recibidos en la estación Santos, incluyendo la producción de la estación Suerte y producción del campo Bonanza.

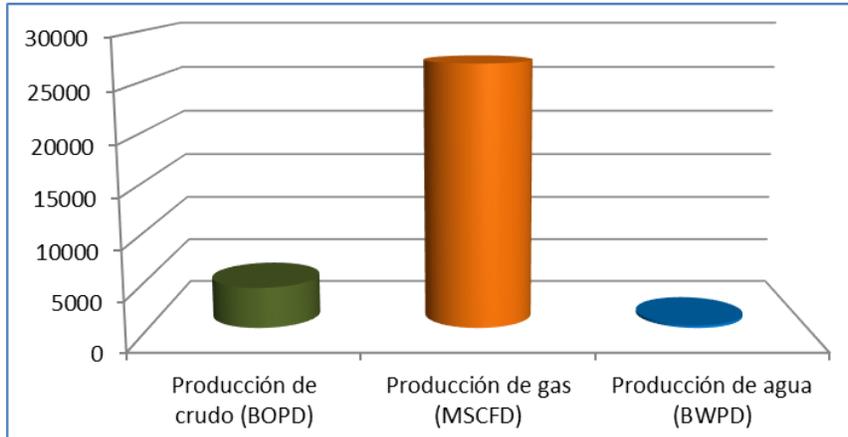


Figura 51. Corrientes de flujo Campo de Producción Provincia – estación Santos.

La corriente de crudo estará conformada por el fluido bombeado desde la estación Suerte a través de un oleoducto junto con el aporte de producción de fluidos de los pozos cercanos a la estación Santos. La corriente de agua de producción se relaciona con el aporte del agua de los pozos y es direccionada por la operación a un sistema de tratamiento de aguas industriales.

La corriente de gas se encuentra definida por la mezcla del volumen de gas generado por los pozos de producción cercanos a la estación Santos y el volumen de gas lift utilizado para el sistema de gas líft. Este gas se envía a la Planta de gas a través de un sistema de máquinas compresoras ubicadas en la estación santos.

En el esquema de la figura 52 se muestra la segunda interacción en la configuración de la red de producción del campo Provincia, representando de esta forma, la sinergia existente entre el campo de producción Bonanza, la estación Suerte y la estación de flujo Santos.

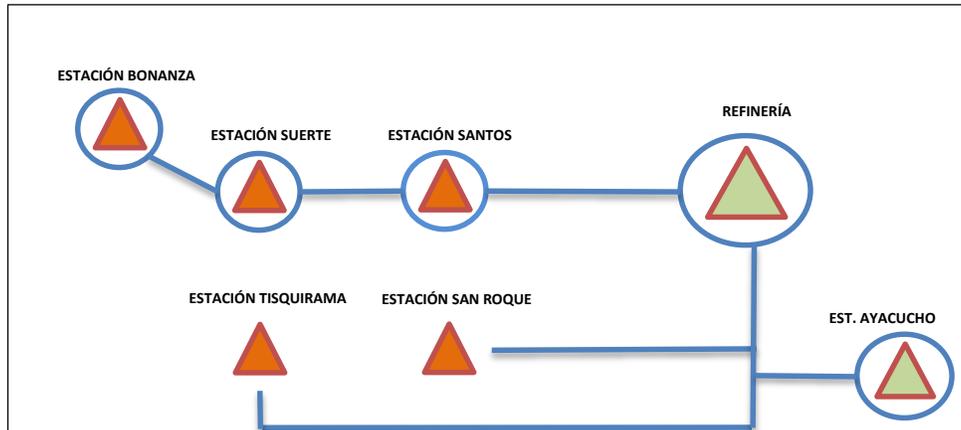


Figura 52. Aporte de fluidos pozos campo Provincia en la estación Santos.

Podemos puntualizar que en esta primera interconexión de la red de producción del campo Provincia, la transferencia del producto entre las estaciones de flujo se realiza la a través de tuberías de acero al carbón (oleoductos) y que la última estación de flujo es la estación central donde se entregará el producto final en especificaciones de calidad al cliente (Refinería).

Uno de los aspectos importantes de la cadena de producción es la sincronización, cualquier falla en algún punto de la red del sistema de manejo de producción creará un efecto en la cadena tanto hacia atrás como hacia adelante provocando posibles atolladeros y bloqueos de la producción, por ello, la importancia de controlar y regular los flujos al interior de todo el sistema.

Los campos San Roque y Tisquirama también hacen parte del campo de Producción general del campo Provincia, pero sus facilidades de superficie se encuentran distantes geográficamente de la cadena de producción descrita. Sin embargo, en el caso de obtener productos por fuera de especificaciones o cualquier otro inconveniente operativo, la corriente de crudo de estos dos campos podrá ser recibido en la estación Santos a través del recibo del producto por la prestación del servicio de transporte terrestre (carrotaques),

3.1.2.3 Caracterización del Campo San Roque

El campo San Roque pertenece operativamente al campo de producción general del campo Provincia y el aporte de su producción de crudo es entregada a un cliente más cercano, la estación de recolección de Ayacucho.

De igual forma, el campo San Roque también tiene la posibilidad de entregar su corriente de crudo en la estación Santos. El campo San Roque despacha su producto por carrotanque ya que no cuenta con oleoductos cercanos construidos.

La producción promedio año de crudo del campo San Roque es aproximadamente de 2.032 BOEPD y tiene un aporte de 120 barriles de agua de producción por día. El sistema de extracción de fluidos del campo San Roque está conformado en un 86% por el sistema de Bombeo mecánico (BM y Rotaflex), y por un 14% con sistema de Bombeo electro-sumergible (BES). El aporte de fluidos por parte de los pozos de producción se recibe en la estación de recolección San Roque.

En la tabla 21 se muestra la producción recibida por los pozos cercanos del área de la estación San Roque y en la figura 53 se representa la producción de los fluidos aportados por el campo.

Tabla 21

Corrientes de flujo Campo San Roque

	Campo San Roque		Total
	BM	BES	
Sistemas de Levantamiento	BM	BES	2
Número de Pozos	6	1	7
Porcentaje Método Artificial	86%	14%	100%
Producción (BOPD)	1644	330	1974
Producción (MSCFD)	313	20	333
Producción de agua (BWPD)	120	24	144

Nota: BM = Bombeo mecánico; BES = Bomba electrosumergible. Elaboración propia simulando el comportamiento del sistema de levantamiento de los pozos que se recolectan en la estación San Roque.

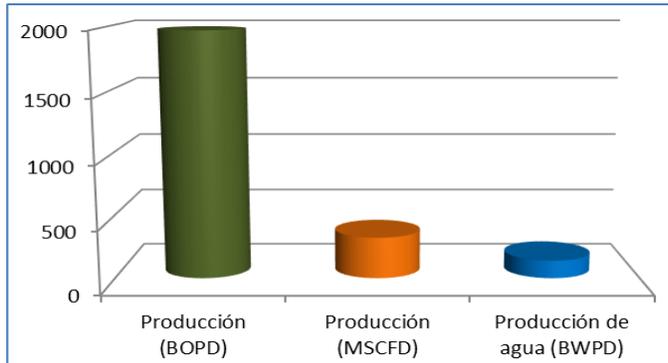


Figura 53. Corrientes de flujo Campo de Producción San Roque.

En el esquema de la figura 54 se presenta la interacción que puede existir entre el campo San Roque con la configuración de la red de producción del campo Provincia mostrando de esta forma, la inclusión posible de la corriente de crudo en las instalaciones de la estación Santos para luego ser procesada y entregada al cliente en condiciones de calidad.

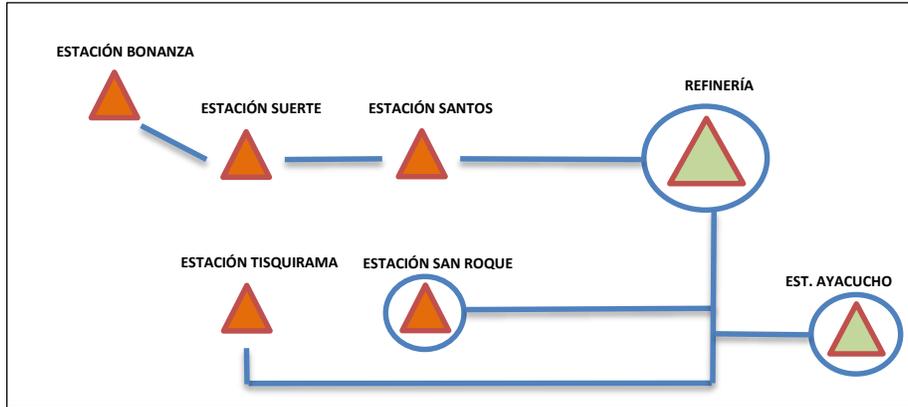


Figura 54. Esquema de aporte de fluidos pozos campo San Roque.

3.1.2.4 Caracterización del Campo Tisquirama

Este campo se encuentra aproximadamente a 7 kilómetros de la Estación San Roque y la producción promedio año de crudo del campo se estima en 1.040 BOEPD. En la tabla 22 se especifica la producción recibida por los pozos cercanos del área de la estación Tisquirama.

Tabla 22

Corrientes de flujo Campo Producción Campo Tisquirama

	Estación Tisquirama		Total
	BM	BES	
Sistemas de Levantamiento	BM	BES	2
Número de Pozos	14	1	15
Porcentaje Método Artificial	93%	7%	100%
Producción (BOPD)	896	80	976
Producción (MSCFD)	344	25	369
Producción de agua (BWPD)	120	24	144

Nota: BM = Bombeo mecánico; BES = Bomba electrosomergible. Elaboración propia simulando el comportamiento del sistema de levantamiento de los pozos que se recolectan en la estación Tisquirama.

En la figura 55 se representa la distribución de la producción de los fluidos aportados por el campo Tisquirama.

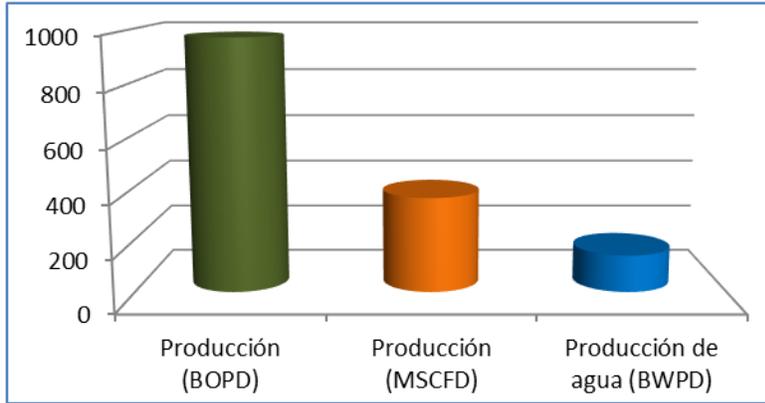


Figura 265. Corrientes de flujo Campo de Producción Tisquirama.

El campo Tisquirama puede entregar su producto a los dos clientes, Estación Ayacucho o Refinería, llevando el producto a la estación Santos. En el esquema de la figura 56 se presenta la interacción que puede existir entre el campo Tisquirama con la configuración de la red de producción del campo Provincia, mostrando de esta forma la inserción de la corriente de crudo en las instalaciones de la estación Santos.

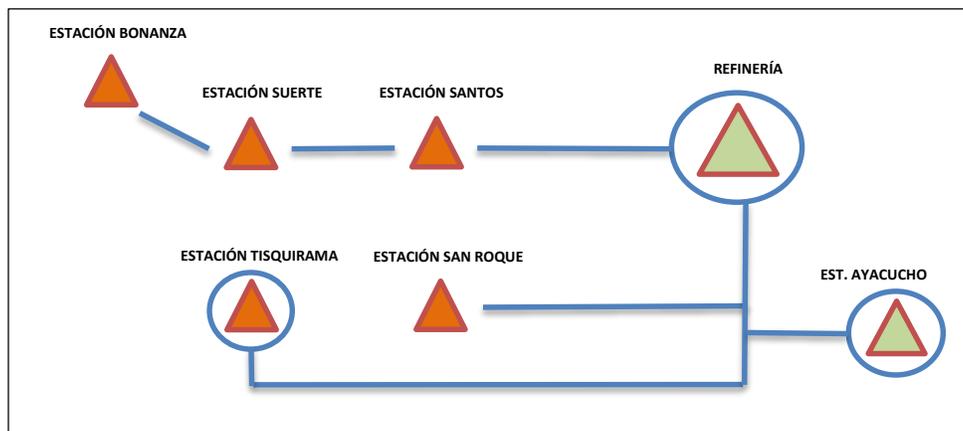


Figura 56. Aporte de fluidos pozos campo Tisquirama.

Hasta ahora, se ha presentado la caracterización de las corrientes de entrada de producción de los campos de producción y la interconexión que se presenta entre las estaciones de flujo y se asume que el balance de volumen de los fluidos permanece inalterable a la entrada y salida a través del proceso de producción dentro de las estaciones de flujo.

Cuando la sumatoria de los fluidos aportados por los pozos de producción ingresa a la estación de flujo, se inicia un proceso manejo de producción, un proceso de transformación y cambios físico-químicos al producto a través de facilidades y equipos logrando la separación física de las tres fases de los fluidos (crudo, gas y agua) y permitiendo que las corrientes de producción de crudo y gas entren en parámetros de calidad química para su posterior entrega al cliente.

El proceso de manejo de producción requiere que los fluidos pasen por una serie de facilidades y equipos que secuencialmente van logrando las especificaciones de calidad del producto. Estos equipos se diseñan dependiendo de las necesidades operacionales y por el potencial de producción que pueda aportar el yacimiento del campo petrolero.

3.2 Utilidad de la capacidad instalada.

Después que el hidrocarburo de cada uno de los pozos del yacimiento ha alcanzado la superficie se recolecta mediante un sistema de líneas de flujo que van desde el cabezal del pozo hasta las estaciones de producción, originando de esta forma, el proceso de extracción del fluidos.

El campo de Producción general Provincia se encuentra conformado por con cinco estaciones de recolección de flujo las cuales se encuentran interconectadas entre sí, a través de su etapa final de transferencia de producción, como se ilustra en la figura 57. Las estaciones de producción Bonanza, Suerte y Santos se encuentran interconectados por oleoductos y gasoductos y las estaciones de producción Tisquirama y San Roque transfieren su producto por carrotanques. En la figura 57 se presenta un esquema de la distribución de las estaciones de flujo en el campo de producción.

Las cinco estaciones de producción se encuentran geográficamente separadas y localizadas en diferentes municipios del área y a la vez, se encuentran interconectadas a través de oleoductos y gasoductos que le permiten transferir el crudo y gas de una estación a otra, hasta llegar a la estación Central.

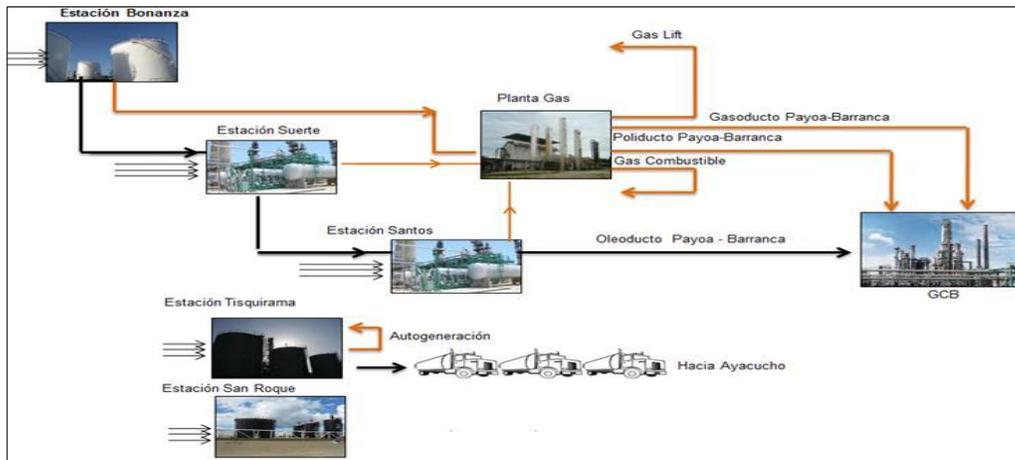


Figura 57. Distribución de flujo en el campo de producción general Provincia.

Particularmente las estaciones de Tisquirama y San Roque son las estaciones de producción que se encuentran a una distancia más lejana de las otras estaciones, lo que genera que se transfiera

el crudo a través de transporte terrestre (carrotanques) hasta un punto de recolección de la estación Santos. En esta última estación, se entrega el producto en especificaciones a la Refinería.

Las facilidades de producción empiezan en el manifold principal donde converge la producción recolectada todos los pozos de producción del campo de producción, luego el fluido multifásico de hidrocarburos se dirige hacia los separadores de fases los cuales pueden funcionar como bifásicos o trifásicos. Los separadores de la estaciones de flujo del Campo Provincia funcionan actualmente como separadores bifásicos. A continuación en la tabla 23 se presenta el resumen de valores estimados de producción por cada una de las estaciones de flujo.

Tabla 23

Producción por estaciones Campo de Producción Provincia

Estaciones	Número de pozos	BFPD	BOPD	BSW	BWPD	Ventas de gas KPCD
Estación Bonanza	26	1.415	1.179	0,2	236	674
Estación Suerte	55	2.017	1.681	0,2	336	13.541
Estación Santos	57	1.608	1.340	0,2	268	12.713
Estación Tisquirama	15	1.171	976	0,2	195	370
Estación San Roque	7	2.369	1.974	0,2	395	334
Total	160	8.580	7.150	1,0	1.430	27.632

Nota: Elaboración propia como ejemplo de las corrientes de fluidos que se reciben en las estaciones de flujo que hacen parte del campo de producción general Provincia.

A partir de este punto, el proceso tiene dos corrientes de producción, la corriente líquida y la corriente gaseosa. La corriente de gas se transfiere hacia los separadores de gas (scrubbers) para drenar los líquidos condensados por el gas y finalmente se transporta hacia las máquinas compresoras de la Planta de Gas o los mecheros (Teas) para quemarse. Para efectos de esta

investigación, se tomará el dato de volumen de gas obtenido por las estaciones de flujo para su cálculo económico (Barriles equivalentes).

La corriente de líquidos (mezcla de crudo, gas y agua) resultante de los separadores generales y de prueba, se transporta luego hacia los tratadores térmicos para realizar el proceso de deshidratación y desalado del crudo. El siguiente subproceso es el almacenamiento, contabilidad y fiscalización del producto a través de los tanques de almacenamiento, pasando por último por el área de despacho o bombeo donde se transfiere el producto a la siguiente estación o al cliente final.

3.2.1 Sub-sistemas del proceso

En la figura 58 se proponen las diferentes etapas o subsistemas del proceso del manejo de producción del producto que actúan al interior de las estaciones de flujo y a través de ellas se analizarán las capacidades teóricas de diseño calculadas para cada equipo o equipos que conforman los diferentes sub-sistemas.

Las principales etapas del proceso de transformación del producto pueden estar clasificadas en los siguientes sub-sistemas:

- Sub-sistema del proceso de separación (SPS)
- Sub-sistema del proceso de tratamiento (SPT)
- Sub-sistema del proceso de almacenamiento (SPA)
- Sub-sistema del proceso de bombeo (SPB)

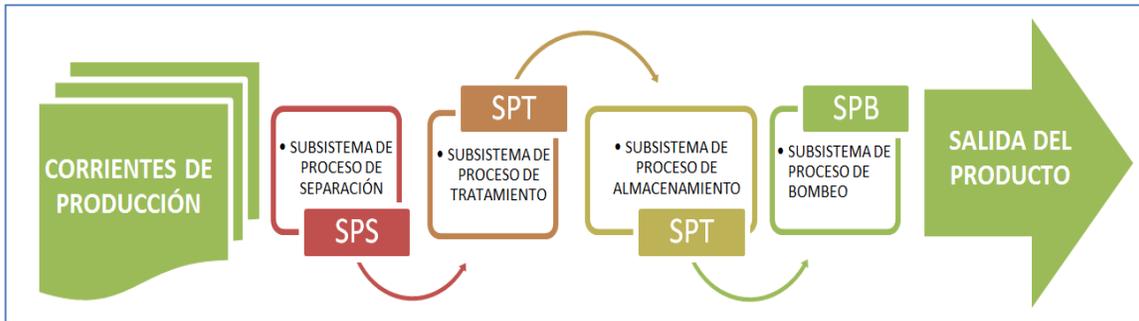


Figura 58. Subproceso de producción en estaciones de flujo.

3.2.2 Sub-sistema del proceso de separación (SPS)

En la estación de flujo, las corrientes de producción de todos los pozos llegan a un sitio común conocido como manifold o múltiple de producción, el cual consta de un colector para la producción general de los fluidos y un colector para la prueba individual de los pozos. A partir del direccionamiento de los pozos en el múltiple, los fluidos son transportados principalmente a los separadores generales y a los separadores de prueba respectivamente. En la figura 59 se puede observar la fotografía de un separador bifásico.



Figura 59. Fotografía de un separador horizontal de líquido-gas.

Los separadores de gas-líquido constituyen la primera instalación o subsistema de procesamiento del fluido obtenido de los pozos de producción. El fluido que se obtiene de un pozo normalmente es de carácter multifásico en la que se encuentran mezclas de hidrocarburos, agua, partículas de arena y contaminantes. La separación física de dichas fases representa una operación fundamental en la producción, procesamiento y tratamiento del crudo y del gas.

Las principales funciones del sub-sistema de separación son:

- Realizar una primera separación entre los hidrocarburos líquidos y gaseosos.
- Recolectar las partículas líquidas presentes en la fase gaseosa, con lo cual se logra una mejor refinación de los procesos.
- Liberar el gas que permanezca en la fase líquida.
- Realizar la descarga por separado de líquido y gas para evitar que se puedan volver a mezclar.

Las facilidades de superficie que hacen parte del sub-sistema de separación pueden estar conformadas por los siguientes equipos:

- Separadores Bifásicos
- Separadores Verticales.
- Depuradores de gas

El fluido producido por los pozos productores del campo Provincia está compuesto por crudo de gravedad 24,1 API, con aporte de agua de formación y gas húmedo, sin embargo, el fluido tiene

un corte de agua relativamente bajo en emulsión. (0,1 % y 2,0 % volumen). Por tanto, el fluido es procesado a través de separadores bifásicos horizontales.

Para el diseño de la capacidad adecuada de los separadores, desde el punto de vista del proceso, se debe incluir la especificación de longitud, costura-costura, diámetro interno y niveles aproximados de líquidos (Cain, 1989). Los detalles y cálculos del diseño mecánico no serán discutidos en esta investigación.

En resumen, realizando una comparación entre los cálculos para el diseño de los separadores bifásicos y trifásicos se encuentra una similitud en las ecuaciones del cálculo de las capacidades (Arnold, 1986).

3.2.2.1 Capacidad teórica de Operación de Separadores Horizontales Bifásicos y Trifásicos

Cuando se hace referencia a la capacidad operativa de un separador, se debe hablar sobre la capacidad que tiene el equipo para tratar el fluido líquido y la capacidad que tiene para manejar el gas de producción.

Los cálculos para determinar la dimensión de un separador horizontal, ya sea bifásico o trifásico, requieren de la identificación de varios factores presentes en el fluido de los pozos de producción como el factor de compresibilidad del gas, viscosidad de los fluidos, la velocidad de asentamiento de las partículas, etc.

Luego de determinar los parámetros anteriores y aplicando las ecuaciones para el dimensionamiento de los separadores horizontales bifásicos se determina la capacidad teórica para el manejo de los fluidos en el equipo (Requena & Rodríguez, 2006).

3.2.2.2 Capacidad de líquido

La capacidad líquido de un separador depende principalmente del tiempo de retención del líquido en el recipiente, una buena separación requiere de un tiempo suficiente para lograr el equilibrio entre la fase líquida y la fase gaseosa a la temperatura y presión deseada.

La fórmula matemática para el cálculo de la capacidad de líquido y gas que puede manejar un separador horizontal bifásico, se encuentran determinadas por las siguientes ecuaciones (Arnold, 1986).

$$d^2 L_{\text{eff}} = \frac{t_{r1} Q_1}{0.7} \quad (4)$$

Donde:

d : Diámetro del separador (pie)

L_{eff} : Longitud efectiva del separador (pie)

t_{r1} : Tiempo de retención del líquido (min)

Q_1 : Tasa de líquido (agua y crudo) que entra en el separador (Q_w+Q_o) (Bfpd)

3.2.2.3 Capacidad del gas.

$$d L_{\text{eff}} = 420 \left[\frac{T Z Q_g}{P} \right] K \quad (5)$$

d : Diámetro del separador (pulgadas)

L_{eff} : Longitud efectiva del separador (pulgadas)

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

Z: Factor de compresibilidad

P: Presión de operación del separador (Psi)

Q_g : Tasa de Gas (MMSCFD)

El factor de compresibilidad (z) determina el volumen del gas en las condiciones de operación (Cain, 1989). El diseñador deberá seleccionar el modelo más conveniente para que los resultados coincidan con los valores del campo.

3.2.3 Sub-sistema del proceso de tratamiento (SPT)

Después de pasar el fluido por los separadores, el crudo se transfiere al sub-sistema de proceso tratamiento para romper la emulsión a través del uso de equipos que permiten generar cambios físico-mecánicas y químicos para una óptima separación de fases.



Figura 60. Tratador Térmico Horizontal. Tomado de <http://www.oiltraters.com/>

El sub-sistema del proceso de tratamiento puede estar conformado por varios equipos, por ejemplo: Tanque deshidratador térmico, Tratadores térmicos como se ilustra en la figura 60 y tratadores termo-electroestáticos.

La facilidad o dificultad en el proceso de tratamiento depende del tipo de emulsión, de las propiedades del aceite y del agua y de las proporciones que se encuentren. El Campo Provincia cuenta con tratadores térmicos para el proceso de calentamiento de la emulsión agua – petróleo, los cuales tienen como finalidad ocasionar un choque de moléculas acelerando la separación de las dos fases de la emulsión. En este proceso de deshidratación también se separa y extrae los sedimentos y arenas que viene adheridos al flujo de crudo.

3.2.3.1 Capacidad teórica de Operación de Tratadores Térmicos.

El diseño de los Tratadores (Tipo, tamaño, presión, Temperatura, selección de las cajas de fuego, quemadores) ya se encuentran armados en el mercado de la industria petrolera, acorde a las especificaciones API (estándares nominal). Ellos se encuentran disponibles en diferentes rangos de tamaño y presión. Los tratadores térmicos pueden ser horizontales o verticales. En la tabla 24 se presentan varias dimensiones de tratadores térmicos horizontales.

Tabla 24

Dimensiones o presiones típicas para Tratadores Horizontales

DIÁMETRO EXTERIOR (ft)	Longitud de caparazón Costura principal hasta costura principal (ft)	Presión mínima del diseño (Psig)
3	10, 12 o 15	50
4	10, 12 o 15	50
6	10, 15 o 20	50
8	15, 20, 25 o 30	50
10	20, 30, 40, 50 o 60	50
12	30, 40, 50 o 60	50

Nota. Fuente: API Specification 12L, Specification for Vertical and horizontal emulsión Treaters, 4 Edición (1194), Recopilado por Granados, P. & Gutierrez N. (2007). Definición de estándares operativos para tratadores térmicos y termoelectroestáticos en facilidades de Producción.

Conociendo la velocidad de sedimentación de las gotas y el área transversal de la zona transversal de la zona de sedimentación (coalescencia) se puede conocer la Capacidad teórica del Tratador térmico (Groda & Realf, 1999).

La diferencia de gravedad específica entre las gotas de aguas dispersadas y el aceite puede causar que el agua llegue hasta el fondo del tratador. Esto permite que el régimen de flujo en el

asentamiento de las gotitas de agua pueda ser laminada y estar gobernada por la Ley de Stokes (Arnold, 1991).

La velocidad descendente de la gotita de agua puede ser suficiente para vencer la velocidad ascendente del aceite a través del tratador. Haciendo la velocidad de asentamiento igual a la velocidad del aceite, se puede derivar la ecuación 6 para tratadores horizontales y la ecuación 7 para los tratadores verticales expresados de la siguiente forma:

Tratadores Horizontales:

$$d_i L_f = \frac{438(Q_o \mu_o)}{\Delta SG^* (d_m \mu_o)^2} \quad (6)$$

Tratadores Verticales:

$$D_i = 81,8 \left[\frac{(Q_o \mu_o)}{\Delta SG^* (d_m)^2} \right]^{1/2} \quad (7)$$

Donde:

d_i : Diámetro del Tratador (Pulgadas)

Q_o : Tasa de Petróleo (BOPD)

μ_o : Viscosidad del aceite, (cp)

L_f : Longitud de la sección de coalescencia, (pulgadas)

ΔSG : Diferencia de Gravedad Específica entre aceite y agua (relativa al agua)

d_m : Diámetro gotita de agua (micrones)

En el Tratador térmico horizontal, el área transversal para el ascenso del aceite se encuentra en función del diámetro y longitud de la sección de coalescencia.

3.2.3.2 Ecuaciones de Tiempo de retención.

El aceite puede ser mantenido a cierta temperatura por un periodo específico para quebrar la emulsión de agua en aceite. Esta información se determina mejor en el laboratorio; sin embargo, en ausencia de tales datos, podemos utilizar 20 a 30 minutos como tiempo de retención (Granados & Gutierrez, 2007).

Dependiendo de las propiedades específicas de la corriente a ser tratada, la geometría requerida para dar un cierto tiempo de retención puede ser el mayor o menor que la geometría requerida para satisfacer la ecuación de asentamiento. La geometría del tratador es determinada por el mayor de los dos criterios (Arnold, 1991). Las ecuaciones 8 y 9 derivan los tiempos de retención para los equipos y se expresan de la siguiente forma:

Tiempo de Retención Tratadores Horizontales:

$$(D_i)^2 * L_f = \frac{t_r * Q_o}{1,05} \quad (8)$$

Tiempo de Retención Tratadores Verticales:

$$(D_i)^2 * h = \frac{t_r * Q_o}{0,12} \quad (9)$$

Donde

t_r : Tiempo de retención, (minutos)

Q_o : Tasa de Petróleo (BOPD)

h : Altura de la sección de coalescencia, (pulgadas)

Luego el petróleo es enviado a los tanques de almacenamiento y el agua a los sistemas de tratamiento de efluentes.

3.2.4 Sub-sistema del proceso de almacenamiento (SPA)

Cuando se realiza el diseño de un tanque de almacenamiento es muy importante conocer la cantidad y las propiedades del crudo que se va a almacenar. Guzmán (2012) comenta que los tiempos de retención se determinan con respecto al caudal de entrada de crudo al tanque y la velocidad de asentamiento de las partículas de agua para que se genere el proceso de deshidratación y desalado del producto. Las facilidades de superficie que hacen parte del sub-sistema de almacenamiento están conformadas por los siguientes equipos:

- FWKO (Free Water Knock Out)
- Tanques de lavado (Gun barrel)
- Tanques cónicos.

3.2.4.1 Capacidad teórica de Operación de Almacenamiento.

Una vez identificado estos parámetros se puede calcular la capacidad teórica de almacenamiento en los tanques a partir de la descripción de las ecuaciones 10, 11 y 12.

$$V = A * h \quad (10)$$

$$V = (3.1416) * \left(\frac{D^2}{4}\right) * h \quad (11)$$

$$D = \sqrt{\frac{V*4}{(3.1416)*h}} \quad (12)$$

V: Volumen a almacenar (pies cúbicos)

A: Área del cilindro (pies cuadrados)

h: Altura del tanque (pies)

D: Diámetro del tanque (pies)

3.2.5 Sub-sistema del proceso de bombeo (SPB)

El sub-sistema del proceso de bombeo o despacho del producto hace referencia a los equipos de tipo motriz encargados de suministrar energía al crudo, cuando estos se encuentran almacenados y requieren ser transferidos a distancias muy grandes, a través de los oleoductos troncales o primarios.

Las bombas se clasifican con base en una gran cantidad de criterios, que van desde su aplicaciones, materiales de construcción, hasta su configuración mecánica. Un criterio básico que incluye una clasificación general, es el que se basa en el principio por el cual se adiciona energía al fluido, en este caso, las bombas de un oleoducto, las cuales adicionan energía de presión, en donde las cotas de altura, así como los diámetros de tuberías y consecuentemente las velocidades fuesen iguales, en tanto que la presión es incrementada para poder vencer las pérdidas de rozamiento que se tuvieran en la transferencia del producto.

3.2.5.1 Capacidad teórica de Operación de Bombeo.

Guzmán (2012) comenta que según la forma en que imparten la energía al líquido, las bombas de proceso se clasifican en bombas dinámicas (que imparten energía cinética mediante la acción de una fuerza centrífuga) y bombas de desplazamiento positivo (que imparten un desplazamiento parcial o total del volumen de líquido mediante la acción de un dispositivo mecánico: pistón, diafragma, tornillo o de engranajes).

El diseño de la bomba consiste en alcanzar la eficiencia máxima, cerca de la condición de máxima potencia de flujo. De ser posible, una bomba debe funcionar a su máxima eficiencia. Los cálculos para la selección de la capacidad de una bomba son más sencillos, porque muchos de los problemas usuales ya han sido resueltos por el fabricante.

El requisito principal de una bomba es el de entregar la cantidad correcta del líquido (Q) contra la carga (H) existente en el sistema. Por ello, la curva de sistema es una representación gráfica del comportamiento de la resistencia del Cabezal Dinámico Total (TDH) de un sistema de bombeo a lo largo de todo su rango de capacidad (NFPA 25, 2008).

En la figura 61 se presenta un ejemplo de curva característica de una bomba centrífuga y en la cual, se indica varios de sus componentes principales.

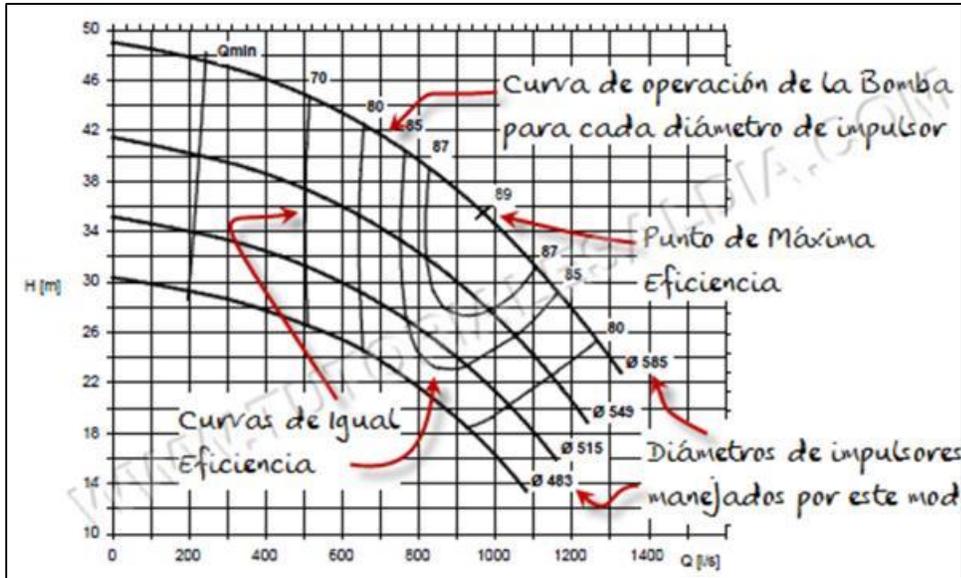


Figura 61. Esquema de una curva característica de una bomba centrífuga. Tomado de <http://ingenieriacivil.tutorialesaldia.com>

Una curva característica del sistema de bombeo muestra:

- El componente de la altura estática (El cual es constante en todo el rango de capacidad).
- El componente de la altura dinámica (El cual se incrementa con la capacidad).

La curva del sistema se construye en función del tamaño de tubería, tipo de equipo, y disposición del sistema de bombeo. A través de las curvas del sistema, se puede identificar la capacidad teórica operativa en la cual la bomba se encuentra funcionando.

3.3 Configuración del sistema de producción campo Provincia

Se entiende por sistema de producción al conjunto de actividades o eventos relacionados que mediante su interacción transforman los insumos o materias primas en productos con un valor.

El sistema de Producción Lineal o por producto es un sistema diseñado para fabricar un determinado producto, con este se logran altos niveles de producción y su administración está enfocada en mantener siempre el flujo de las operaciones y el funcionamiento de todas las máquinas o equipos.

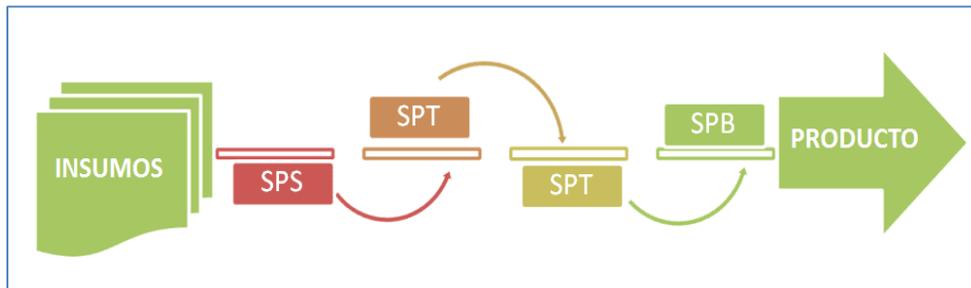


Figura 62. Proceso Lineal o por producto

3.3.1 Balance de línea de producción.

Una línea de producción se considera en balance en el momento que todas las operaciones caminan al mismo ritmo. Se puede comparar al flujo de líquido por un tubo, todo el tubo debe ser de la misma capacidad para que el flujo sea continuo y sin obstáculo. Para conseguir el balance, cada sub-sistema del proceso debe tener la misma capacidad de producción.

3.3.2 Identificación de restricciones de flujo

Las estaciones de flujo se encuentran conformadas por facilidades y equipos que conforman sub-sistemas internos que realizan múltiples operaciones y a la vez, pueden estar interconectadas a través de oleoductos, gasoductos u otro medio, para transferir el producto final a una estación central o directamente la entrega al cliente, y con frecuencia sus capacidades operativas no son idénticas.

Se puede definir que el cuello de botella es la operación que tiene la capacidad efectiva más baja entre todas dentro de los sub-sistemas de procesos y que, por lo tanto, limita la salida del producto del sistema de producción.

En el siguiente esquema de la figura 63 se representa la interacción continua entre los sub-sistemas que hacen parte de una estación de flujo, y donde la operación de bombeo del producto (SPB) representa un cuello de botella que limita la operación a 3.000 barriles de aceite por día. En efecto, la instalación solo puede producir a una velocidad igual a la más lenta de sus operaciones.

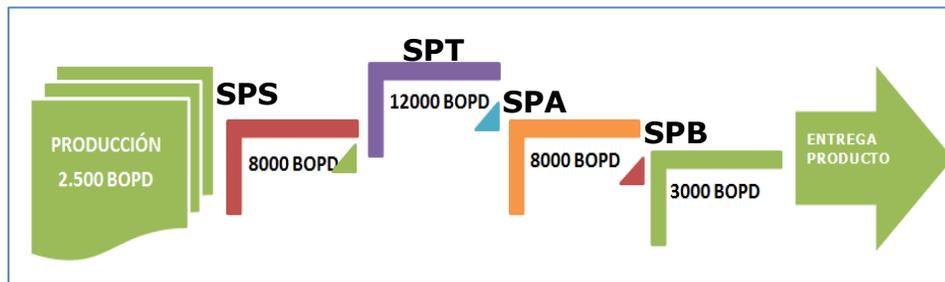


Figura 63. Cuellos de botella de la capacidad de una estación de flujo

En el esquema de la figura 64 se muestra la estación de flujo cuando las capacidades los sub-sistemas están casi perfectamente equilibradas, de tal modo que cada una de las operaciones es un cuello de botella.

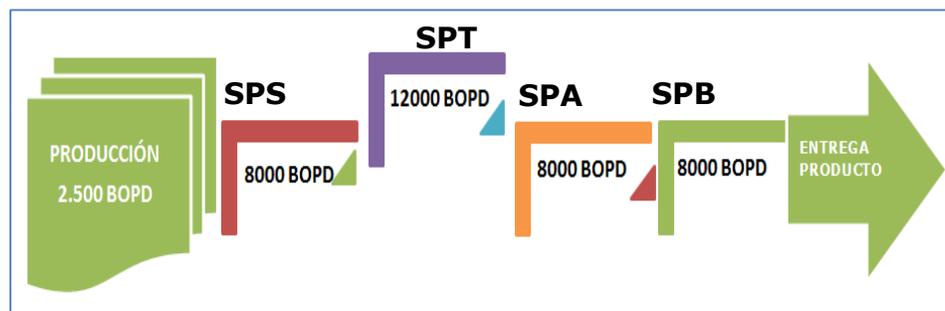


Figura 64. Cuellos de botella de la capacidad con 4 operaciones.

La verdadera expansión de la capacidad de la estación de flujo o instalación, se presenta solo cuando la capacidad del cuello de botella se incrementa. En el esquema, al aumentar inicialmente la capacidad de la operación del subsistema de bombeo (SPB), (y no de las demás subsistemas) se incrementará la capacidad del manejo de la producción del sistema en ocho mil (8.000) barriles de aceite por día.

Sin embargo, cuando la capacidad de la operación del subsistema de bombeo alcanza la cifra de 8.000 barriles de aceite por día, como se aprecia en el esquema nueve (9), tres de los cuatro sub-sistemas tendrían que ser expandidas en forma simultánea para conseguir un incremento adicional de la capacidad total de la estación de flujo (12.000 BOPD), llegando hasta el punto de igualar la capacidad del sub-sistema del proceso de tratamiento térmico.

A partir de este punto, las tres operaciones tendrían que ser expandidas en forma simultánea para conseguir un incremento adicional de la capacidad

3.4 Capacidades operativas

A continuación se presentarán las capacidades de operación que tienen las estaciones de flujo que conforman el sistema de producción general del campo Provincia, como se ilustra en red de distribución de la figura 65.

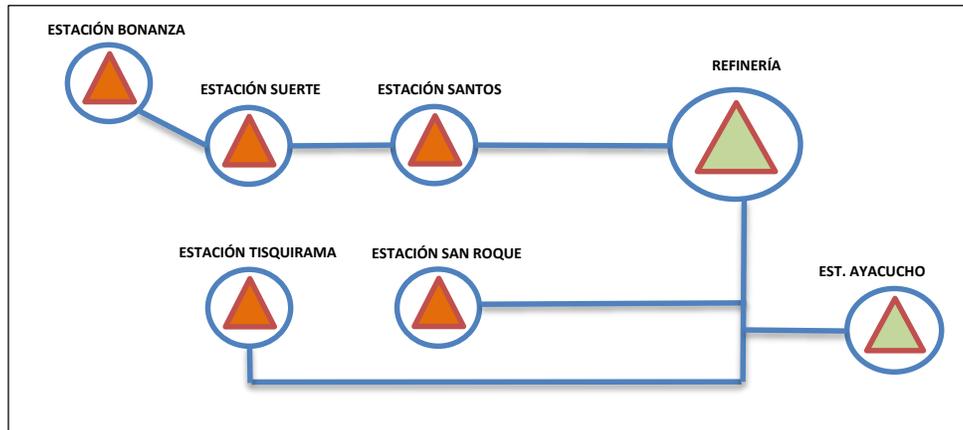


Figura 65. Configuración red de distribución del Campo de Producción Provincia.

3.4.1 Capacidad operativa sub-sistema de proceso de separación

Para determinar la capacidad operativa para el manejo de líquidos y gas en los separadores horizontales de las estaciones de flujo, se utilizan las fórmulas teóricas planteadas, siendo principalmente el tiempo de retención como la variable a determinar.

En esta investigación, la determinación del cálculo de la capacidad operativa del subsistema de proceso de separación (SPS) no se tiene en cuenta los separadores de prueba, ya que ellos son utilizados para medir el potencial de los pozos de producción, por ello, solo se toma en cuenta los separadores generales de las estaciones de flujo, los cuales pueden manejar el 100% de la producción del área.

En el campo Provincia, la mayoría de los equipos operan con tiempos de retención de cinco (5) minutos, tiempo promedio suficiente para lograr el equilibrio entre la fase líquida y la fase gaseosa a la temperatura y presión de operación indicada. En la medida que los tiempos de

retención disminuyan, se aumentará la capacidad de operación del equipo y viceversa. La capacidad Nominal de los equipos se encuentra calculada con tiempos de retención de veinte (20) minutos. En la tabla 25 se puede observar la identificación y sumatoria de las capacidades operativas de los SPS en cada una de las estaciones de flujo.

Tabla 25

Capacidad operativa de SPS del Campo Provincia

Equipo	TIPO	Presión (Psi)	Capacidad liquido TR= 5 Minutos (BFPD)	Capacidad gas TR 5 Minutos (MMSCFD)
Separador General A1	Bifásico horizontal	188	4500	4,4
SPS Estación de flujo Bonanza			8500	4,4
Separador General B1	Bifásico horizontal	188	4847	2,6
Separador General B2	Bifásico horizontal	188	4847	2,6
Separador General B3	Bifásico horizontal	150	14541	10,2
Separador General B4	Bifásico horizontal	150	14541	10,2
Separador General B5	Bifásico horizontal	150	4847	9,3
SPS Estación de flujo Santos			43623	34,886
Separador General C1	Bifásico horizontal	188	4847	2,6
Separador General C2	Bifásico horizontal	188	14541	2,6
Separador General C3	Bifásico horizontal	150	14541	10,2
Separador General C4	Bifásico horizontal	150	14541	10,2
SPS Estación de flujo Suerte			48470	25,6

Nota: TR = Tiempo de residencia; BFPD = Barriles de fluido por día. Elaboración propia simulando el comportamiento de las variables existentes en los separadores bifásicos ubicados en el campo de estudio.

3.4.2 Capacidad operativa Sub-sistema de proceso de Tratamiento

Los tratadores son de tipo horizontal de tamaño (10” OD x 30’) los cuales operan a 50 psi. La capacidad operativa del equipo se determina utilizando la fórmula teórica planteada, y se establece con un tiempo promedio de retención de un 1 minuto, tiempo suficiente para el calentamiento de la emulsión y el efecto de coalescencia de las gotas de agua en el equipo. El crudo limpio sale hacia los tanques para su posterior deshidratación. En la tabla 26 se identifica la capacidad teórica operativa del subsistema de proceso de tratamiento (SPT) para la respectiva estación de flujo.

Tabla 26.
Capacidad operativa de SPT del Campo Provincia.

Equipo	TIPO	Presión (Psi) ^a	Capacidad liquido TR= 1 minuto (BFPD)	Capacidad nominal para gas (MMSCFD)
Tratador Térmico BS&B - B	Tratador Horizontal	50	5.610	1
SPT Estación de flujo Santos			5610	1
Tratador Térmico BS&B - C	Tratador Horizontal	50	5.610	1
Tratador Térmico BS&B - C	Tratador Horizontal	50	5.610	1
SPT Estación de flujo Suerte			11.220	2

Nota: Elaboración propia simulando el comportamiento de las variables existentes en los tratadores térmicos ubicados en el campo de estudio.

- a. La presión promedio corresponde a la registrada en los tratadores térmicos ubicados la estación Suerte y Santos (50 psi).

3.4.3 Capacidad operativa Sub-sistema de proceso de almacenamiento

Según Ali & Beed (1998) comentan que la capacidad de los tanques para continuar con el tratamiento del crudo, debe ser capaz de manejar de 8-12 horas, es decir, del 33% al 50% de la producción total del fluido aportado por los pozos. La capacidad de los tanques en las estaciones de flujo debe estar calculada como dos días del potencial máximo de producción de líquido de los pozos que llegan allí.

Por esta razón, se debe tener como mínimo dos tanques por dos premisas específicas, la primera se debe a operaciones de mantenimiento y la segunda premisa, es que se necesita medir la producción en los tanques de forma estática, para su fiscalización.

Las estaciones de flujo instalas en el campo Provincia cuentan con dos tanques de almacenamiento para justificar las razones expuestas, y para poder determinar el cálculo de su capacidad operativa, solo se contará uno de los tanques instalados y se estipula un margen de seguridad de llenado del diez por ciento (10%). En la tabla 27 se representa la configuración de los tanques de almacenamiento en cada una de las áreas del campo.

La estación central del campo Provincia tiene un tanque de almacenamiento de transferencia de producto final con capacidad nominal de 40.000 barriles diseñado para recibir el producto en especificaciones de calidad para entrega al cliente.

Tabla 27

Capacidad operativa de SPA del Campo Provincia

Equipo	TIPO	Presión (Psi)	Capacidad nominal para crudo (BOPD)	Capacidad operativa para crudo (BOPD)
Tanque A1	Techo cónico	amb	3.000	2.700
Tanque A2	Techo cónico	amb	3.000	2.700
SPA Estación de flujo Bonanza			6.000	5.400
Tanque B1	Techo cónico	amb	10.000	9.000
Tanque B2	Techo cónico	amb	10.000	9.000
Tanque B3	Techo cónico	amb	1.000	900
Tanque B4	Techo cónico	amb	1.000	900
SPA Estación de flujo Suerte			22.000	9.900
Tanque C1	Techo cónico	amb	40.000	36.000
Tanque C2	Techo cónico	amb	10.000	9.000
Tanque C3	Techo cónico	amb	10.000	9.000
Tanque C4	Techo cónico	amb	2.000	1.800
SPA Estación de flujo Santos			22.000	10.800
SPA-F- Estación de flujo Santos			40.000	36.000
Tanque D1	Techo cónico	amb	5.000	4.500
Tanque D2	Techo cónico	amb	1.500	1.350
Tanque D3	Techo cónico	amb	1.500	1.350
Tanque D4	Techo cónico	amb	1.500	1.350
SPA Estación de flujo Tisquirama			9.500	8.550
Tanque E1	Techo cónico	amb	3.000	2.700
Tanque E2	Techo cónico	amb	1.000	900

Equipo	TIPO	Presión (Psi)	Capacidad nominal para crudo (BOPD)	Capacidad operativa para crudo (BOPD)
Tanque E3	Techo cónico	amb	5.000	4.500
SPA Estación de flujo San Roque			9.000	8.100

Nota: amb = Presión ambiente (14.7 psi). Elaboración propia, registrando las capacidades de los tanques de almacenamiento y su tipo de las tablas de aforo ubicadas en las estaciones de flujo dentro del campo de estudio. (°”).

3.4.4 Capacidad operativa Sub-sistema de proceso de bombeo

Cuando se dispone de todos los datos del sistema de proceso de bombeo, tanto en la línea de succión como la de descarga, es posible determinar la potencia hidráulica que desarrolla la bomba para transportar el líquido. Los detalles y cálculos del diseño mecánico de las bombas no serán discutidos en esta investigación, sin embargo, se tomará la capacidad operativa actual de las curvas del sistema de bombeo ya instaladas en las estaciones de flujo, las cuales se construye en función del tamaño de tubería y el tipo de bomba. La capacidad teórica operativa de las bombas de oleoductos instaladas en el campo Provincia se presenta en la tabla 28:

Tabla 28

Capacidad operativa de SPB del Campo Provincia

Equipo	Tipo	Caudal (GPM)	Caudal (BOPD)	Temperatura (°F)	Presión Descar. (Psi)
Bomba A1	Tornillo	150	1200	90	720
Bomba A2	Tornillo	150	1200	90	720
SPB Estación de flujo Bonanza					
Bomba B1	Tornillo	150	1200	90	750
Bomba B2	Tornillo	150	1200	90	750

SPB Estación de flujo

Suerte

Bomba C1	Tornillo	150	1200	90	750
Bomba C2	Tornillo	150	1200	90	760

SPB Estación de flujo Santos

Nota: GPM = Galones por minuto. Los datos de las capacidades de operación de las bombas de trasiego se obtienen de registros de variables utilizadas en las estaciones de flujo dentro del campo de estudio. La presión de descarga es la presión máxima que se registra en la bomba durante el despacho del producto.

3.5 Interrelación entre las capacidades

El campo Bonanza se encuentra al inicio de la red del sistema de interconexión, por tanto, las capacidades operativas de los sub-sistemas en la estación de flujo están sujetas solo a la capacidad de extracción del campo de producción (1.179 BOPD). Las características del crudo no requieren de un tratamiento térmico, por el cual solo se podría inyectar químico para romper la emulsión agua-aceite.

La capacidad de operación de la estación de Bonanza se encuentra conectada con la capacidad operativa del sub-sistema de proceso de bombeo (SPB), el cual puede despachar un caudal de 2.500 BOPD tal como se refleja en la figura 66. Este sería la restricción o cuello de botella inicial de la estación. En caso de requerir ampliar su capacidad de operación, serían las primeras facilidades a evaluar para su posible modificación.

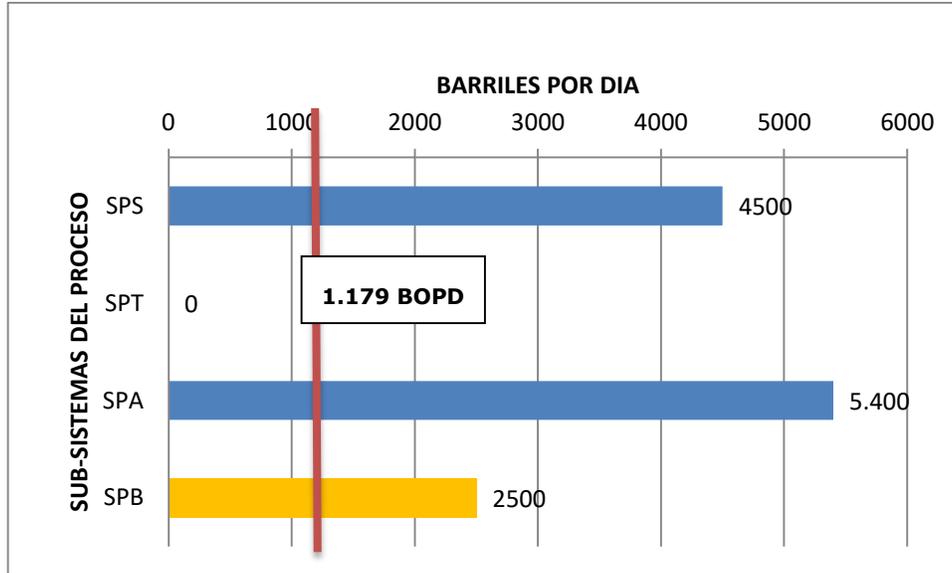


Figura 66. Comparación capacidades en subsistemas estación Bonanza.

Por otra parte, la estación de flujo suerte es el segundo eslabón en la red del sistema de interconexión del campo de producción. Cabe recordar que la producción de crudo despachada por la estación de Bonanza es recibida en las instalaciones de la estación Suerte y dependiendo de la calidad del crudo que se recibe, se escoge el sub-sistema a direccionar. Por ejemplo, si los parámetros de calidad del crudo de Bonanza se encuentran por fuera del rango el producto debe ser enviado al sub-sistema de proceso de tratamiento (SPT) para su posterior proceso de deshidratación, y luego almacenamiento y despacho.

En caso contrario, que la estación de Bonanza entregue un producto dentro de especificaciones solo se utilizará el sub-sistema de operación de almacenamiento (SPA). En la figura 69 se representan las capacidades operativas por subsistemas de los procesos de producción en la estación Suerte.

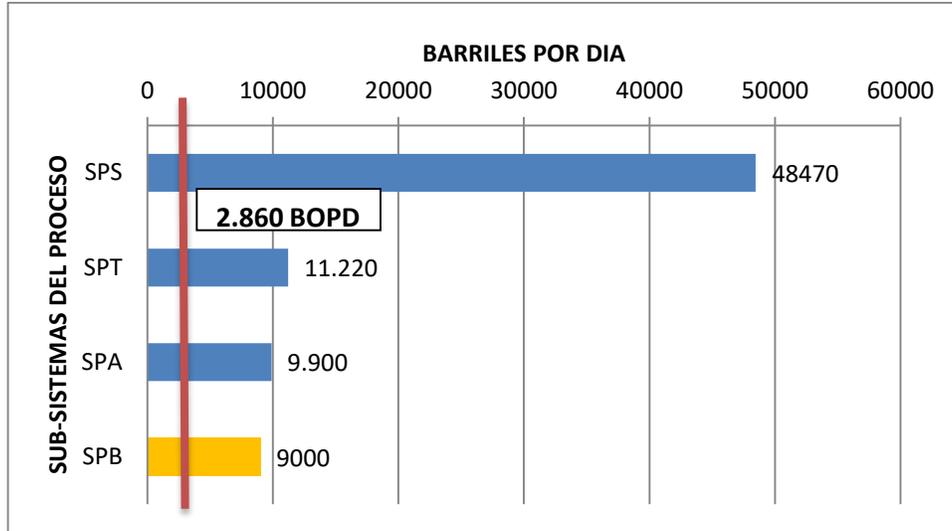


Figura 67. Comparación capacidades en subsistemas estación Suerte

La sumatoria inicial de la producción que utilizaría la estación suerte sería de 2.860 BOPD. Las características químicas que presenta el crudo del campo Provincia y la interacción con el crudo del campo Bonanza, se recomienda utilizar tratamiento térmico para ajustar los parámetros de calidad. La capacidad de operación de la estación suerte se encuentra relacionada con la capacidad operativa del sub-sistema de proceso de bombeo (SPB), el cual puede despachar un caudal de 9.000 BOPD.

La estación Santos es el siguiente eslabón la cadena de producción del campo Provincia, en la figura 68 se puede evidenciar que el subsistema de proceso de almacenamiento (SPA) de la estación alcanza un tope de 10.800 BOPD y el sub-sistema de proceso de separación (SPS) sería de 43.623 BOPD. El cuello de botella se registra el sub-sistema de tratamiento (SPT) el cual cuenta con un solo equipo para calentar el crudo a una tasa de 5.610 BOPD, para un tiempo de retención de un (1) minuto.

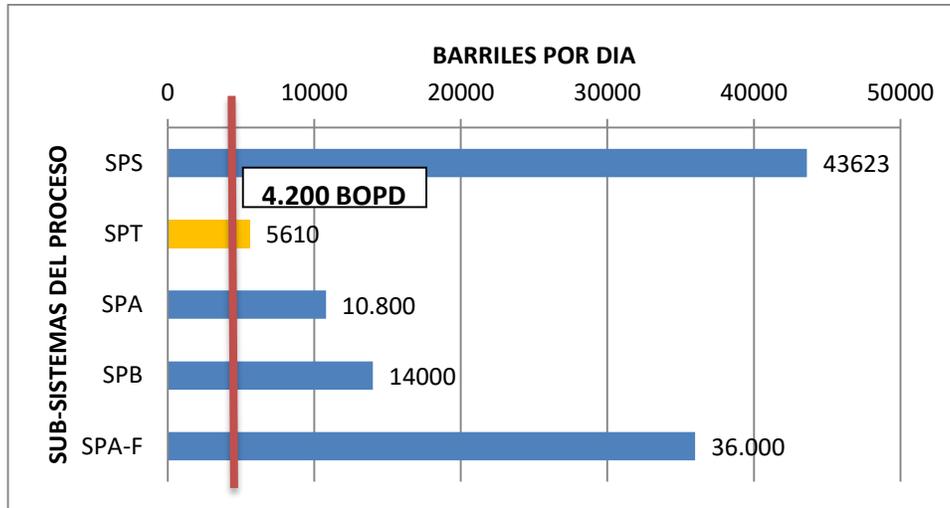


Figura 68. Comparación capacidades en subsistemas estación Santos

La estación de flujo Santos es la estación central donde se unifica el volumen fiscalizado de los crudos de la demás estaciones.

3.5.1 Cadena de producción del campo

Un gerente de operaciones debe suministrar la capacidad necesaria para satisfacer la demanda actual y futura, de otra manera el campo de producción perdería oportunidades de crecimiento y de ganar beneficios (pronósticos incrementales de producción).

En la figura 69 se representa las capacidades operativas de cada sub-sistema de la estaciones de flujo pero de forma integral con el campo de producción Provincia, formando una red interconectada en capacidad de producción. En la medida que cada estación visualiza su restricción como la capacidad limitante de su manejo de producción, en la estación central se evalúa que, dependiendo del éxito que tengan las demás estaciones para lograr colocar su producto

dentro de especificaciones la restricción o capacidad operativa de la estación depende de las facilidades que se requieran utilizar.



Figura 69. Comparación capacidades en subsistemas Bonanza – Suerte -Santos.

Por ejemplo, sí la estación de flujo suerte no logra colocar el volumen de su producto dentro de especificaciones de calidad (0.5 % Bsw y 20 Lb/Mb de sal), la estación Santos tendrá que utilizar parte de sus sub-sistemas (facilidades y equipos) para solventar el impase y lograr entrar en especificaciones para el cliente, es decir, va a requerir que el producto de la estación suerte ingrese en los sub-sistemas de proceso de tratamiento (SPT) y almacenamiento (SPA), consiguiendo de esta forma, la modificación de cuál sería el nuevo cuello de botella. La capacidad excesiva puede ser tan fatal como la capacidad insuficiente.

Como resultado de un plan de proyectos destinados a aumentar el factor de recobro de producción para cada uno de los campos de producción, también se debe contemplar la decisión de incrementar la capacidad de operación de los sub-sistemas de procesos en las estaciones de flujo, involucrando el análisis de su diseño y construcción.

El concepto de capacidad operativa o la capacidad de producción ha sido, y sigue siendo abordado en numerosos textos, trabajos de investigación o divulgación en trabajos de investigaciones, y lo importante de este cuestionamiento, es el impacto que la capacidad tiene sobre los costos que puede generar en el campo de producción, o los costos que puede afectar los proyectos de futuras campañas de aumento de producción.

4. Modelo de planeación integral de capacidades

4.1 Marco de referencia.

Una de las principales funciones de los gerentes de operaciones es evaluar el desempeño de las funciones de operación de las empresas en el tiempo y al final, proyectar el crecimiento y desarrollo de las organizaciones a largo plazo (Carro & González, 2008)., por ello, surgen interrogantes como: ¿Qué tan eficiente es la organización?, ¿Cómo se deben usar los recursos para que la empresa sea más productiva?, ¿Cómo hacer que el dinero invertido en la producción produzca el mayor beneficio?, ¿Será necesario ampliar la capacidad de la organización?, ¿Qué tan necesario será ampliar la capacidad de la organización?, ¿Es necesario comprar nuevas instalaciones?, ¿Es preponderante aumentar las operaciones?, ¿Se deben construir o habilitar varias instalaciones pequeñas o es mejor construir una instalación grande?.

Todas estas discusiones los deben afrontar los administradores a medida que se concibe una estrategia para desarrollar la capacidad y mejorar la productividad de la empresa (Heizer & Render, 2007). Es así, como la formulación de la estrategia de ampliación de la capacidad y de los procesos de planeación y programación de las capacidades productivas, se muestra como una de las temáticas más atractivas para la gestión de operaciones en los campos petroleros.

La presentación de los proyectos de inversión, a través de las diferentes fases de planeación de las campañas de perforación, dependerá de la capacidad de operación existente y disponible en el sistema de producción del campo Provincia, e inclusive de las características particulares que presenta cada uno de los subsistemas que componen el proceso de producción de crudo y gas. Todo ello conlleva al desarrollo y formulación de un modelo de planeación integral de capacidades para el sistema de producción del campo petrolero en estudio.

Pero antes de abordar el desarrollo del modelo, se requiere definir los conceptos de capacidad de producción, los cuales ya han sido debatidos ampliamente en numerosos textos y trabajos de investigación.

La capacidad es un término relativo y en el contexto de la administración de operaciones, se podría definir como la cantidad de recursos disponibles que se requerirán para la producción, dentro de un periodo concreto (Heizer & Render, 2001). Otros autores como Lockyer (1991) definen la capacidad productiva como el volumen de producción que se puede alcanzar en un tiempo determinado y Narashimhan (1996) la define como la velocidad máxima que un sistema puede realizar un trabajo.

Se debe entender la capacidad como el potencial de trabajo con que se cuenta, medidas para los diferentes sitios de trabajo. Estos medios de trabajo pueden ser máquinas, instalaciones, puestos de trabajo, y en fin todos aquellos lugares donde se desarrollan las tareas plenamente establecidas y que contribuyen a la elaboración de bienes o la prestación de servicios (Chase, Aquilano & Jacobs, 2000).

Cuando se piensa en la capacidad operativa de un campo de producción se debe considerar los diferentes subsistemas que componen la cadena de producción del campo y el tipo de crudo o productos que se espera obtener. Esto se debe a que para efectos de una planeación, la capacidad real depende de los productos que el campo puede producir.

En el capítulo anterior se indicó que las instalaciones que hacen parte de la cadena de producción de un campo petrolero se encuentran conformadas por diferentes subsistemas de procesos interconectados dentro de las estaciones de flujo y como proveedor se encuentra el sistema de extracción de fluidos aportado por los pozos de producción. Por ello, en esta investigación plantea que cada sub-sistema será el medio de trabajo a evaluar.

Cabe mencionar que las etapas propuestas e identificadas para el proceso de transformación del crudo, se encuentran clasificadas en los siguientes sub-sistemas de proceso:

- Sub-sistema del proceso de separación (SPS)
- Sub-sistema del proceso de tratamiento (SPT)
- Sub-sistema del proceso de almacenamiento (SPA)
- Sub-sistema del proceso de bombeo (SPB)

4.1.2 Cálculo de capacidades

Las capacidades pueden ser expresadas en distintos tipos de unidades dimensionales, entre las cuales tenemos:

- Unidades de Tiempo: (horas/año)
- Unidades energéticas: (Kilovatio/año)
- Unidades económicas o energéticas: (\$/año)
- Unidades físicas: (Unidades/año).

Sin embargo, aunque la escogencia entre una u otra capacidad dimensional depende del fin que se tenga y para el desarrollo de esta investigación se toma las unidades físicas para analizar los subsistemas de la cadena de producción ya que son las más conocidas y utilizadas en la industria petrolera (Barriles/día o miles de pies cúbicos/día).

La definición de capacidad de operación o producción de un campo puede variar si se analiza desde la entrada o salida de la cadena de producción del sistema.

Sí la capacidad de operación se evalúa por el lado de la salida de la cadena de producción puede ser definida como “*la cantidad de producto o servicio que un sistema puede obtener durante un cierto periodo de tiempo*” (Castro, 2009, p.25). Las empresas enfocadas al producto, con configuraciones lineales o continuas en donde se fabrican o procesan uno o varios productos similares en elevados volúmenes será más conveniente evaluar la capacidad por el lado de las salidas.

Por otra parte, si la capacidad de operación se evalúa por la entrada la cadena de producción es la cantidad de tiempo que un sistema tiene disponible para producir durante un periodo de tiempo determinado.

Aplicando el concepto de capacidad, contrastada desde el punto de vista del manejo de volumen de producción en un campo petrolero, se propone analizar su clasificación desde la perspectiva de la cadena de producción de crudo y gas a partir de los subsistemas que componen el proceso de transformación de los crudos.

Por ejemplo, si se requiere determinar la capacidad instalada de una estación de flujo, inicialmente se debe analizar la capacidad de cada uno de los sub-sistemas que hacen parte del proceso de producción de la estación y por consiguiente, la capacidad instalada de la estación de flujo estaría determinada por la capacidad instalada del sub-sistema más limitado en la cadena de producción.

Sí se requiere determinar la capacidad instalada de la cadena de producción se espera hallar que el sub-sistema que presente la capacidad instalada más limitada en la cadena de producción, será la capacidad instalada resultante del campo de producción.

Caba, Chamorro & Fontalvo (2011) refieren que la clasificación de la capacidad puede diferenciarse en función de su disponibilidad, necesidad operativa y utilización, las cuales se describen a continuación:

- Capacidad nominal (Cn)
- Capacidad Instalada (Ci)
- Capacidad Disponible (Cd)
- Capacidad utilizada (Cu)
- Capacidad necesaria (CN)

4.1.2.1 Capacidad nominal (C_n)

Es la capacidad operativa para la que están diseñados los equipos. De esta forma, la capacidad nominal es la capacidad de producción o transformación de la producción que tiene la maquinaria o el equipo, es decir, cuánto puede producir si opera a toda su capacidad (Kalenatic, López & González, 2006)

Por lo general, la identificación de la capacidad nominal se encuentra ubicada en las especificaciones o placas del equipo, entregadas por el fabricante.

4.1.2.2 Capacidad Instalada (C_i)

La capacidad instalada es la capacidad que está potencial y totalmente disponible para alcanzar los resultados productivos máximos especificados por sus fabricantes. La magnitud de esta capacidad se ve disminuida solo por razones de mantenimiento de los medios de trabajo para garantizar su propia disponibilidad y utilización normal (Krajewski & Ritzman, 1996). A su vez, la capacidad instalada puede ser sostenida para muy cortos periodos de tiempo, así como pocas horas al día o pocos días al mes.

Por tanto, se puede afirmar que la capacidad instalada es el potencial de producción o transformación del volumen máximo de producción que por diseño puede llegar a tener un equipo, sub-sistema, estación de flujo o todo el sistema de la cadena de producción del campo, durante un

periodo de tiempo determinado, disminuida por los requerimientos de mantenimiento propias de los equipos o sistemas.

Para calcular la capacidad instalada, se requiere identificar inicialmente la capacidad nominal y la programación de tiempos del mantenimiento realizado en cada uno de los equipos que conforman los sub-sistemas que hacen parte del proceso productivo. En algunos casos, un sub-sistema puede estar conformado por un solo equipo, siendo este el más crítico por no tener equipo de reemplazo en caso de falla.

Es muy frecuente que en las especificaciones técnicas de los equipos, el fabricante incorpore la información de los tiempos recomendados para ejecutar los mantenimientos preventivos y predictivos de los mismos. Dicha información es utilizada por el área de mantenimiento para crear los planes, programas y rutinas de mantenimiento, por tanto, se puede identificar y registrar los tiempos previstos, programados y ejecutados para la realización de los trabajos de mantenimiento.

Para el desarrollo de esta esta investigación se utiliza la información disponible que se encuentra registrada en la plataforma Ellipse (Sistema computarizado de administración de mantenimiento), la cual permite visualizar los periodos que los equipos requieren para su rutina de mantenimiento preventivo o predictivo, mejorativo o correctivo, los costos generados por la prestación del servicio y las horas- hombre que demandó intervenir el proceso.

En caso contrario de no contar con la información suficiente o disponible de los equipos, ya sea porque no se tienen herramientas informáticas o registros documentales, deben ser precisados con el mejor criterio por parte de los supervisores de operaciones o jefes de producción.

La estimación de horas de trabajo de un equipo al año (factor de servicio) debe requerir observaciones o mediciones separadas para cada equipo y su promedio representará el factor de servicio para cada sub-sistema de proceso. La ecuación para hallar la capacidad instalada sería:

$$Ci = \text{Producción PROMEDIO} \frac{\text{barriles}}{\text{día}} \times \text{Factor de Servicio (Mantenimiento Preventivo)} \quad (14)$$

4.1.2.3 Capacidad Disponible (Cd)

La capacidad disponible es la capacidad efectiva con la que realmente trabaja una empresa y que reconoce las deficiencias con que normalmente labora la organización. Es menor que la capacidad instalada y depende de las condiciones de producción, administración y organización en que se esta se desempeña (González, 2008).

La capacidad disponible en una estación de flujo puede afectar la eficiencia de las operaciones del campo de producción, incluyendo la facilidad o dificultad para programar el recibo de la producción incremental y los costos de mantenimiento de las instalaciones. El principal objetivo es tener la capacidad operativa suficiente para proveer el tiempo y la cantidad de producción necesaria para satisfacer la demanda actual y futura del cliente. La capacidad disponible nos indica

qué porcentaje de la capacidad instalada es utilizada exclusivamente para producir o transformar el producto.

La capacidad actual disponible se determina una vez se conozcan las capacidades actuales instaladas a las condiciones reales de operación y las capacidades actuales manejadas según los reportes diarios de balance de materia (González, 2008). Así, la capacidad disponible es la diferencia entre la capacidad disponible y la capacidad manejada.

Se puede argumentar que la capacidad disponible refleja el potencial del volumen máximo de producción que puede procesar el equipo, subsistema, estación de flujo o todo el sistema de la cadena de producción del campo, en condiciones reales de operación.

Heizer & Render (2001) comentan que por lo general, la mayoría de las empresas operan sus instalaciones a una tasa menor que la capacidad diseñada o instalada. Lo hacen porque han encontrado que operan con mayor eficiencia cuando no tienen que agotar sus recursos hasta el límite. Más bien prefieren operar quizá a un 82% de la capacidad nominal (p.42). En la mayoría de los campos petroleros maduros de producción, las instalaciones, las facilidades de superficie y los equipos tienen más de cincuenta años de operación.

En la industria petrolera, el equipo o los equipos que conforman los subsistemas del proceso de producción deben operar con puntos de control de seguridad creando las ventanas operativas de integridad, es decir, límites establecidos operativamente que pueden ser monitoreados y controlados frecuentemente para garantizar que las unidades, equipos o instalaciones tengan un

desempeño acorde con las expectativas o metas del campo de producción. En la figura 70 se muestra, a manera de ejemplo, las ventanas operativas o los límites que debería trabajar un equipo o sub-sistema.



Figura 70. Representación de Ventanas operativas y guías de control.

Los puntos de control que se construyen entre la región donde se puede operar de manera segura indefinidamente y las regiones donde puede ocurrir una falla sería el porcentaje límite disponible que tiene el equipo o subsistema para operar de una forma segura y confiable.

En comparación con la capacidad instalada, la capacidad disponible se ve disminuida en relación con los días hábiles del año, el número de turnos y su duración, las horas de ausentismo, pérdidas de tiempo por fuerza mayor, las pérdidas originadas por factores organizacionales y los factores internos y externos aleatorios que puedan generar una diferida de producción, analizados particularmente para cada área.

Para determinar el cálculo de la capacidad disponible se debe incluir las pérdidas totales de producción generadas por mantenimientos mayores realizados, las pérdidas causadas por una mala o deficiente gestión de la producción y las pérdidas generadas por factores aleatorios no previsible, como bloqueos de tipo social. Por último, para encontrar el cálculo de la capacidad disponible para un subsistema se debe sumar las capacidades disponibles de los equipos que se encuentra en servicio durante un periodo de tiempo determinado expresada con la ecuación 15.

$$Cd = \frac{\text{Capacidad Utilizada} \times \text{Factor de Servicio} \times (\text{Mantenimiento Preventivo/Correctivo})}{\text{Capacidad Instalada}} \quad (15)$$

4.1.2.4 Capacidad Utilizada (Cu)

La capacidad utilizada (Cu) es la capacidad que muestra la tasa real de producción que se manejó durante un determinado periodo de tiempo, es decir, la capacidad utilizada refleja la real utilización que tiene los equipos o subsistemas en un determinado periodo de tiempo (Kalenatic & Rivero, 1993)

En la medida que se disponga de información real obtenida del potencial de producción de los pozos de un campo petrolero y en un periodo de tiempo explícito, la información se puede convertir en pronósticos de producción y pasa a ser un mecanismo de optimización en la explotación del yacimiento. Esta información se convierte también en un elemento fundamental para proyectar la producción incremental esperada en futuras campañas de perforación.

El potencial diario de producción de fluidos aportados por los pozos es la tasa real que se utiliza para el manejo de la producción en las estaciones de flujo. La ecuación 16 se expresa de la siguiente forma:

$$Cu = \text{Producción anual} \frac{\text{barriles}}{\text{día}} \quad (16)$$

4.1.2.5 Capacidad Necesaria (CN)

Carro & González (2008) comentan que el gerente de operaciones debe suministrar la capacidad necesaria para satisfacer la demanda actual y futura, de otra manera la organización perdería la oportunidad de crecimiento y ganar beneficios. (p.15). La capacidad necesaria es aquella que se debe utilizar, para aprovechar las posibilidades y las exigencias del mercado; es decir, indica cuánto se debe utilizar la capacidad en un determinado periodo de tiempo para realizar un plan de producción (Caba, Chamorro & Fontalvo, 2011).

Se puede afirmar que capacidad necesaria (CN) es la capacidad que se requiere para cumplir con un programa o plan de producción determinado. Para el diseño del plan, generalmente se debe elaborar con los pronósticos de producción de crudo para venta.

Aquí tenemos dos premisas, tanto la producción que podemos obtener de una nueva campaña de perforación, como la demanda que requiere nuestro cliente o refinería. Su ecuación sería:

$$CN = \text{Cantidad Planeada} \times \text{Tiempo planeado de ejecución} \frac{\text{barriles}}{\text{día}} \quad (17)$$

4.2 Modelo de planeación

Kotler y Armstrong (2000) argumentan que los modelos son abstracciones de la realidad de las cuales nos valemos para ilustrar una idea o propósito determinado, pero que no contienen todos los elementos de esa realidad. (p.3).

“Un modelo es fundamentalmente la selección de conjunto de variables y la especificación de sus relaciones mutuas, con el objeto de representar algún sistema o proceso real, en todo o en parte (Kotler & Armstrong. 2000, p.425)”.

Con la aplicación de un modelo se puede generar información para determinar la capacidad actual y disponible que tiene un campo de producción, las restricciones de flujo en el proceso productivo, la posible ampliación de la capacidad instalada y disponibilidad de los recursos presentes. La información obtenida facilita el proceso de análisis, programación y orientación para la toma de decisiones y la ejecución efectiva de las estrategias de producción y ampliación de la capacidad.

El planteamiento de un modelo de planeación integral operativo de capacidades pretende enriquecer principalmente el proceso de toma de decisiones para evaluar el comportamiento del sistema de la cadena producción de los campos petroleros, en relación a los conceptos de capacidades operativas en el área y en el manejo eficiente de la producción, contando con los recursos disponibles y críticos que intervienen en la transformación del producto.

Con él, se pretende generar un soporte teórico que permita adaptarse a diferentes escenarios de producción en los cuales un campo de producción puede lograr aumentar su factor de recobro, aprovechando de forma racional sus recursos además de fijar una metodología que aborde la temática de capacidad operativa en un entorno de múltiples variables y con una alta incertidumbre de éxito en los proyectos de inversión (Kalenatic, López & González, 2007).

La adquisición de una capacidad operativa puede ser una inversión o un gasto para la organización y como se pretender lograr una producción incremental a través del aumento del factor de recobro en los campos de producción, los costos y los ingresos derivados de una toma de decisión sobre la capacidad disponible y necesaria, deberían ser evaluados a través de una metodología de planeación integral de capacidades operativas.

Para éste propósito, en la investigación se realizó un acopio de materiales y se efectuó un proceso de lectura, verificación y análisis disponible para obtener los referentes teóricos necesarios que permitieron organizar las siguientes premisas seleccionadas. Existen varios autores que presentan planteamientos para el diseño de modelos de planeación integral, como Kalenatic & Blanco (1993), Londoño (1997).

Utilizando un esquema de modelo similar al planteado por Londoño (1997), se propone un modelo de decisiones para la planeación integral de las capacidades de operación visto de forma más detallada, particularmente para el campo de producción en estudio. (Apéndice A).

El modelo de planeación integral de capacidades consta de las siguientes actividades:

- Evaluación de la capacidad existente.
- Estimación de las necesidades futuras de capacidad en un horizonte de planeación seleccionado.
- Estrategias para modificar la capacidad
- Evaluación de las alternativas de la capacidad.

4.2.1 Evaluación de la capacidad existente.

La capacidad existente puede ser utilizada y adaptada para hacer frente a la demanda futura (Caba, Chamorro & Fontalvo, 2011). La producción básica de un campo petrolero hace referencia al potencial de producción de crudo y gas que actualmente los pozos activos suministran a las estaciones de flujo, y luego de pasar por los diferentes sub-sistemas del proceso de producción, dentro de las estaciones de flujo, el fluido es entregado en condiciones específicas de calidad a otras estaciones o directamente al cliente.

Para el desarrollo del modelo se identificaron, clasificaron y analizaron las variables en cada uno de los sub-sistemas (separación, tratamiento, almacenamiento y bombeo) que componen los procesos de manejo de producción en las estaciones de flujo, con el fin de determinar las capacidades del campo de producción.

Para efectos de cálculo en esta investigación, las variables que involucran el número de turnos, las horas que requieren los turnos, los días hábiles de operación de la estación de flujo permanecerán constantes durante el manejo de la producción del área, debido a que se mantiene

una configuración continua del proceso. De igual forma, los factores externos o internos que puedan afectar el tiempo de servicio de los equipos tendrían esta misma consideración.

Para determinar la capacidad existente en cada sub-sistema (SPS, SPT, SPA y SPB), se utiliza la información disponible que se encuentra registrada por el equipo de mantenimiento en la plataforma Ellipse (Sistema computarizado de administración de mantenimiento).

A través de esta herramienta se realiza y evalúa los datos calculados y registrados en los últimos cinco 5 años, como las rutinas implementadas para el mantenimiento preventivo/predictivo y mejorativo/correctivo en cada uno de los equipos que se encuentran en las estaciones y hacen parte de los sub-sistemas del proceso de producción. Se puede observar con más detalle el desarrollo de evaluación de la capacidad existente a través de un diagrama de flujo de evaluación. (Apéndice B y Apéndice C).

4.2.1.1 Mantenimiento Total de Equipos

Es la cantidad de barriles totales que se dejaron de procesar por el requerimiento de los mantenimientos preventivos, predictivos, correctivos o mejorativos.

La rutinas de mantenimiento son programados con base en la información del fabricante. Teniendo el histórico de las intervenciones de los equipos, en un periodo determinado en los últimos cinco años, se puede calcular el factor de servicio promedio. Este cálculo es la estimación

promedio de las horas de trabajo que cada equipo ha requerido para su mantenimiento preventivo/predictivo y mejorativo/correctivo.

En la tabla 29 se presenta el factor de servicio promedio y las capacidades calculadas para cada sub-sistema, en el periodo correspondiente a los últimos cinco (5) años consecutivos.

Tabla 29

Determinación de capacidades existentes

Subsistema de procesos por estación de flujo	Capacidad Nominal	Producción Bls/día	F.S. Preventivo /Predictivo	F.S. Correctivo/ Mejorativo	Capacidad Utilizada (Cu)	Capacidad Instalada (Ci)	Capacidad Disponible (Cd)
SPS Bonanza	8500	1453	1,00	0,98	1453	8500	8330
SPA Bonanza	5400	1453	1,00	1,00	1453	5400	5400
SPB Bonanza	2500	1453	0,98	0,97	1453	2460	2391
SPS Suerte	48470	1970	0,81	0,97	3424	6851	6645
SPT Suerte	11220	1527	1,00	0,98	1527	8500	8313
SPA Suerte	9900	1970	0,98	1,00	1970	9662	9662
SPB Suerte	48470	1970	0,93	0,94	3424	45174	42305
SPS Santos	43623	1492	0,96	0,98	4915	8177	8013
SPT Santos	5610	1935	0,96	0,97	1935	6851	6659
SPA Santos	10800	1492	0,81	0,95	1492	10800	10238
SPB Santos	36000	4915	1,00	0,98	4915	35208	34370
SPS Tisquirama	8600	1230	0,73	0,73	1022	6239	4579
SPA Tisquirama	8550	1230	1,00	1,00	1230	8550	8550
SPB Tisquirama	8600	1230	0,88	0,88	1230	7568	6704
SPS San Roque	8600	1364	0,96	0,96	2044	8126	7760
SPA San Roque	8100	1364	1,00	1,00	1364	8100	8100
SPB San Roque	8600	1364	0,96	0,96	1364	8256	7926

Nota: FS = Factor de servicio. El factor de servicio de los equipos se obtiene de los registros históricos de las intervenciones por mantenimientos y se recomienda que sean los últimos cinco años de operación.

4.2.1.2 Factores que afectan la capacidad disponible

Londoño (1997) argumenta que existe una serie de factores que deben ser considerados a la hora de realizar un adecuado proceso de planeación de la capacidad. La utilización y la eficiencia son los dos principales factores que determinan la capacidad disponible existente de cualquier sistema. A continuación se explica con detalle cada uno de ellos. (p.12).

4.2.1.2.1 Factor de utilización.

Es el valor de la capacidad de producción, que es en realidad, se está utilizando en un periodo específico de tiempo (Londoño, 1997). Castro (2009) indica también que es el porcentaje efectivamente alcanzado de la capacidad instalada o de diseño, medición actual de una instalación, de un centro de trabajo o máquina. La ecuación 18 se expresa de la siguiente forma:

$$\text{Utilización} = (\text{Capacidad utilizada} / \text{Capacidad Instalada}) \times 100 \quad (18)$$

4.2.1.2.2 Eficiencia

Castro (2009) argumenta que la eficiencia es el porcentaje de la capacidad efectiva alcanzada de hecho y es la medición de los resultados de una máquina cuando está siendo utilizada. La ecuación 19 se expresa de la siguiente forma:

$$\text{Eficiencia} = (\text{Capacidad utilizada} / \text{Capacidad Disponible}) \times 100 \quad (19)$$

En la tabla 30 se presentan los dos factores que deben ser tenidos en cuenta para la planeación integral de las capacidades en los sub-sistemas que hacen parte del manejo de la producción en las estaciones de flujo.

Tabla 30

Determinación factor de utilización y eficiencia para los sub-sistemas

Subsistema de procesos por estación de flujo	Capacidad Disponible (Cd)	Utilización (Cu/Ci)*100	Eficiencia (Cu/Cd)*100
SPS Bonanza	8330	17,4%	17,4%
SPA Bonanza	5400	26,9%	26,9%
SPB Bonanza	2391	59,1%	60,8%
SPS Suerte	6645	50,0%	51,5%
SPT Suerte	8313	18,0%	18,4%
SPA Suerte	9662	20,4%	20,4%
SPB Suerte	42305	60,1%	61,3%
SPS Santos	8013	28,2%	29,1%
SPT Santos	6659	13,8%	14,6%
SPA Santos	10238	14,0%	14,3%
SPB Santos	34370	11,7%	12,2%
SPS Tisquirama	4579	16,4%	22,3%
SPA Tisquirama	8550	14,4%	14,4%
SPB Tisquirama	6704	16,2%	18,3%
SPS San Roque	7760	25,2%	26,3%
SPA San Roque	8100	16,8%	16,8%
SPB San Roque	7926	16,5%	17,2%

Nota: Los resultados de utilización y eficiencia se aplican para todos los subsistemas de la estaciones de flujo que componen el campo de estudio. Elaboración propia.

4.2.2 Estimación de las necesidades futuras de capacidad.

La planeación de la capacidad es el proceso mediante el cual se compara la capacidad necesaria o requerida con la capacidad disponible, con el propósito de obtener información que

permita a los gerentes de operaciones tomar decisiones pertinentes que garanticen el logro de los objetivos y las metas de aumentos de producción definidas para el campo de producción (Carro & González, 2008).

Herrera, Ramirez & Mayorga (2007) comentan en su artículo, que por lo general, se considera que la planeación de la capacidad se refiere a tres periodos: a) Largo Plazo: son difíciles de determinar a causa de la incertidumbre en el conocimiento de la demanda futura del mercado y en las tecnologías. b) Mediano plazo: son planes mensuales o trimestrales que pueden abarcan un periodo entre los próximos 6 a 18 meses y por último, c) el periodo de corto plazo: menos de un mes, el cual se encuentra ligado al proceso de los programas diarios o semanales e implica efectuar ajustes para que no haya variación entre la producción planeada y la real.

Tomando como referencia las campañas de perforación realizadas en el campo Provincia, el tiempo que requiere un equipo de perforación para entregar un pozo en producción puede tomar entre 15 o 30 días, dependiendo de la profundidad de la perforación, los problemas técnicos que se presenten o por factores internos o externos de la empresa. La fase de una campaña de perforación puede tomar entre uno a dos años, dependiendo del número de pozos aprobados en el proyecto.

En el caso de la perforación de pozos inyectores, y dependiendo del éxito en las pruebas de inyectividad, la producción incremental se ve reflejada aproximadamente en un periodo de dos años después de cumplir el pronóstico de inyección total de agua, y el aumento del corte de agua en los pozos de producción puede ocurrir en un periodo de cinco años. Todas estas estimaciones

estarán determinadas por ecuaciones geológicas y la eficiencia de los equipos de subsuelo, sin embargo, se realiza un pronóstico de producción incremental para las diferentes fases de desarrollo.

Por tanto, la toma de decisiones para determinar la planeación de la capacidad de los equipos e instalaciones para el recibo de la producción incremental se daría en los periodos de mediano y largo plazo.

4.2.2.1 Horizonte de mediano Plazo

La línea base de producción de crudo se encuentra enmarcada con los pronósticos de la producción básica de los campos de producción, sujeta a las curvas de declinación.

Realizar un cambio de filosofía de operación puede generar cambios significativos en el manejo eficiente de la producción en la red del campo, es decir, si se logra revisar la eficiencia en las capacidades operativas de las estaciones de flujo, podemos tomar decisiones de ejecutar cambios de transferencia de equipos o la construcción de facilidades tempranas de superficie en un horizonte de mediano plazo, permitiendo mejorar significativamente el proceso de tratamiento del crudo y reducir costos para soportar una producción incremental.

El diseño y construcción de estas mejoras, puede conllevar un tiempo estimado entre seis meses a un año, por ejemplo, el traslado de tratadores térmicos para aumentar la capacidad de proceso de tratamiento de crudos, la compra o alquiler de bombas con mayor capacidad de

despacho, la construcción de líneas bypass que permitan transferir el crudo de manera eficiente, etc.

4.2.2.1 Horizonte de largo Plazo

Los pronósticos de producción de largo plazo son quizás los más importantes, ya que ayudan al administrador a ofrecer una guía o directriz para la organización Sin embargo, también son los más difíciles de obtener pues mientras más largo sea el horizonte de tiempo, mayor es la incertidumbre que existe sobre el futuro. (González, 2008).

En horizonte de largo plazo se ubicarán los tiempos estimados para el desarrollo de las fases de las campañas de perforación estimadas para cada campo petrolero, junto con la proyección de pilotos de recobro mejorado. Por ello, las estrategias de desarrollo de los campos se estiman para un tiempo proyectado de 25 años. En cada fase de perforación se debe evaluar las capacidades operativas de cada sub-sistema y tomar decisiones para para crear una estrategia de expansión.

En las figuras 71, 72 y 73 se representan gráficamente la estimación y proyección de los pronósticos de producción calculados a partir de cada una de las tres fases de perforación respectivamente y las curvas de declinación respectiva para cada campo de producción.

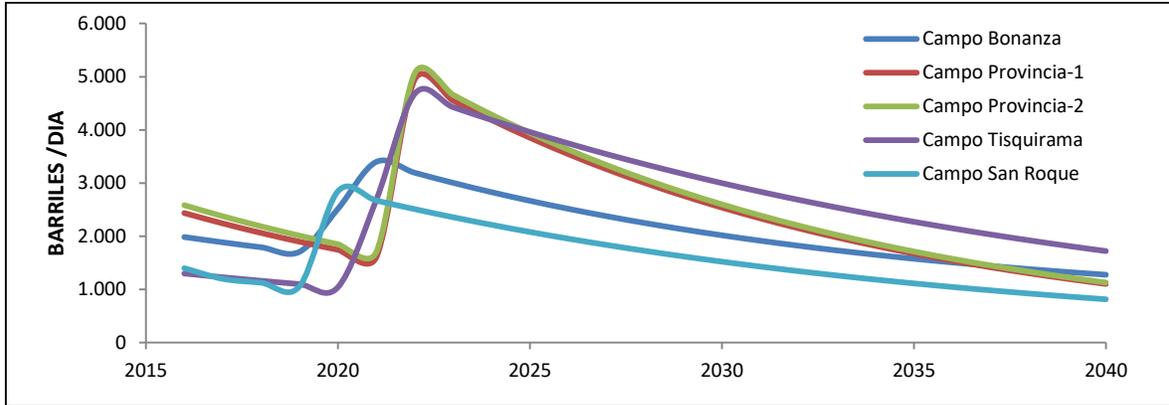


Figura 71. Estimación pronósticos de producción en la 1ª fase de perforación.

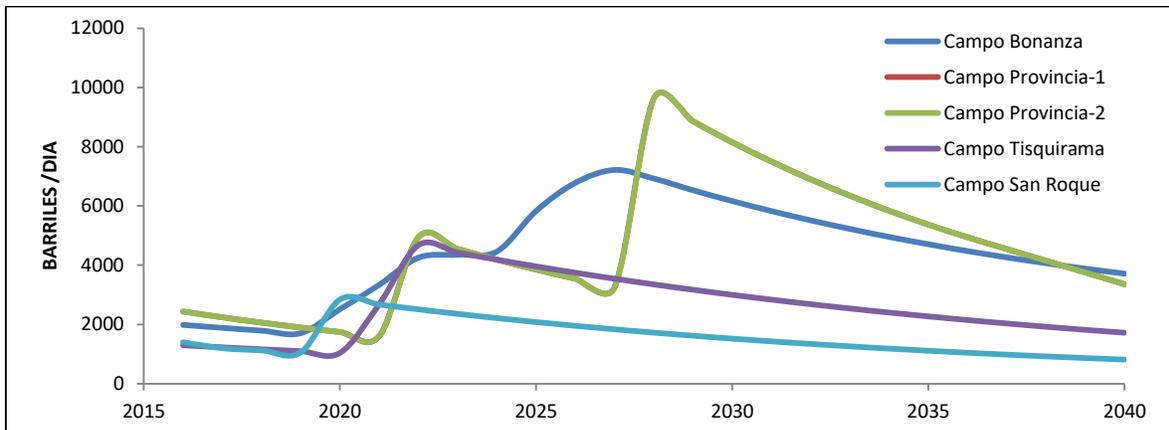


Figura 72. Estimación de pronósticos de producción en la 2ª fase de perforación.

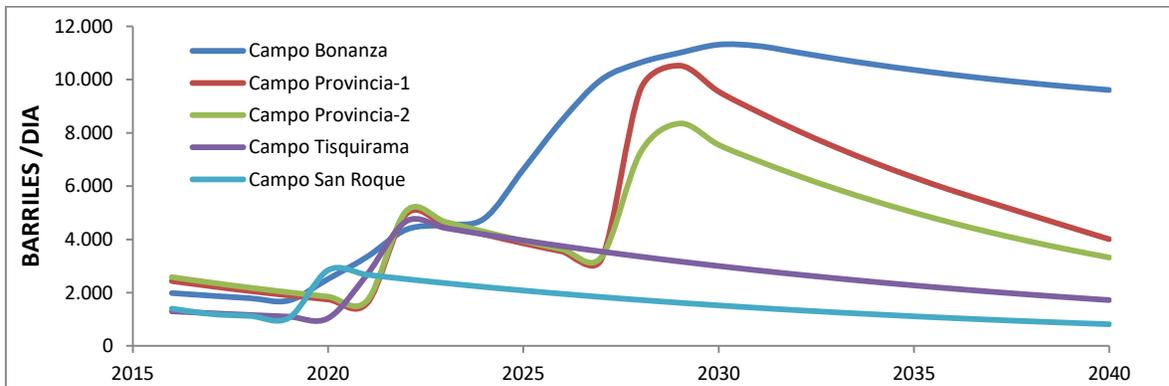


Figura 73. Estimación de pronósticos de producción en la fase de Inyección.

4.2.3 Estrategias para modificar la capacidad.

Según comenta Carro & González (2008) antes de tomar decisiones referentes a la capacidad, los gerentes de operaciones tienen que examinar dos dimensiones de la estrategia de capacidad: el cálculo del tamaño de los “colchones” de la capacidad, la determinación del momento oportuno y la magnitud de la expansión (p.4).

4.2.3.1 Cálculo del tamaño de los “colchones” de la capacidad

Las tasas de utilización promedio no deberían acercarse demasiado al 100%. Cuando lo hacen, dan la señal que es necesario incrementar la capacidad. El “colchón” es la capacidad que el sub-sistema del proceso mantiene como reserva para afrontar los incrementos pronosticados de la demanda de la producción (Carro & González, 2008).

Es una medida de la cantidad por la cual la utilización promedio (UCI) es inferior al 100%.

Se puede expresar mediante la siguiente ecuación:

$$\text{“Colchón” de capacidad} = 100\% - \text{UCI} (\%) \quad (20)$$

En la tabla 31 se expresa el valor de la capacidad de holgura o colchón que tendría cada uno de los sub-sistemas planteados.

Tabla 31

Determinación del colchón de la capacidad.

Subsistema de procesos por estación de flujo	Utilización (Cu/Ci)*100	Capacidad de holgura (100%-Utilización)
SPS Bonanza	17,4%	82,6%
SPA Bonanza	26,9%	73,1%
SPB Bonanza	59,1%	40,9%
SPS Suerte	50,0%	50,0%
SPT Suerte	18,0%	82,0%
SPA Suerte	20,4%	79,6%
SPB Suerte	60,1%	39,9%
SPS Santos	28,2%	71,8%
SPT Santos	13,8%	86,2%
SPA Santos	14,0%	86,0%
SPB Santos	11,7%	88,3%
SPS Tisquirama	16,4%	83,6%
SPA Tisquirama	14,4%	85,6%
SPB Tisquirama	16,2%	83,8%
SPS San Roque	25,2%	74,8%
SPA San Roque	16,8%	83,2%
SPB San Roque	16,5%	83,5%

Nota: Los resultado se aplica para todos los subsistemas del proceso.

4.2.3.2 Momento oportuno y la magnitud de la expansión

Esto significa ¿Cuándo expandir la capacidad y en qué medida? Carro & González (2008) argumentan que el momento oportuno y la magnitud de la expansión están relacionados entre sí; es decir, que si la demanda crece y el tiempo entre los dos incrementos aumenta, la magnitud de los incrementos también debe incrementarse.

Castro (2009) explica que existen dos estrategias extremas para la modificación de la capacidad: La estrategia expansionista, que implica saltos grandes e infrecuentes de la capacidad y la estrategia de esperar y ver, que implica saltos más pequeños y frecuentes (p.5). De igual forma, comenta que también existen situaciones que involucran productos maduros y estables, tales como el petróleo, en las cuales el entorno de planificación de la capacidad es riesgoso debido a factores políticos inestables. Una estrategia de expansión se debe mantener delante de la demanda o capacidad requerida y minimiza de esta forma, la posibilidad de perder la producción incremental por capacidad insuficiente. Normalmente la expansión ocurre en incrementos escalonados en el tiempo y no en un solo impulso (Kalenatic, López & González, 2006).

Para determinar los requerimientos de la capacidad de operación se requiere abordar la producción de crudo incremental esperada en cada fase de perforación, las capacidades de operación de cada estación de flujo y la capacidad de operación de toda la red de distribución de flujo del campo.

A continuación, se presentarán varios escenarios de producción de crudo y se identificarán las brechas existentes de la capacidad de operación, es decir, cualquier diferencia (positiva o negativa) entre la capacidad requerida o demanda proyectada y la capacidad actual.

4.2.3.2.1 Primer Escenario: Mejoramiento Producción básica

Un nuevo concepto que surge es la capacidad de extracción como se ilustra en la figura 74, que sería la producción máxima existente que puede aportar los pozos del campo petrolero a la

estación de flujo. Esta producción básica es la entrada de la cadena del proceso de operación para manejo de crudo y gas.

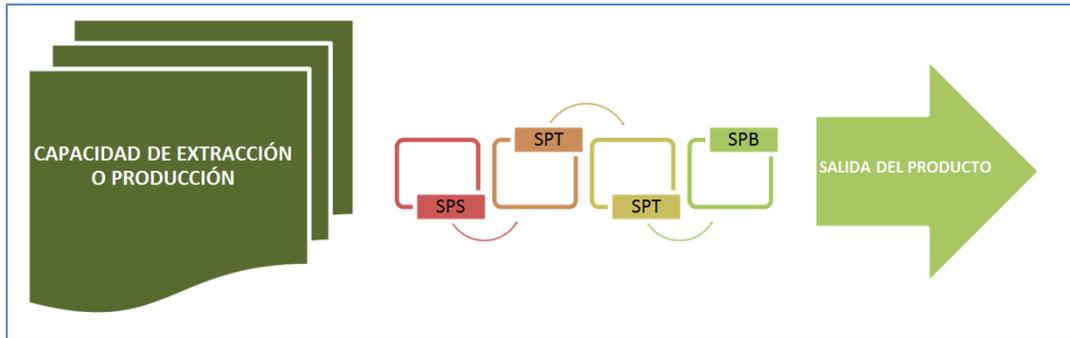


Figura 74. Esquema de la capacidad de extracción en la cadena de producción.

La capacidad de extracción o de producción de entrada en los campos petroleros depende de varios factores, como la materia de hidrocarburo (crudo y gas) que se cuenta para ser explotado, el mecanismo que se utilizará para extraer dicha materia, ya sea de forma natural o artificial (tipo de sistema de levantamiento de superficie que se emplea cuando los pozos pierden su presión de flujo natural), el tipo y comportamiento del yacimiento en explotación y de las pérdidas de energía para transportar el fluido hasta las estaciones de flujo (líneas, colectores y troncales de flujo).

Stoval (1934) y Arnold (1986) comentan que para determinar la capacidad de extracción que tiene un pozo de producir fluidos, y cómo estos fluirán a través de las formaciones productoras hasta las estaciones de flujo, se realizan pruebas de medida de producción de pozos, los cuales, con base al desarrollo del campo petrolero se pueden dividir en:

- Estimación del comportamiento del pozo
- Identificación de la naturaleza de los fluidos del yacimiento

Por otra parte, el análisis de las curvas de declinación de producción representan el método más usado en la industria petrolera en la predicción del comportamiento futuro de producción de crudo y gas, en un pozo, un grupo de pozos, un yacimiento o campo (Arps, 1994). Las curvas se basan en que los factores que han afectado la producción en el pasado, lo continuarán haciendo en el futuro. Cada campo petrolero tiene su promedio de declinación y su factor de recobro asociado. En la figura 75 se presenta la proyección las curvas de declinación de la producción básica de los campos para los próximos 25 años de operación.

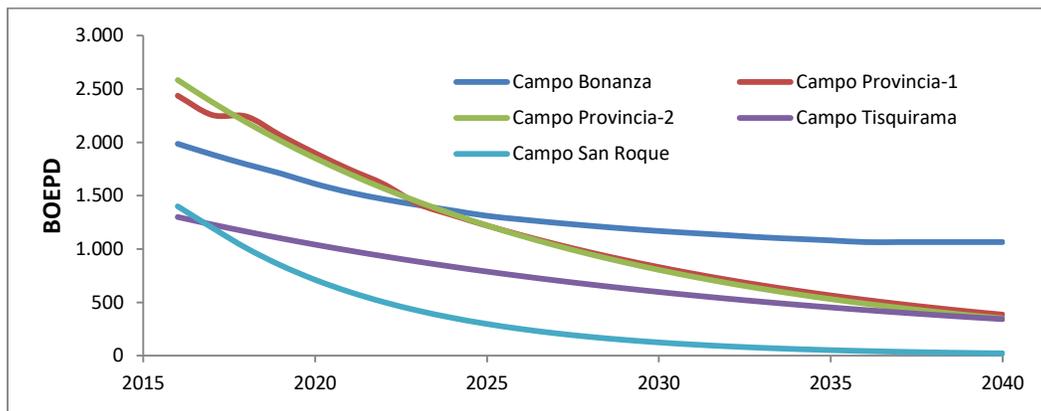


Figura 75. Curvas de declinación en la producción básica de los campos

A partir de este pronóstico de producción básica, se comienza a desarrollar el primer escenario de la estimación de las necesidades futuras de aumentar o disminuir la capacidad operativa de los subsistemas de procesos en las estaciones de flujo, en un periodo de corto plazo, en el cual se pueden efectuar ajustes en la filosofía de operación en el manejo de la producción en el campo.

En la red de interconexión de transferencia del producto entre las estaciones de flujo, se puede identificar que el volumen de crudo producido y almacenado por el primer campo (campo Bonanza) se recibe en las instalaciones de la estación suerte, y la mezcla de los dos volúmenes de

producción, se recibe de igual forma en las facilidades de la estación santos, por tanto, no se realiza un aprovechamiento correcto en el manejo de la producción y no se utiliza debidamente la capacidad operativa de las estaciones de flujo.

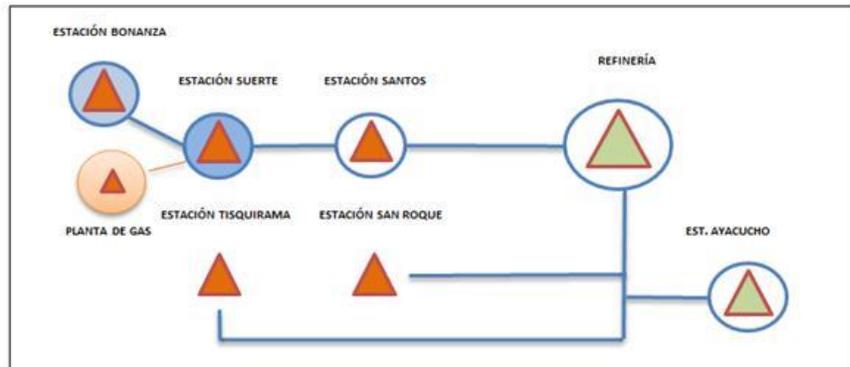


Figura 76. Esquema utilización facilidades estación suerte.

En este primer escenario, representado en la figura 76 se plantea realizar un cambio en la filosofía de operación del manejo de la producción del campo y se propone que cada estación de flujo entregue su producto dentro de especificaciones de calidad. La transferencia del producto se realiza directamente a un tanque destinado para el almacenamiento y despacho del producto al cliente. En la figura 77 se observa la propuesta de enviar el producto de la estación Bonanza directamente a la estación central, sin utilizar las instalaciones o facilidades de la estación suerte.

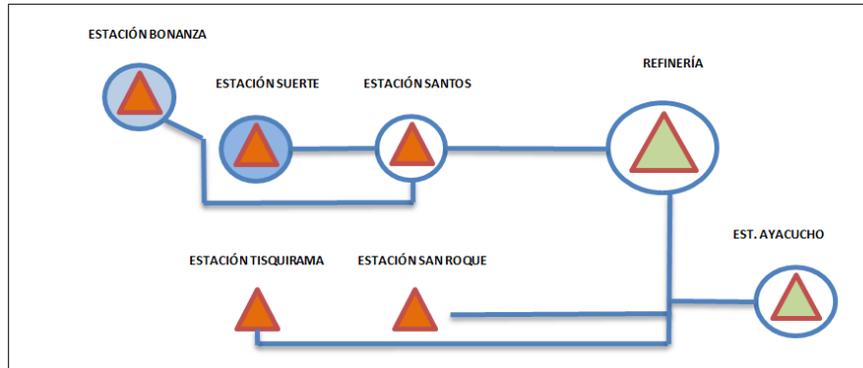


Figura 77. Esquema de interconexión propuesto para la estación Bonanza.

Para evaluar si se requiere expandir la capacidad de operación de las estaciones de flujo y por ende, la capacidad general del campo de producción a partir de la producción de crudo básica, el primer paso es construir las gráficas de los diferentes subsistemas de procesos de las estaciones de flujo que hacen parte del campo y calcular la utilidad de la capacidad instalada (UCI) y la eficiencia en la capacidad disponible (ECD) en cada uno de los sub-sistemas actuales del proceso. En la figura 78 se presentan estos dos factores determinantes del nivel de capacidad.

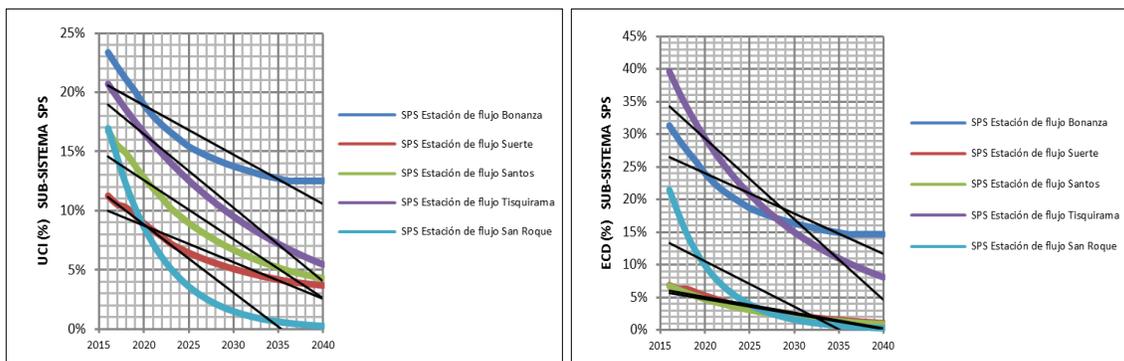


Figura 78. Representación de UCI y ECD en los sub-sistemas SPS.

El sub-sistema de proceso de separación SPS del campo, presenta un pico máximo de utilización de la capacidad instalada (UCI) del 25% y una eficiencia de la capacidad disponible

(ECD) del 28.37%. Es el sub-sistema que presenta mayor holgura (75%) en las estaciones para soportar un aumento de producción.

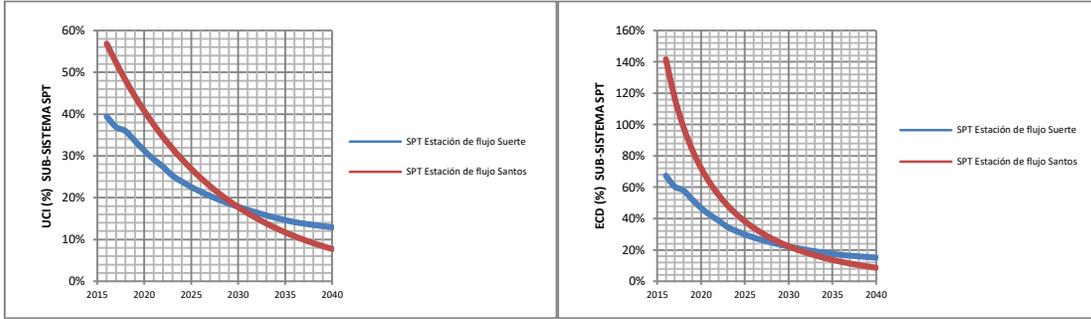


Figura 79. Representación de UCI y ECD en los sub-sistemas SPT.

Evaluando el subsistema de proceso de tratamiento (SPT) de la estación santos, para el año 2017, se observa en la figura 80 que alcanza una UCI del 56.8% y una ECD del 58.6%, contando con un solo equipo para operar. Por otra parte, el sub-sistema SPT de la estación suerte cuenta con dos equipos, contando con una mayor holgura de capacidad. Se propone realizar el traslado de uno de los equipos de tratamiento a la estación central para soportar la producción incremental futura del campo.

El traslado del equipo a la estación santos permitirá a los sub-sistemas SPT tener una (UCI) del 43,4 % y 28,43% en la estación suerte y santos respectivamente, como se observa en la figura 79, es decir, se lograría optimizar el proceso de tratamiento en las estaciones generando una holgura del 71.57 % en la utilización de la capacidad instalada en la estación santos. Este “colchón” de capacidad nos permite visualizar la producción incremental de futuros proyectos.

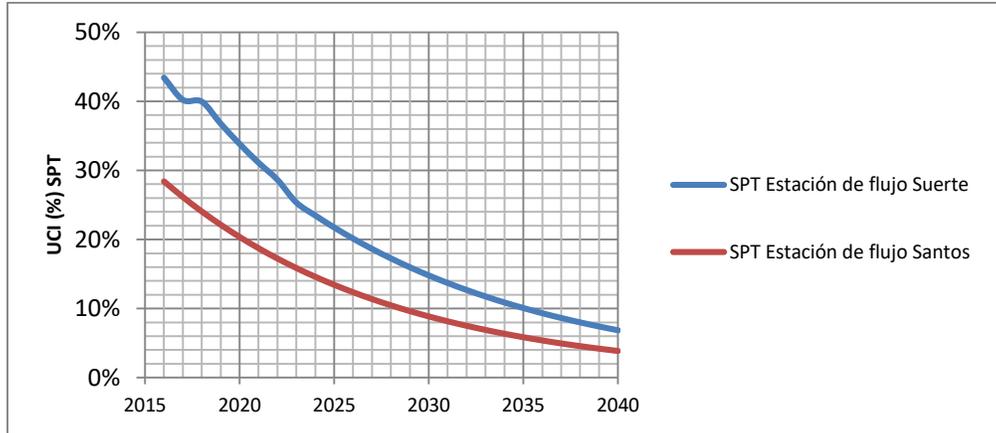


Figura 80. Utilidad de la capacidad instalada del SPT básica corregida.

En la figura 81 se presenta las curvas generadas por el subsistema de proceso de almacenamiento (SPA) y se puede observar que la estación santos presenta una (ECD) del 68.29%. Si se realiza el cambio de filosofía de operación y se transfiere el producto directamente al tanque de almacenamiento para su despacho, la estación santos ampliaría su (UCI) a un valor de 23.93%, es decir, se obtiene un valor de 76.07% de capacidad de holgura para afrontar los proyectos de aumento de recobro.

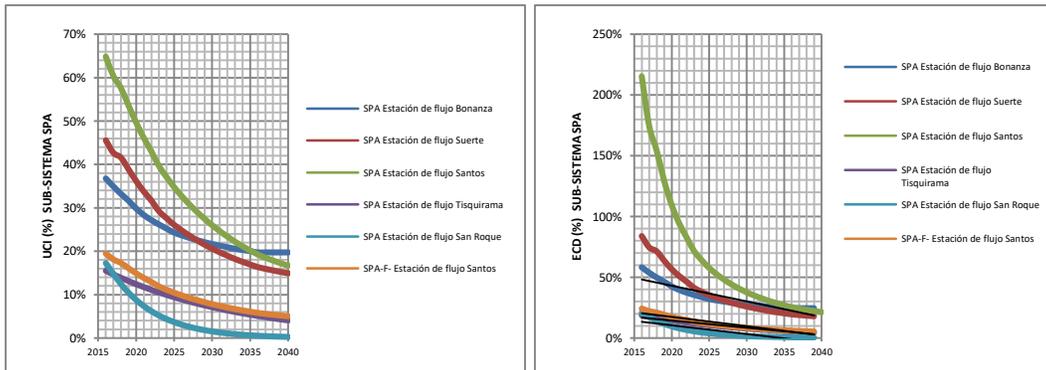


Figura 81. Representación de UCI y ECD en los sub-sistemas SPA

Entre mayor sea la eficiencia de la capacidad del SPA, indica que se tendría que utilizar simultáneamente dos tanques de almacenamiento para recibir producto proveniente de las otras

estaciones, originando menos tiempos de residencia para el proceso de deshidratación y la posibilidad de generación de colas de producción en la red.

Por último, la estación suerte presenta en el sub-sistema de proceso de Bombeo (SPB), graficado en la figura 82, que los valores de ECD muy altos (por encima del 75%) debido a la cantidad de volumen que tiene que desplazar, sin embargo, con el cambio de filosofía de operación, la estación suerte quedaría con una EDC de 20.4%. y el nuevo cuello de botella sería el SPB de la estación Bonanza, el cual presenta menor capacidad operativa.

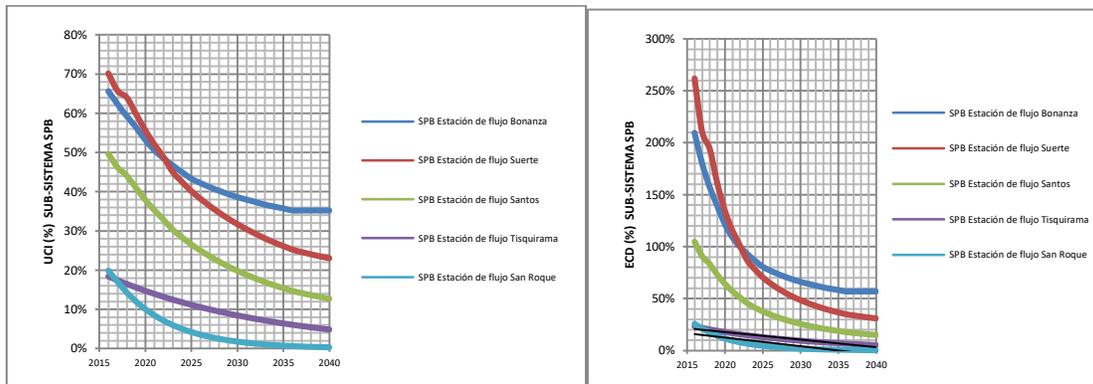


Figura 82. Representación de UCI y ECD en los sub-sistemas SPB

En la tabla 32 se representa la relación del promedio de las (UCI) entre el sistema de producción actual y después del cambio de filosofía de operación en cada una de las estaciones que conforman la interconexión de red por tuberías del campo. La estación Tisquirama y San Roque estarían conformadas por los valores de (UCI) de 10.12% y 4.53% respectivamente.

Tabla 32

Relación promedio de UCI y ECD en los sub-sistemas en campo

Subsistema de procesos por estación de flujo	Producción actual		Primer escenario	
	UCI	EDC	UCI	EDC
SPS Bonanza	15,55%	15,87%	15,55%	15,87%
SPA Bonanza	24,48%	24,48%	24,48%	24,48%
SPB Bonanza	43,72%	45,07%	43,72%	45,07%
	27,92%	28,48%	27,92%	28,48%
SPS Suerte	6,29%	6,48%	2,92%	3,01%
SPT Suerte	22,00%	22,45%	20,43%	20,84%
SPA Suerte	25,44%	25,44%	11,81%	11,81%
SPB Suerte	39,17%	40,39%	18,19%	18,75%
	23,22%	23,69%	13,34%	13,60%
SPS Santos	8,60%	8,77%	2,70%	2,76%
SPT Santos	24,91%	25,68%	12,45%	12,84%
SPA Santos	33,33%	35,09%	10,48%	11,03%
SPB Santos	25,51%	26,30%	8,02%	8,27%
	22,57%	23,27%	8,73%	8,98%
SPS Tisquirama	11,51%	15,76%	11,51%	15,76%
SPA Tisquirama	8,62%	8,80%	8,62%	8,80%
SPB Tisquirama	10,24%	10,55%	10,24%	10,55%
	10,12%	11,70%	10,12%	11,70%
SPS San Roque	4,26%	4,43%	4,26%	4,43%
SPA San Roque	4,34%	4,34%	4,34%	4,34%
SPB San Roque	4,98%	5,13%	4,98%	5,13%
	4,53%	4,64%	4,53%	4,64%

Nota: UCI = Utilidad de la capacidad instalada; ECD, Eficiencia de la capacidad disponible.

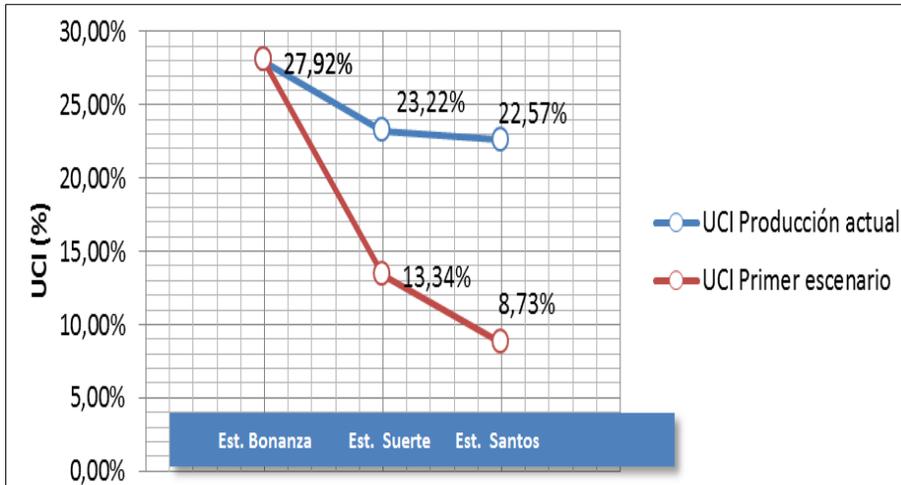


Figura 83. Representación de UCI y ECD proyectado para el primer escenario

4.2.3.2.2 Segundo Escenario: Primera Fase de perforación

Tomando como referencia la estrategia de desarrollo de los campos de producción asumidos en el primer capítulo, se presenta una proyección de los pronósticos de producción para los próximos 25 años (2016-2040) en la primera fase de perforación (de modo de ejemplo). Los proyectos de perforación de desarrollo para cada uno de los campos petroleros se encuentran alineados a una estrategia para aumentar el factor de recobro del 13% a.n. promedio a un factor cercano al 30% a.n.

La determinación de la predicción de los pronósticos de producción es importante para esta investigación, ya que de ésta predicción, el desarrollo de cada una de las fases del proyecto abordarán las capacidades operativas de cada una de las estaciones de flujo y la asignación de la producción a lo largo y ancho de la red de interconexión del campo.

En esta primera fase de perforación, cada campo de producción tiene proyectado la perforación promedio de 10 a 12 pozos, y se estima un tiempo de perforación de dos meses para cada pozo. En la figura 84 se puede apreciar la producción incremental que aportaría la primera fase de perforación, para cada campo petrolero (2019-2022).

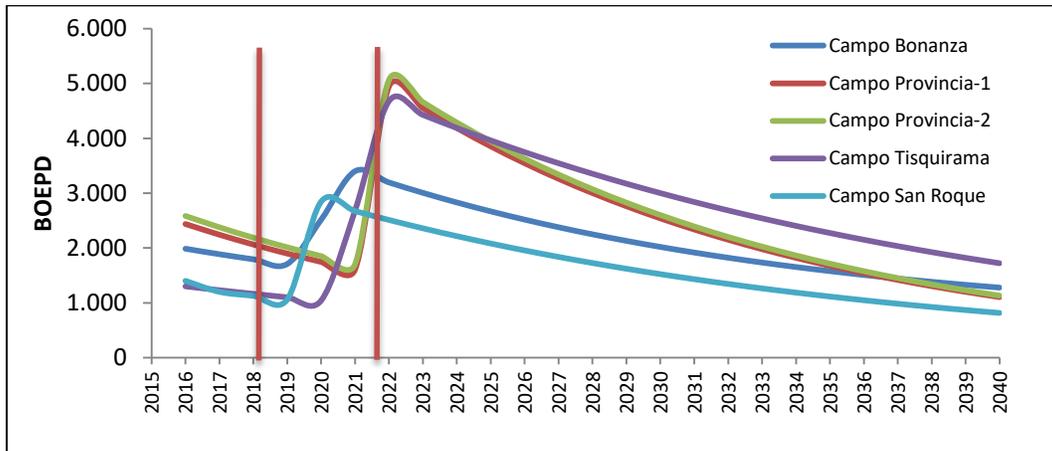


Figura 84. Pronóstico producción Incremental Fase I.

Observando la tabla de pronósticos de producción se analiza que los primeros campos en iniciar la fase de perforación son el campo Bonanza y el campo San Roque, seguido de los demás campos. Esta campaña tendría un periodo continuo de cuatro años de perforación, pronosticando su máximo pico de producción para finales del año 2022. (Apéndice D).

En este escenario, el cálculo de las capacidades operativas contempla el cambio de filosofía de operación en el manejo actual de la producción en las estaciones de flujo, propuesta en el primer escenario. El primer paso es construir nuevamente las gráficas e identificar la utilidad de la capacidad instalada (UCI) y la eficiencia en la capacidad disponible (ECD) en cada uno de los subsistemas de procesos que conforman las estaciones de flujo, de igual forma como se realizó en el primer escenario, pero esta vez, teniendo en cuenta la producción incremental proyectada en la

primera fase de perforación. En la figura 85 se presentan las gráficas que representan las (UCI) y (ECD) de la primera fase de perforación.

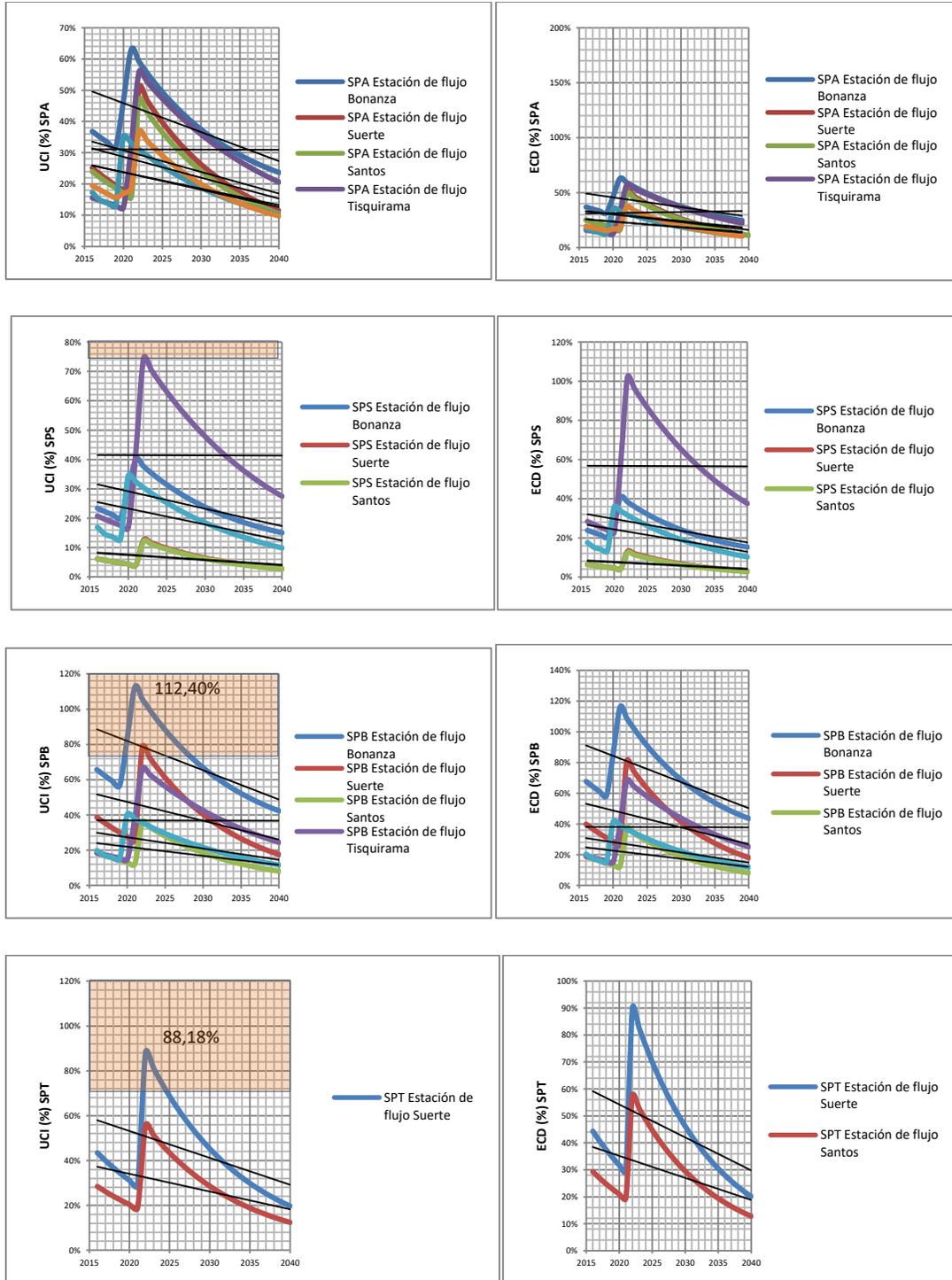


Figura 85. Representación de las UCI y ECD en la primera fase de perforación.

Realizando un análisis previo, se observa que en esta primera fase de perforación, el sub-sistema de almacenamiento SPA de la estación Santos se encuentra en un tope máximo, es decir, con una (UCI) de 122,27%, lo cual indica que se tendría que utilizar simultáneamente dos tanques de almacenamiento para recibir producto proveniente de las otras estaciones, originando menos tiempos de residencia para el proceso de deshidratación y la posibilidad de generación de colas de producción en la cadena de producción. Se puede correr el riesgo de perder producción incremental debido a la baja capacidad de almacenamiento en la estación central.

El sub-sistema de tratamiento SPT de la estación Suerte alcanza un valor de (UCI) del 111.4%. Durante el manejo de la producción, no se tendrá un tiempo de retención suficiente para el proceso de calentamiento del crudo, y es probable que el producto no logre entrar en especificaciones de calidad.

Por último, como se puede observar en la figura 86 la capacidad de desplazamiento del crudo por la red de tuberías es el sub-sistema (SPB) más afectado en gran medida, por la baja eficiencia que presentan las bombas para desplazar el volumen incremental de producción. Las estaciones Suerte y Bonanza exceden el 100% de la (UCI) del sub-sistema de proceso de bombeo seguidas por la estación Santos con una (UCI) del 93.58%.

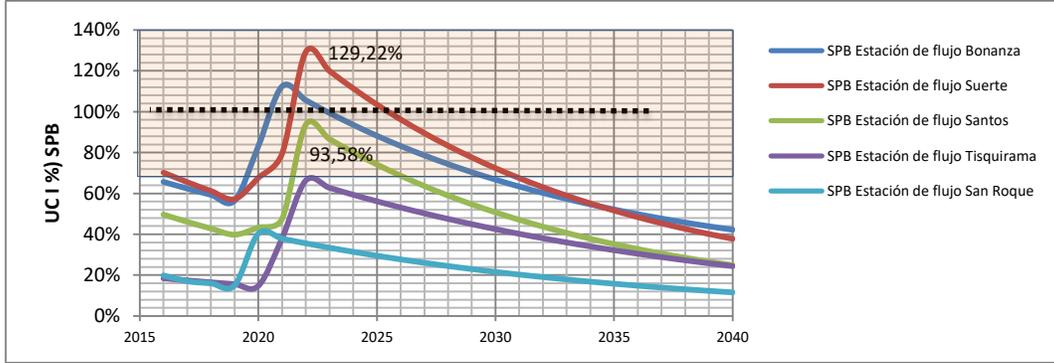


Figura 86. Representación de la UCI del subsistema SPB

En la tabla 33 se presenta que subsistemas de proceso en las estaciones de flujo del campo de producción afecta la producción incremental proyectada en la primera campaña de perforación.

Tabla 33

Sub-sistemas del proceso que afectan la primera fase de perforación

Subsistema de proceso	Estación	Periodo	UCI ^a	ECD	Observación
SPS	Tisquirama	2022	74,5%	102,1%	Se requiere aumentar la capacidad del separador general.
SPA	Santos	2021	122,3%	129,0%	Se deben utilizar los dos tanques
SPT	Santos	2022	111,4%	115,0%	El tratador térmico se encuentra al límite de su capacidad
SPB	Suerte	2022	129,2%	133,2%	Baja capacidad de las bombas para el trasiego
SPB	Bonanza	2021	112,4%	115,9%	Baja capacidad de las bombas para el trasiego
SPB	Santos	2022	93,6%	96,5%	Baja capacidad de las bombas para el trasiego

Nota: El resultado exitoso de la primera campaña de perforación depende de la intervención pronta de los subsistemas que se encuentra afectados en su capacidad operativa.

a. El valor más alto en la UCI de los subsistemas de procesos no debe sobrepasar el 75%, mayores a este límite deben ser intervenidos oportunamente.

La estrategia de expansión de la capacidad operativa en las estaciones de flujo, en esta primera fase de perforación, se puede realizar en saltos grandes y menos numerosos, centrándose en las restricciones de flujo o cuellos de botella que se presenten. En la figura 87 se presenta el esquema

de la expansión de las capacidades operativas con respecto a la demanda del volumen de producción incremental de la primera fase de perforación.

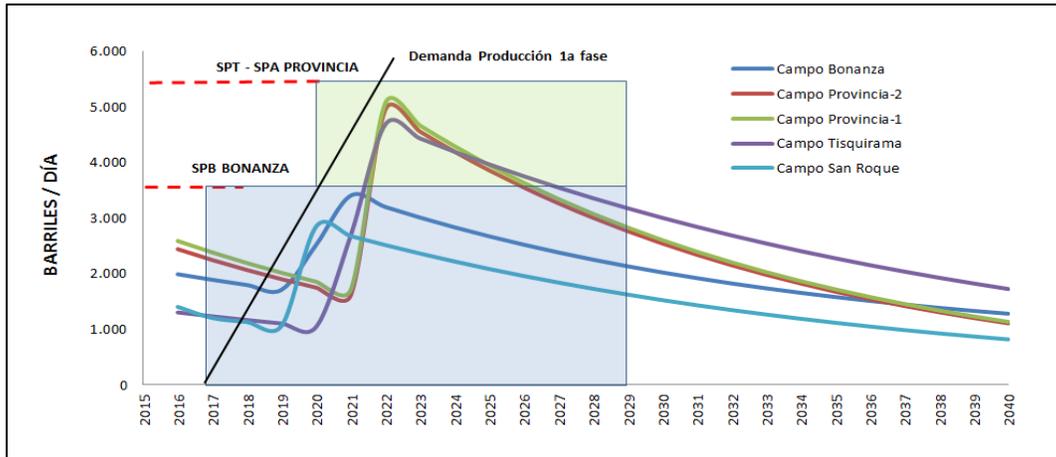


Figura 87. Esquema de expansión de la capacidad en la 1ª fase de perforación.

El riesgo de no mejorar la capacidad del sub-sistema SPB en la estación de flujo, en la primera fase de perforación, puede afectar la producción incremental pronosticada para el campo Bonanza, es decir, el campo de producción dejaría de percibir una producción incremental de barriles de crudo en los próximos 15 años.

Por otra parte, el sub-sistema de separación SPS de la estación Tisquirama presenta una (UCI) de 74.54% con (ECD) del 102.11%. Podemos asegurar que el separador general del campo Tisquirama se encuentra cerca de su capacidad límite de operación.

4.2.3.2.3 Tercer Escenario: Segunda Fase de perforación

Dependiendo del éxito en los resultados de la primera fase de perforación, se viabiliza la consecución de la siguiente campaña de perforación. En este escenario de producción incremental, solo se contempla la segunda fase para los campos Bonanza y Provincia.

En esta fase de perforación, el campo Bonanza contempla la perforación de pozos adicionales y la implementación del proyecto de inyección de agua. Se estima un perfil tipo producción que contempla un caudal inicial de 100 BOEPD por pozo, y una declinación exponencial del 13% a.n. (Apéndice D).

En la figura 88 se proyecta la producción incremental que aportaría la segunda fase de perforación, para cada campo petrolero (2016-2040).

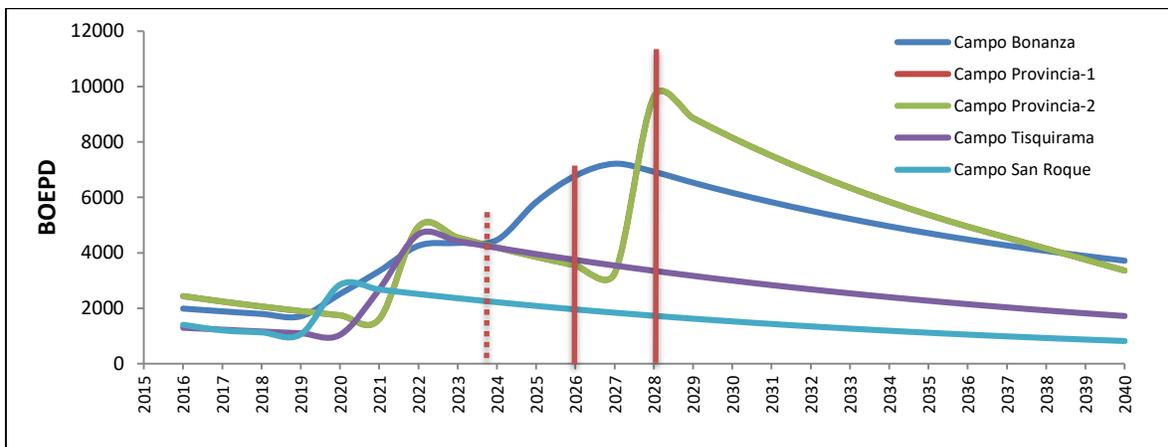


Figura 88. Pronóstico producción Incremental Fase II.

Cada campo de producción tiene su estrategia de desarrollo, por tanto, las fases de la campaña de perforación se pueden dar simultáneamente o en diferentes periodos. De acuerdo a la producción acumulada y el aceite original in situ, el factor de recobro actual que tiene el campo Provincia es del 26,6%, por ello se proyecta la perforación de varios pozos adicionales, logrando obtener un producción incremental esperada de 140.000 BOEPD, en los próximos doce (12) años después de la primera fase de perforación.

En la segunda fase de perforación se ajustará los pronósticos de producción incremental, se procede a construir las gráficas y se identifica la utilidad de la capacidad instalada (UCI) y la eficiencia en la capacidad disponible (ECD) en cada uno de los sub-sistemas de procesos que conforman las estaciones de flujo. En la figura 89 se representan las gráficas que se obtiene de las (UCI) y (ECD) en la segunda fase de perforación proyectada.

Después de realizar el análisis previo de las capacidades operativas se determina el sub-sistema de proceso de bombeo SPB es el más afectado por esta segunda campaña de perforación.

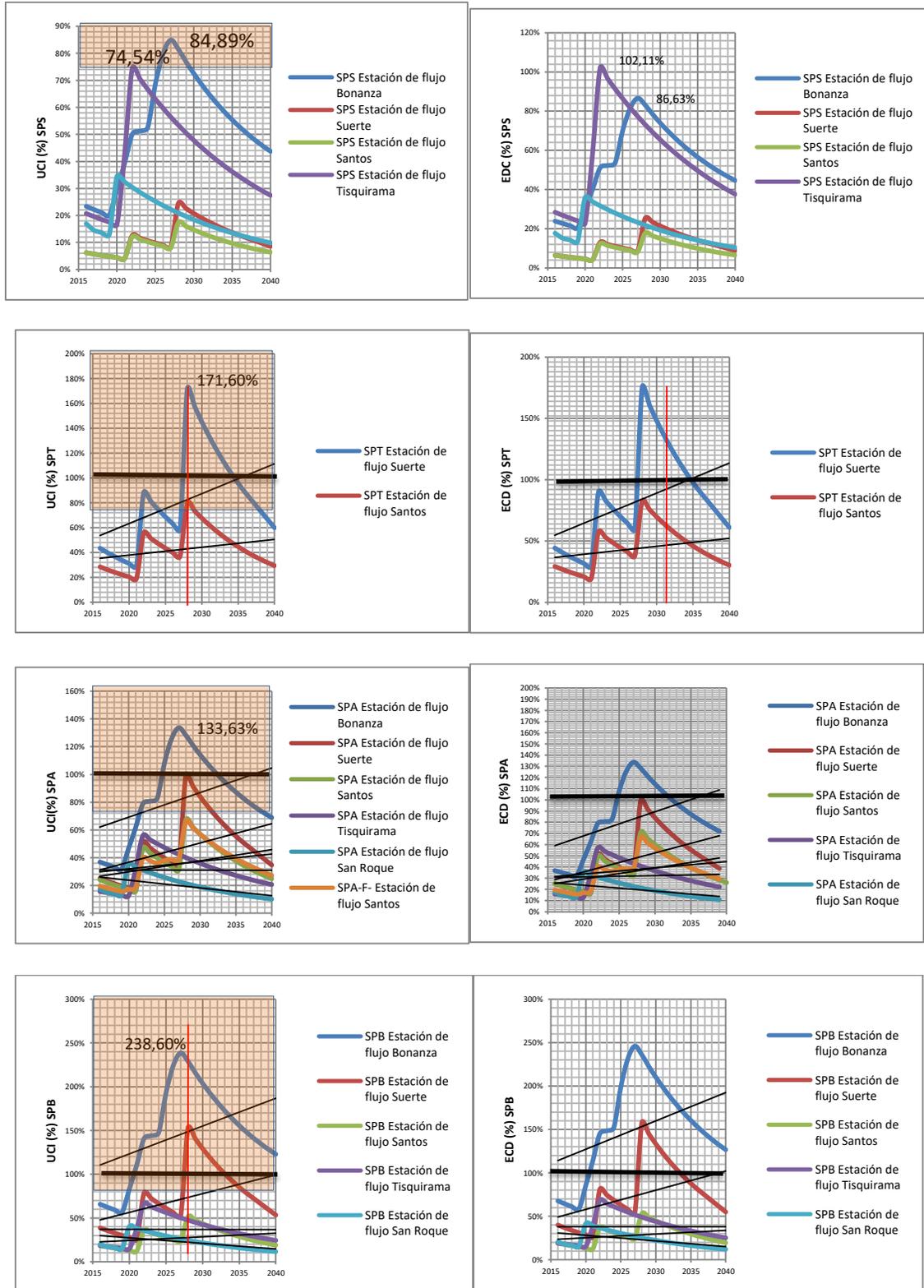


Figura 89. Representación de las UCI y ECD en la 2ª fase de perforación.

Tabla 34

Sub-sistemas del proceso que afectan la segunda fase de perforación

Subsistema de proceso	Estación	Periodo	UCI	ECD	Observación
SPS	Bonanza	2027	84,9%	96,6%	El separador general se encuentra al límite
SPA	Bonanza	2027	113,6%	133,7%	Excede la capacidad de almacenamiento
SPA	Suerte	2027	99,2%	99,2%	Excede la capacidad de almacenamiento
SPT	Suerte	2027	171,6%	175,1%	El tratador térmico se encuentra al límite
SPB	Bonanza	2021	112,4%	115,4%	Baja capacidad de las bombas para el trasiego
SPB	Bonanza	2027	238,6%	246,0%	Baja capacidad de las bombas trasiego
SPB	Suerte	2027	152,8%	157,5%	Baja capacidad de las bombas trasiego

Nota: El resultado de la segunda campaña de perforación depende de la intervención eficaz de los subsistemas que se encuentra afectados en su capacidad operativa.

a. El valor más alto en la UCI de los subsistemas de procesos no debe sobrepasar el 75%, mayores a este límite deben ser intervenidos oportunamente.

En la tabla 34 se presenta los resultados del análisis de las capacidades operativas, siendo la estación de flujo Bonanza la más afectada al obtener una (UCI) del 84,89% en el subsistema de proceso de separación y 238% para el SPB precisamente por el incremento en la producción pronosticada en la segunda campaña de perforación. En la figura 90 se presenta el esquema de la expansión de las capacidades operativas con respecto a la demanda del volumen de producción incremental en la segunda fase de perforación.

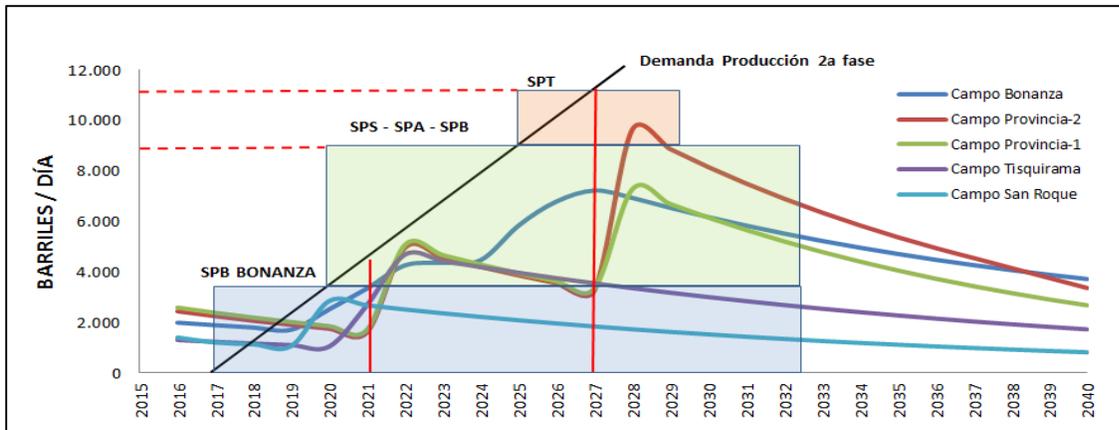


Figura 90. Esquema de expansión de la capacidad en la 2ª fase de perforación.

4.2.3.2.4 Cuarto Escenario: Sistema de recobro mejorado.

Una de las opciones para aumentar la producción y por ende, la recuperación de hidrocarburos, es ejecutar proyectos de recuperación secundaria o terciaria: en esta categoría se encuentran procesos como la inyección de fluidos (gas, agua, vapor, y CO₂), inyección de polímeros y la combustión in si-tu, entre otras.

La estrategia de desarrollo presentada para estos campos maduros plantea proyectos de inyección de agua, considerando por tanto, la perforación de pozos inyectoros y la conversión de pozos productores de bajo potencial a inyectoros en los campos petroleros. Los proyectos de Inyección estiman un perfil de producción / inyección que buscan obtener un factor de recobro cercano al 30%. Tomando la información de la tabla de pronósticos de producción se observa que los primeros campos en iniciar la fase de perforación, es el campo Bonanza y el campo San Roque. (Apéndice D).

En la figura 91 se presenta la producción incremental pronosticada que aportaría el proyecto de inyección de agua para los campos y su interacción con los sub-sistema de procesos en cada una de las estaciones de flujo. Esta producción incremental estaría proyectada y esperada para el periodo entre los años 2027 y 2030.

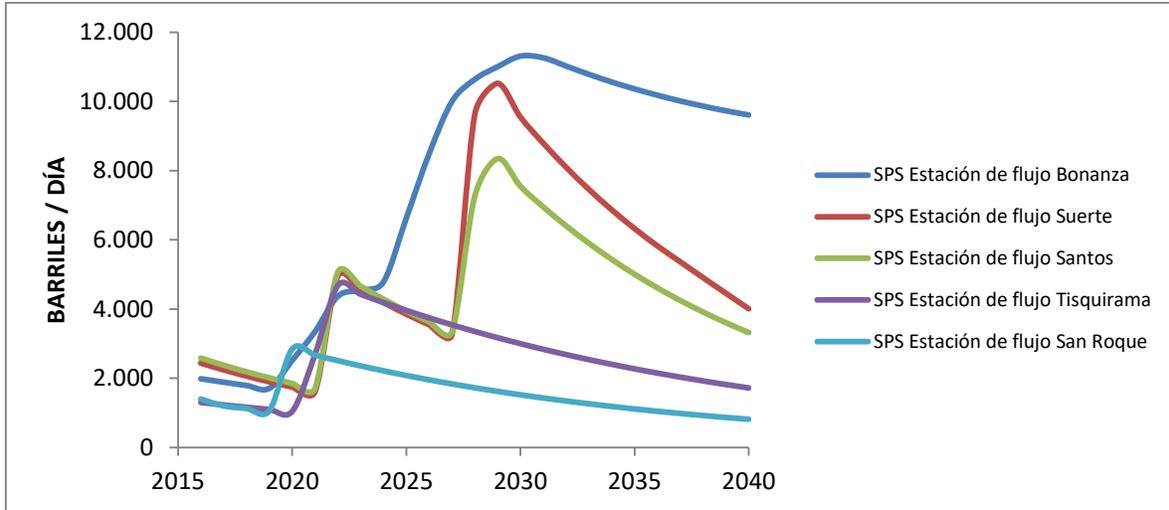


Figura 91. Pronóstico producción Incremental Fase III.

En la tercera fase de perforación, se ajustan los pronósticos de producción incremental previstos por los proyectos de inyección de agua, y una vez más, se procede a construir las gráficas e identificar la (UCI) y la (ECD) en cada uno de los sub-sistemas que conforman las estaciones de flujo. En la figura 92 se representan las gráficas obtenidas de las (UCI) y (ECD) en la tercera fase de perforación proyectada.

Tabla 35

Sub-sistemas del proceso que afectan la tercera fase de perforación

Subsistema de proceso	Estación	Periodo	UCI ^a	ECD	Observación
SPS	Bonanza	2026	142%	97%	El separador general se encuentra al límite
SPS	Bonanza	2030	133%	136%	El separador general se encuentra al límite
SPA	Bonanza	2026	185%	185%	Excede la capacidad de almacenamiento
SPA	Suerte	2027	108%	108%	Excede la capacidad de almacenamiento
SPT	Suerte	2027	187%	192%	El tratador térmico se encuentra al límite
SPB	Bonanza	2021	112%	116%	Baja capacidad de las bombas trasiego
SPB	Bonanza	2029	374%	386%	Baja capacidad de las bombas trasiego

Nota: El resultado de la tercera campaña de perforación depende de la intervención eficaz de los subsistemas que se encuentra afectados en su capacidad operativa.

a. El valor más alto en la UCI de los subsistemas de procesos no debe sobrepasar el 75%, mayores a este límite deben ser intervenidos oportunamente.

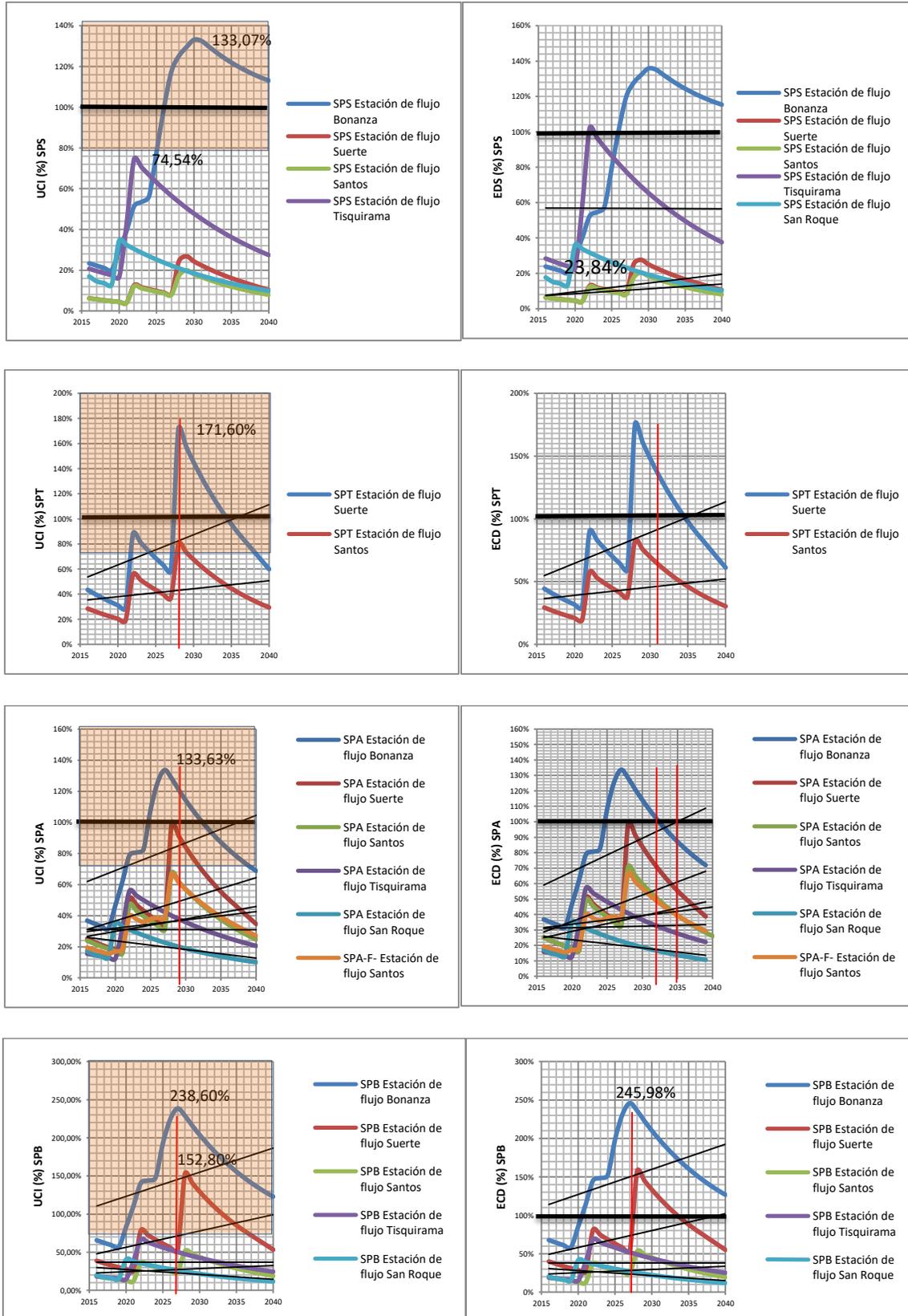


Figura 92. Gráficas de las UCI y ECD en la 3ª fase de perforación.

En la tabla 35 se observa que el sub-sistema de proceso de bombeo SPB del campo Bonanza sigue siendo el más sensible y se refleja mucho más en esta última campaña de perforación. El subsistema SPT de la estación Suerte obtiene una (UCI) del 187,5% y en el sub-sistema de proceso de almacenamiento de la estación Bonanza alcanza un valor de 185% de (UCI).

En la figura 93 se presenta el esquema de la expansión de las capacidades operativas con respecto a la demanda del volumen de producción incremental de la tercera fase de perforación. Analizando las capacidades operativas en la red de interconexión, la estación de Bonanza es la más afectada en este proyecto de producción incremental, debido que la mayoría de las facilidades y equipos en los sub-sistemas no tienen la capacidad instalada para soportar la nueva producción.

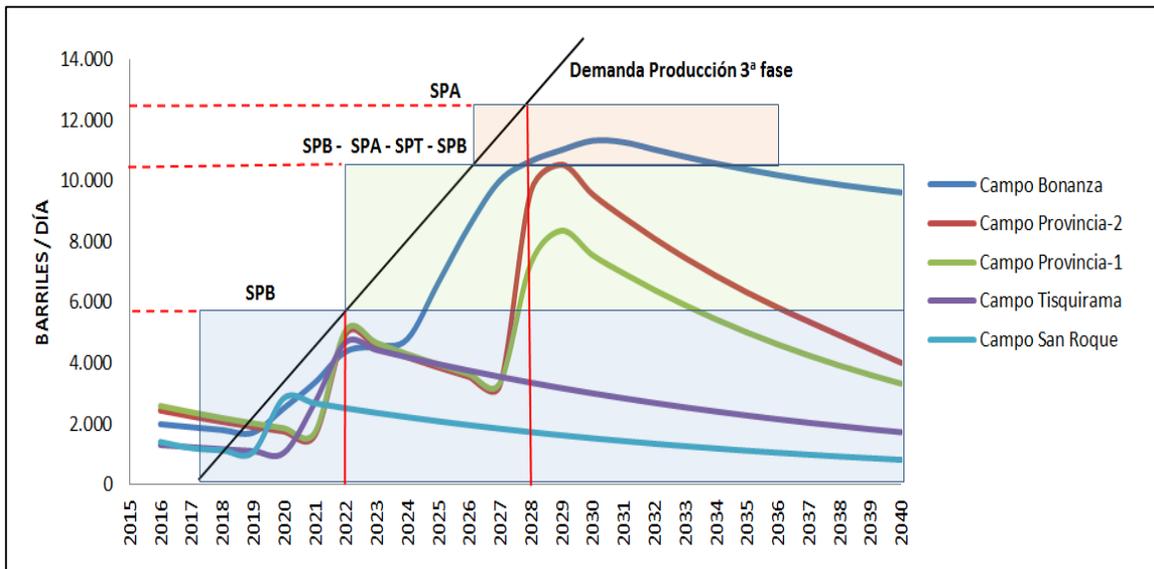


Figura 93. Esquema de expansión de la capacidad en la 3ª fase de perforación

El SPS de las estaciones de Bonanza y Suerte requiere de una facilidad de superficie que permita retirar la mayor cantidad de agua libre posible antes de ingresar a los separadores de líquido-gas. El tratador térmico de la estación suerte alcanza un límite de (UCI) del 187,5%, por

tanto, se requiere evaluar el aumento de los tiempos de retención para aumentar su capacidad operativa, o evaluar el tratamiento químico para acelerar el proceso de deshidratación. Los subsistemas de almacenamiento SPA de las estaciones Bonanza y Suerte exceden su máxima capacidad instalada y las bombas de transferencia del campo Bonanza se encuentran limitadas operacionalmente para desplazar el fluido del campo.

Chase, Aquilano & Jacob (2000) comentan que el nivel de capacidad que se elija tiene repercusiones críticas en el índice de respuesta de la empresa, la estructura de sus costos, sus políticas de inventario, los administradores y personal de apoyo que requiere.

Por tanto, sí la capacidad no es la adecuada, se tendrá en el campo de producción altos inventarios de producción de crudo y gas, colas de restricción y por último, la parada de pozos de producción y por tanto, el incumplimiento en el programa de entrega de productos al cliente o refinería. Por el contrario, sí la capacidad es excesiva, las estaciones de flujo tendrían equipos y facilidades subutilizados, aumentando su fuerza de trabajo, a llevar un inventario excesivo y una menor rentabilidad (Castro, 2009).

El mejor nivel de operación o manejo eficiente de crudo y gas se refiere al nivel de capacidad para el que se ha diseñado el proceso y, por lo mismo, se refiere al volumen de producción en el cual se minimiza el costo promedio por unidad. Narashimhan (1996) afirma que una medida muy importante es el índice de utilización de la capacidad, el cual revela qué tan cerca se encuentra la empresa del mejor punto de operación.

4.2.3.2.5 Escenario Opcional: Alternativa recibo de crudo de aledaños

El análisis de la red de interconexión de transferencia del producto entre las estaciones de flujo se ha realizado hasta ahora, a través de la conexión mediante tuberías de acero al carbón. Sin embargo, las estaciones de flujo Tisquirama y San Roque transportan su producto hasta el cliente más cercano mediante el sistema de transporte terrestre (carrotanques), debido a su distancia geográfica.

En el caso de requerir transferir el producto de estos campos de producción a otro sitio, las demás estaciones tienen la facilidad de superficie para recibir el producto a través de un punto de descarga de crudo. El producto puede entrar directamente a los sub-sistemas de procesos para su posterior manejo de producción y entrega al cliente. El quinto escenario que es opcional, plantea determinar cuánta sería la capacidad operativa que requiere la estación central o Santos para recibir la producción de los campos Tisquirama y San Roque. El fluido recibido no requiere pasar por el sub-sistema de proceso de Separación SPS de la estación, solo entraría en la corriente de flujo de los SPA, SPAT y SPB.

A continuación se procede a construir las gráficas e identificar la utilidad de la capacidad instalada (UCI) y la eficiencia en la capacidad disponible (ECD) en cada uno de los sub-sistemas que conforman las estaciones de flujo aledañas y la estación central.

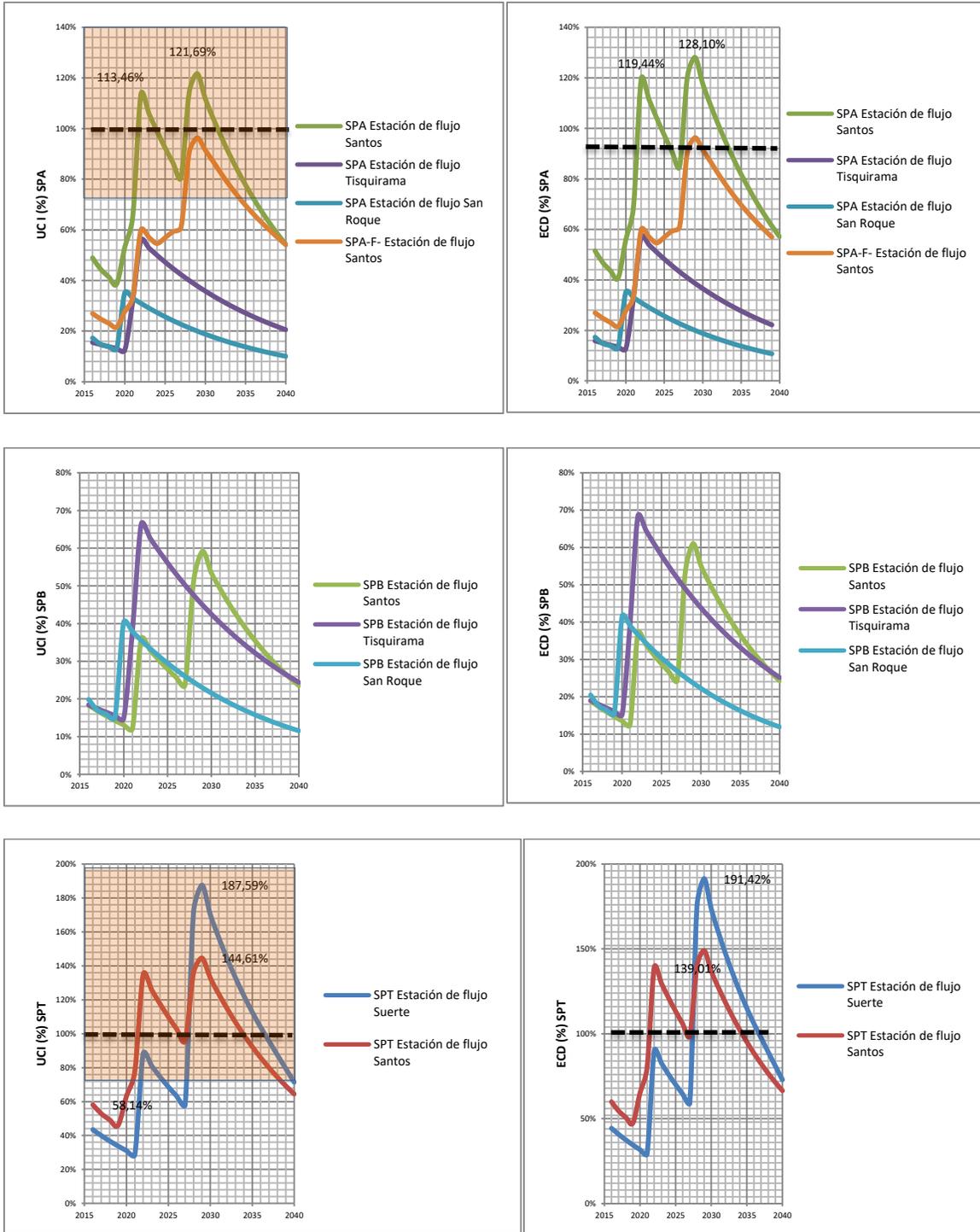


Figura 94. Gráficas de las UCI y ECD en los campos Tisquirama y San Roque

La capacidad operativa de los SPA y SPT de la estación Santos se ven afectada por los pronósticos de producción proyectadas para los campos de producción San Roque y Tisquirama, como se puede observar en la tabla 36.

Tabla 36

Sub-sistemas de los campos Tisquirama y San Roque en Santos

Subsistema de proceso	Estación	Periodo	UCI ^a	ECD	Observación
SPA	Santos	2021	114%	120%	Excede la capacidad de almacenamiento
SPA	Santos	2027	122%	128%	Excede la capacidad de almacenamiento
SPT	Santos	2021	134%	139%	El tratador térmico se encuentra al límite
SPB	Santos	2027	144%	140%	El tratador térmico se encuentra al límite

Nota: Se presenta la afectación en la capacidad operativa UCI de la estación Santos al recibir la producción de los campos Tisquirama y San Roque.

a. El valor más alto en la UCI de los subsistemas de procesos no debe sobrepasar el 75%, mayores a este límite deben ser intervenidos oportunamente.

4.2.4 Evaluación de las alternativas de la capacidad

Para desarrollar el modelo de Planeación integral de capacidades operativas, se han planteado trabajar con cuatro escenarios de producción incremental de barriles de aceite equivalente, donde se puede simplemente no desarrollar ninguna campaña de perforación y esperar la declinación del campo naturalmente, o desarrollar las tres fases de perforación incluyendo los costos asociados a la compra de los equipos correspondientes a la demanda de producción incremental pronosticada y que pueda exceder la capacidad operativa actual del campo.

En este caso, el gerente de operaciones debe evaluar cada escenario, tanto cuantitativa como cualitativamente. Kalenatic, López & González (2006) argumentan que en términos cualitativos,

el gerente tiene que observar cómo encaja cada alternativa en la estrategia general de la capacidad y otros aspectos de los negocios que no están en el análisis financiero, es así, como la incertidumbre en el éxito de las campañas de perforación, los cambios tecnológicos que puedan surgir y la estimación de costos que se puedan generar por la producción incremental. Algunos de estos factores no pueden cuantificarse y es necesario evaluarlos a base de un buen juicio y experiencia.

Por otra parte, los autores indican que otros factores si pueden cuantificarse y el gerente de operaciones pueden analizar cada alternativa usando diferentes suposiciones acerca del futuro, por ejemplo, una representación en el precio del barril de crudo en el mercado o el cambio en la tasa dólar, es decir, suposiciones que pueden corresponder a una visión más optimista del futuro.

Sáenz & Gustavo (2010) comentan que cuantitativamente, el gerente puede estimar el cambio que se produciría en los flujos de efectivo en cada uno de los escenarios que figuran en el horizonte de tiempo contemplado en los pronósticos de producción incremental y los compara con la línea base de producción.

¿Cuáles son los modelos que están disponibles para ayudarnos en la planeación de la capacidad? Durante la evaluación financiera de cada uno de los escenarios, el gerente debe tomar en cuenta el valor del dinero en el tiempo por medio de diversas técnicas, como el método del valor presente neto (VPN) o el de la tasa interna de retorno (TIR).

El análisis del punto equilibrio también puede proporcionar los volúmenes de equilibrio que se requieren como mínimos cuando diversas alternativas de expansión están siendo costeadas contra los ingresos (Londoño, 1997).

Otros autores también mencionan que puede utilizar métodos para evaluar los escenarios propuestos, como el modelo de planeación integral, la programación lineal, simulación por computador, modelos de análisis como árboles de decisiones o diagramas de influencia.

En el siguiente capítulo, se pretender analizar y presentar los diferentes escenarios de producción básica e incremental del activo y su interacción con las capacidades de operación determinadas, utilizando el modelo propuesto y una herramienta de toma de decisiones.

5. Metodología de toma de decisiones

5.1 Información de referencia

Según informe emitido por la UPME (2013), Colombia cuenta con un interesante potencial para la incorporación y desarrollo de hidrocarburos en el mediano y largo plazo. El país tiene el potencial para incorporar más de 9 mil millones de barriles de crudo y 6 TPC de gas natural en los próximos 18 años.

En Colombia, pese a las mayores inversiones realizadas, la reactivación de la exploración y el mayor éxito en la perforación de los últimos años, no se han registrado grandes descubrimientos recientemente, debido a que las inversiones han tenido un perfil de rentabilidad de corto y mediano plazo, enfocándose en buscar campos pequeños y maduros, pero con una mayor probabilidad de éxito en zonas ya explotadas del país (López, Montes & Collazos, 2012).

La mayor exploración registrada en los últimos años se ha realizado en las cuencas sedimentarias catalogadas de menor riesgo, en las cuales se ha comprobado la presencia de depósitos comerciales y donde ya se han encontrado importantes yacimientos, por lo que los descubrimientos posteriores podrían ser de menor tamaño (Aguirre, 2003).

Los campos maduros del valle del Magdalena medio llevan operando más de cincuenta años y por tanto, ya muestran una declinación constante en la curva básica de producción. Un aumento significativo de la productividad en estos campos, puede representar un incremento real en las reservas de la gerencia al aumentar su factor de recobro, es decir, aumentar su rentabilidad de operación.

Bailey, Couét, Lamb & Rose (2016), comentan que el primer paso en cualquier análisis racional de una oportunidad, consiste en realizar una estimación subjetiva de la menor probabilidad de que se obtenga un mínimo nivel de éxito; por ejemplo, la probabilidad de hallar petróleo y gas, en un lugar de perforar un pozo seco.

Si la empresa decide realizar una inversión en las campañas de perforación en estos campos maduros para aumentar sus recursos financieros, debe conocer que ese rendimiento económico estará asociado siempre a un riesgo y por tanto, como comenta González (2008) a mayor riesgo de la inversión, mayor es el retorno que se le exigirá, y este riesgo el grado de incertidumbre que se tiene del resultado de la inversión.

5.1.1 Análisis de decisiones

En la industria del petróleo y del gas abundan los riesgos y las incertidumbres. Ambos aspectos son de gran importancia en todas las etapas del negocio en el manejo y proceso de la cadena de producción crudo y gas, razón por la cual, la industria ejemplifica la necesidad de utilizar sofisticados enfoques para la evaluación de los riesgos. (Bailey, Couét, Lamb & Rose, 2016).

Mejia (2006) comenta que la toma de decisiones se considera como parte importante del proceso de planeación cuando ya se conoce una oportunidad y una meta, el núcleo de la planeación es el proceso de decisión (p.2). Se puede decir que el análisis de decisiones es la disciplina que consiste en evaluar alternativas complejas en términos de valores y habitualmente los gerentes de operaciones evalúan la proyección de inversiones y de incertidumbre (lo que no conocemos).

Ley (2001) comenta en su tesis que el análisis de decisiones brinda información sobre las diferencias entre las alternativas definidas, y genera sugerencias de nuevas y mejores alternativas (p.15). Usamos números para cuantificar valores e incertidumbres subjetivas, lo cual nos permite comprender la situación de decisión. Los resultados numéricos deben reconvertirse para generar información cualitativa

Carpio, Liberato & Loza (2009), también comentan en su tesis de grado que las situaciones, ambientes o contextos en los cuales se toman las decisiones, se pueden clasificar según su conocimiento y control que se tengan sobre las variables que intervienen o influyen en el problema, ya que la decisión final o la solución que se tome, va a estar condicionada por dichas variables. Las decisiones se llevan a cabo según tres tipos de condiciones o ambientes: certeza, riesgo e incertidumbre.

5.1.1.1 Ambiente de certidumbre: (certeza)

En este ambiente de certeza se tiene conocimiento total sobre el problema, las alternativas de solución que se plantean van a causar siempre resultados conocidos e invariables. Al tomar la decisión solo se debe pensar en la alternativa que genere el mayor beneficio. La información con la que se cuenta para solucionar el problema es completa, es decir, se conocen las posibles soluciones, pero no se puede conocer con certeza los resultados que puede arrojar (Carpio, Liberato & Loza, 2009).

5.1.1.2 Ambiente de riesgo

Rueda & Peris (2003) comentan que esta situación se aproxima bastante más que la anterior a las situaciones habituales de la empresa. El decisor, bien por que ha buscado información, bien por su experiencia, puede asignar probabilidades a los estados de la naturaleza de los que depende la efectividad de su decisión. De esta forma, puede valorar, al menos asociandolos a una probabilidad, los resultados promedio de sus decisiones. El decisor dispone de alguna información, conoce la consecuencias de cada uno de los escenarios, pero no sabe con certeza cuál de ellos va a suceder.

5.1.1.3 Ambiente de incertidumbre

En este ambiente se posee información deficiente para tomar la decisión. Al igual que con el riesgo, los decisores en muchas ocasiones se enfrentan a decisiones en las que no pueden efectuar suposiciones sobre las condiciones futuras en las que se desarrollarán los curso de acción elegidos.

Este trabajo se centrará en la toma de decisiones con incertidumbre, por que no se conoce cómo puede variar la interacción de las variables del problema o sencillamente no se tiene ningún control sobre los resultados sobre el éxito y aporte de fluidos de los pozos de perforación.

Se pueden plantear diferentes alternativas de solución, pero no se le puede asignar probabilidad a los resultados que arrojen. En estos casos la decisión, además de por criterios económicos y políticos, se ve situada por la orientación psicológica del decisor.

5.1.2 Toma de decisiones bajo incertidumbre

El Ingeniero Villanueva (2002) plantea en su documento que en muchas de las decisiones bajo incertidumbre se puede, de hecho, expresar el grado de optimismo, o convertir el problema a riesgo con una exactitud razonable. Llámese intuición, experiencia, juicio, suerte o como se desee. El hacer esto, mejorará la toma de decisiones en mayor medida que cuando simplemente hace un disparo en la oscuridad.

Villanueva (2002) también manifiesta que existen dos clases de incertidumbre:

- Estructurada: No se sabe que puede pasar entre diferentes alternativas o escenarios, pero sí se conoce que puede ocurrir entre varias posibilidades.
- No estructurada: No se sabe que puede ocurrir ni las probabilidades para las posibles soluciones, es decir, no se tiene ni idea de lo que pueda pasar.

Entonces ¿cómo decidir si no sabemos lo que va a ocurrir? La respuesta sería incorporar la incertidumbre en el proceso decisorio, y para esto, existen algunas herramientas y métodos de análisis que pueden ayudar a identificar la incertidumbre y a medir su impacto, pero antes, se revisarán algunos factores de decisión que deben ser tenidas en cuenta.

5.1.3 Análisis de riesgo e Incertidumbres económicas.

Leyva, Herrera & Cardena (2014) argumentan que una evaluación económica incluye la toma de riesgos y envuelve incertidumbres técnicas, económicas y condiciones políticas que afectan el resultado de un proyecto de inversión, ya que los resultados del análisis económico están sujetos a muchas suposiciones en ingresos y egresos de capital. Existen varios factores de decisión que deben ser tenidos en cuenta.

5.1.3.1 Petróleo crudo equivalente.

Es una forma utilizada a nivel internacional para representar el inventario total de hidrocarburos. Su valor es el resultado de adicionar los volúmenes de aceite crudo, de condensados, de los líquidos en planta, y del gas seco equivalente a líquido. Éste último corresponde en términos de poder calorífico, a un cierto volumen de aceite crudo. (Aguirre, 2003).

5.1.3.2 El precio del petróleo.

Perilla & Jimenez (2006) comentan que en Colombia, el volumen de producción de crudo que registra el país es bajo en relación al mercado total. A pesar de ser exportador neto, el país no está

clasificado en la lista de países petroleros. Colombia fue importador neto en el periodo de altos precios internacionales registrados entre 1974 y 1986 y posteriormente, gracias al descubrimiento de varios yacimientos importantes, el país volvió a ser exportador en el ciclo de menores precios observados entre 1986 y 1999.

Los crudos que sirven como marcadores del mercado internacional del petróleo son WTI y BRENT. El indicador WTI (West Texas Intermediate) se trata del marcador internacional que refleja el precio en dólares por barril que sirve de referencia a todos los crudo que se comercializan en el hemisferio occidental y tiene una repercusión directa en la cotización de todo tipo de crudos y de los productos refinados y petroquímicos del mundo entero (Ecopetrol 2007).

El marcador WTI es un tipo de petróleo crudo liviano que se produce en el occidente de Texas, Estados Unidos, y que tiene un 0,45 % en peso de azufre. Tiene amplia repercusión en el mercado internacional, debido a que en 1983 fue escogido por la bolsa de Nueva York (New York Mercantile Exchange, NYMEX) como referencia para su contrato de futuros de crudo liviano dulce, (Ecopetrol, 2007).

El marcador de crudo BRENT se trata de un crudo que se produce en el Mar del Norte, completamente expuesto al mercado internacional, pues es adquirido por muchas Refinerías de Europa y del este de Estados Unidos. (Ecopetrol 2007). La referencia Brent, es el precio en dólares por barril de petróleo de referencia para los mercados europeos y para Colombia de octubre del 2011. La variabilidad del precio del crudo puede influir notoriamente en la toma de decisión del inversor.

5.1.3.3 Regalías.

La relación directa entre el volumen de producción y el pago de regalías es otro factor que determina la decisión del inversionista de buscar campos pequeños pero con una mayor probabilidad de éxito (UPME 2013).

Artículo 332: “El estado Colombiano es el propietario del subsuelo y de los recursos no renovable...” esto quiere decir que para explotar los recursos no renovables, se debe contar con la autorización del Estado, representado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, que es la entidad encargada de la “administración integral de las reservas de hidrocarburos propiedad de la Nación” y como parte de sus funciones, la ANH es la responsable de liquidar y recaudar las regalías.

La liquidación de las regalías es el resultado de la aplicación de variable técnicas asociadas con el volumen de producción y la comercialización de hidrocarburos en un periodo determinado, tales como volúmenes de producción, precios base de liquidación, tasa representativa del mercado y porcentaje de participación de regalías por recurso natural no renovable, en la condiciones establecidas en la Ley y en los contratos (ANH, 2015). En la figura 95 se representa el esquema gráfico del proceso de liquidación de regalías.

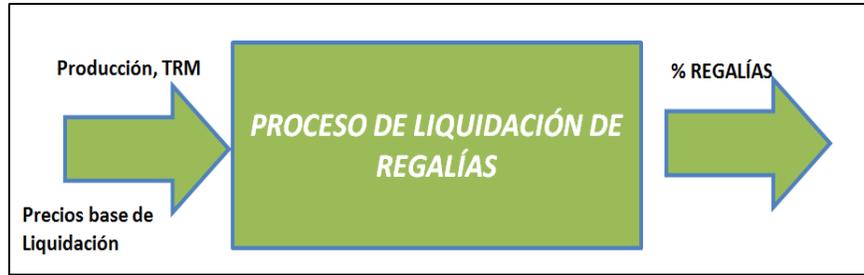


Figura 95. Esquema proceso de liquidación de regalías. Tomado de la Producción mensual de petróleo. Tomado de [http:// www. anh.gov](http://www.anh.gov).

El porcentaje de participación de regalías son los derechos de participación que se tiene sobre los volúmenes de hidrocarburos gravables. El porcentaje de regalías aplicable en cada caso, depende de la fecha de inicio de la etapa de producción del campo, teniendo en cuenta la Ley vigentes en ese momento así.

En la figura 96 se representa la distribución del valor de las regalías para los nuevos descubrimientos, aplicando lo establecido en la Ley 756 de 2002.

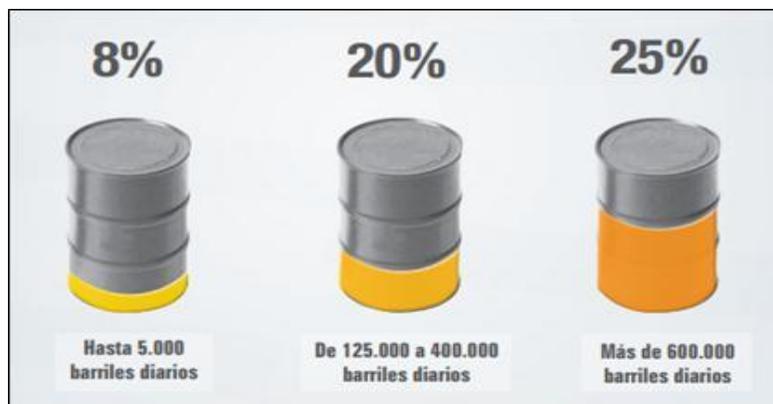


Figura 96. Esquema distribución de regalías en Colombia. Tomado de la Producción mensual de petróleo. Tomado de [http:// www. anh.gov](http://www.anh.gov).

Esta norma también se aplicará a la producción proveniente de nuevos descubrimientos y a los contratos de producción incremental aprobados previamente por el Ministerio de Minas y

Energía y a los campos descubiertos no desarrollados (ANH, 2015). En la figura 97 se representa la distribución de regalías dependiendo de la producción del campo.

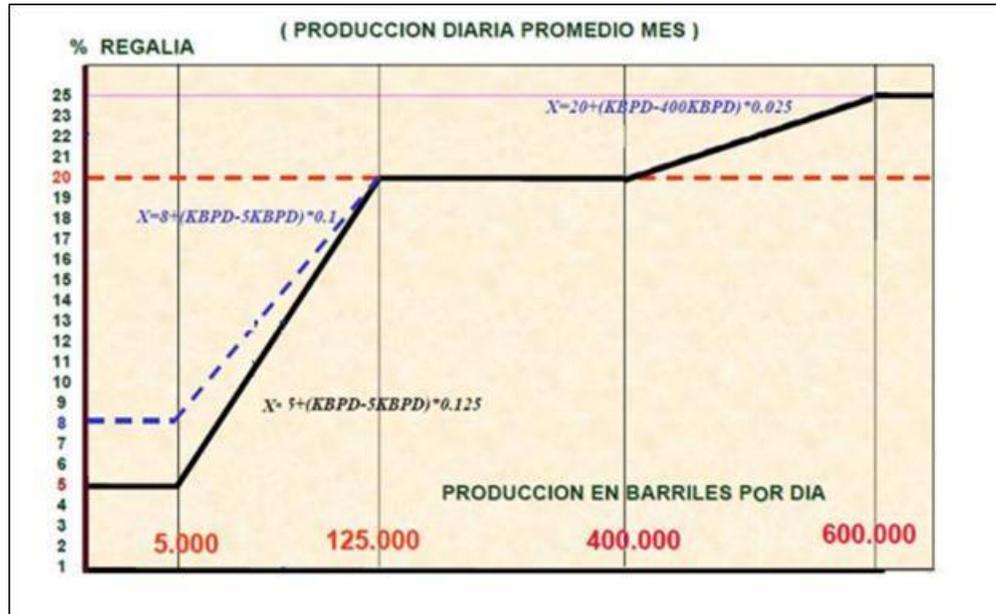


Figura 97. Aplicación de porcentaje de regalías. Producción mensual de petróleo, ANH (2015).

En el caso de las campañas de perforación, la producción incremental hace referencia a obtener nuevas reservas provenientes de nuevas inversiones en campos ya existentes, orientados a la aplicación de tecnologías, para el recobro mejorado en el subsuelo que aumente el factor de recobro de los yacimientos, o para la adición de nuevas reservas.

5.1.3.4 Tasa representativa del mercado.

Existe una relación inversa entre el precio del crudo y el dólar. Cuando el valor del petróleo en los mercados internacionales sube, el precio del dólar en la economía Colombiana cae, no solo por un mayor volumen de dólares que entran al país por las exportaciones, sino porque también

ingresan mayores capitales destinados a inversiones en este sector, tal y como sucedió en los recientes años con la denominada locomotora minero-energética. Lo contrario sucede cuando el precio del crudo cae en los mercados, se reduce la oferta de dólares en la economía (Londoño, 1915).

5.1.3.5 Costos de Perforación.

El costo de la perforación de un pozo petrolero depende básicamente de la profundidad de la formación productora, los tiempos promedio de intervención y los caballos de fuerza que se requieran en los taladros, los costos de operación, movilización, obras civiles, entre otros. De acuerdo con la nueva sección de la Cámara de Bienes y Servicios Petroleros (Campetrol), el analista Langer (2015) manifiesta en su artículo que Colombia ocupa el tercer puesto entre los países más costosos para perforar pozos en Latinoamérica, después de Bolivia y México. En la figura 98 se presenta el costo de perforación que han tenido los países latinoamericanos en el 2014.

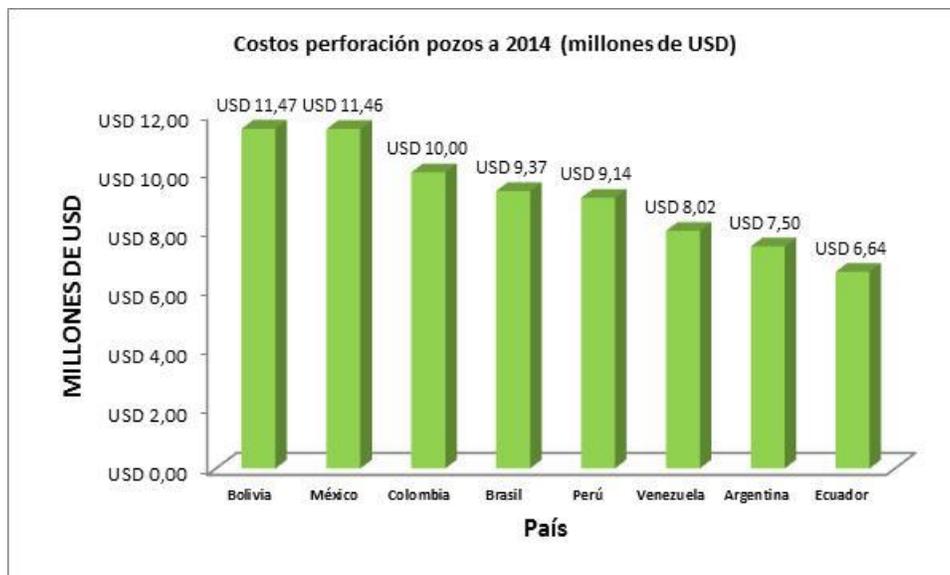


Figura 98. Costos de perforación pozos en Latinoamérica. Fuente: Ingeniería Petrolera (2014) www.inteligenciapetrolera.com.

Particularmente, los pozos de producción de los campos maduros del valle del Magdalena medio tienen bajas profundidades, y teniendo en cuenta la suma de otros factores de tipo social y contractual, se estima que el costo promedio de perforación de un pozo puede oscilar alrededor de USD 5.000.000 y USD 7.000.000. Se puede afirmar que el costo de perforación es otra variable que interviene en los costos totales de los proyectos de Inversión.

5.1.4 Evaluación económica

Una vez enmarcados los escenarios de proyectos de producción de crudo y gas dentro de sus límites de capacidad operativa en el campo de estudio, se procede a realizar la evaluación económica de cada escenario. Teniendo en cuenta que el riesgo económico indica la variabilidad del rendimiento económico esperado, para su estudio se realizan análisis de sensibilidades de los criterios económicos tomados por la compañía como por ejemplo, el análisis del punto de equilibrio, con respecto al precio y producción del hidrocarburo, los costos de inversión y operación del proyecto.

Este análisis de riesgo económico es realizado a cada uno de los escenarios presentados y su vez, son propuestos en el modelo de planeación integral de capacidades de operación del campo, con el fin de elegir el esquema de explotación más viable económica y financieramente, Carrillo (2005).

Con el fin de tomar una decisión, es necesario evaluar dentro de cada escenario, una evaluación económica, para determinar si las condiciones actuales de capacidades operativas de las facilidades del campo son suficientes para adaptarse a los efectos en el aumento de la producción, producto de las fases de la campañas de perforación. Existen varios modelos o técnicas que pueden ayudar a realizar esta evaluación de criterios de rentabilidad.

5.1.4.1 Punto de equilibrio

Los campos de producción petroleros siempre deben estar al tanto de la situación financiera para tomar buenas decisiones y una de las herramientas más eficaces y frecuentes para medir el estado en el cual se encuentran, es el análisis del punto de equilibrio, conocido también como relación del costo-volumen-utilidad. (Londoño, 1997).

Sáenz & Gustavo (2010) comentan que el análisis del punto de equilibrio, permite combinar e interrelacionar tres variables: los costos, el volumen o unidades producidas y la utilidad. El objetivo de toda organización es encontrar la relación adecuada entre las variables mencionadas, con el propósito de conseguir una situación estable con grandes probabilidades de éxito.

Es normal que, al planear la capacidad operativa de los campos, las empresas traten de cubrir el total de sus costos y lograr un excedente como rendimiento a los recursos que se han invertido. El punto en que los ingresos generados por el campo de producción, son iguales a sus costos se llama punto de equilibrio: en él no hay utilidad ni pérdida. En la tarea de planear este punto es una referencia importante, ya que es un límite que influye para diseñar actividades que conduzcan a

estar siempre arriba de él, lo más alejado posible, en el lugar donde se obtiene mayor proporción de utilidades.

Ramirez (2014) manifiesta que para calcular el punto de equilibrio, es necesario tener perfectamente determinado el comportamiento de los costos, de otra manera es sumamente difícil determinar la ubicación de este punto. Los puntos de equilibrio sirven para controlar la producción y las capacidades de las plantas de las empresas.

Los ingresos totales están dados por el número de barriles vendidos multiplicado por el precio de venta unitario. Cuando se realiza el análisis de sensibilidad de una propuesta, o cuando se observa escenarios alternativos, se plantea hasta qué punto sería grave que las ventas o los costos resultaren peores que los previstos. Los gerentes de operaciones a menudo prefieren expresar el problema de otra forma, y se preguntan hasta qué punto pueden caer las ventas antes de que la propuesta deje de ser rentable. Esta práctica se conoce como análisis del punto muerto o equilibrio o umbral de rentabilidad.

Los elementos del punto de equilibrio son:

5.1.4.1.1 Concepto de costos fijos

Son aquellos que son constantes independientemente del volumen de producción, por tanto no varían, exista o no producción: por ejemplo, los impuestos, la depreciación, la depreciación, los sobrecargos, tales como alquileres, gastos de oficina, mantenimientos, seguros, administración y

sueldos. Los costos fijos pertenecen a cada campo y no al producto propiamente dicho. Con los costos fijos, se cumple la premisa que a mayor producción menor costo, de ahí, la importancia de su análisis y aplicación.

5.1.4.1.2 Concepto de costos variables

Los costos variables se identifican porque varían, cambian o fluctúan proporcionalmente con el volumen de la producción: por ejemplo, incluyen la materia prima, mano de obra en el proceso productivo, materiales, electricidad, agua, vapor, costos de taladro de servicio a pozos.

Baca (2007) explica en su libro que los costos totales se obtienen sumando los costos fijos totales más los costos variables totales, es decir, $CT: \text{sumatoria } CFT + CVT$. Los costos totales se grafican a partir de donde terminan los costos fijos totales. Por último, la relación costo - volumen - utilidad, permite evaluar la recuperación que sobre las utilidades tiene cualquier movimiento o cambio de costos, volumen de ventas y precios.

5.1.4.2 Valor presente neto (VPN)

El valor presente neto (VPN) es el valor actual de los ingresos de efectivo menos el valor actual de los egresos de efectivo, o inversiones. Lahoud (2006) comenta en su artículo que un VPN positivo indica que la inversión crea valor, Un VPN negativo indica que el proyecto, como está planificado, destruye valor.

La lógica del modelo se fundamenta en un análisis de flujo de caja libre incremental. Para analizar el proyecto, se desarrolla un escenario inicial (Status Quo), que corresponde al campo en las condiciones actuales y se compara con los demás escenarios en el cual se desarrolla el proyecto a evaluar (Meza, 2008).

Para cada escenario de producción, se estiman los resultados financieros desde el inicio de la campaña de perforación o aporte de producción incremental, con una duración total de 25 años.

En base a los flujos de efectivo estimados y a una tasa de oportunidad definida por empresa Ecopetrol S.A., se calcula el VPN para cada escenario. Es necesario anotar que todos los cálculos se hacen en dólares constantes., lo que significa que los valores involucrados no se encuentran afectados por la inflación y otras variables macroeconómicas.

5.1.4.3 Tasa de retorno (TIR)

La tasa interna de retorno o tasa interna de rentabilidad (TIR) de una inversión es la media geométrica de los rendimientos futuros esperados de dicha información, y que implica por cierto, el supuesto de una oportunidad para “reinvertir”. En términos simples, varios autores la conceptualizan como la tasa de descuento con la que el valor actual neto (VAN o VPN) es igual a cero (Meza, 2008).

La TIR puede utilizarse como indicador de la rentabilidad de un proyecto: a mayor TIR, mayor rentabilidad; Así se utiliza como uno de los criterios para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Para ello, la TIR se compara con una tasa mínima o una tasa de corte.

5.1.4.4 Ebitda

El EBTDA es uno de los indicadores financieros más conocidos e imprescindibles en cualquier análisis fundamental de una empresa. Sus siglas representan en inglés, las ganancias antes de intereses, impuestos de depreciación y amortización. (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization), o lo que es lo mismo, representa el beneficio bruto de explotación calculado antes de la deducibilidad de los gastos financieros.

El origen del EBITDA se remonta a los años 90, popularizándose al final de esta misma década, en plena burbuja tecnológica con las empresas de internet y el auge petrolero (Meza, 2008). Por ejemplo, podía ocurrir que una compañía petrolífera que estuviera realizando gastos cuantiosos en prospecciones, podía ocurrir perfectamente que estuviese por ello dando números rojos en su balance, y sin embargo que cada día la compañía valiera más, al descubrir yacimientos, que sin haber entrado aún en explotación, no producían ingresos, pero en cambio, aumentaba el valor de la compañía (Mejía, 2006).

Por tanto, se puede afirmar que el Ebitda permite obtener un idea clara del rendimiento operativo de las empresas, y comparar de una forma más adecuada lo bien o mal que lo hacen

distintas empresas o sectores o proyectos en el ámbito puramente operativo, siempre y cuando se use como una medida de rentabilidad.

Sí el Ebitda de un proyecto es positivo, quiere decir que el proyecto en sí es positivo, y dependerá de su éxito del tratamiento o gestión que se haga de los gastos financieros y del tema tributario, además de las políticas de depreciación. El Ebitda como todos los indicadores financieros, por sí solos no son una medida suficiente para determinar si un proyecto es o no rentable, sino que se debe evaluar junto con otros indicadores que evalúen otros aspectos sensibles de un proyecto.

5.1.5 Modelo de toma de decisiones

Coopersmith, Dean, McVean & Storaune (2000) comentan en su artículo de Schlumberger que las decisiones en la industria del petróleo y el gas determinan la dirección y el curso de miles de millones de dólares. La complejidad de una decisión puede variar desde una simple pregunta (perforar, o no perforar) hasta niveles que requieren más detalle, como determinar el mejor proceso para el desarrollo de un campo, la prioridad de perforación en una campaña de aumento de recobro o determinar el momento de incrementar la capacidad de operación de una instalación.

Mediante el proceso de análisis de decisiones se desea entender la naturaleza del problema y, como consecuencia, determinar la mejor alternativa para el decisor.

Los árboles de decisiones y los diagramas de influencia son dos formas de modelación de decisiones. Los árboles presentan en detalle todos los elementos de la situación de decisión, mientras que los diagramas de influencia representan en forma compacta las relaciones entre las decisiones y eventos inciertos. Estas dos representaciones se pueden usar complementariamente.

5.1.5.1 Análisis de árbol de decisiones

El análisis del árbol de decisiones es una manera de enmarcar y resolver situaciones complejas que requieren la toma de una decisión. La clave consiste en definir el problema con claridad desde el principio y luego determinar las decisiones que se deben tomar.

La etapa de definición del problema incluye la identificación de toda la información conocida, y la especificación de todos los factores que pudieran influir en el resultado final. Captar la esencia de un problema mediante la determinación de cuáles son los factores más importantes, ayudan a que quienes toman las decisiones se concentren solamente en los aspectos que juegan un papel importante en el resultado.

Un análisis de sensibilidad como éste, permite asignar un orden de importancia a los factores que se deberán considerar en una decisión. Los dos factores más importantes son el precio de barril del petróleo y el volumen de petróleo. La incertidumbre en los costos operativos no afecta el resultado de manera significativa, y por tanto, se puede tratar como una certeza sin influir en forma importante en los resultados (Coopersmith, Dean, McVean & Storaune, 2000).

Por ejemplo, una decisión puede depender de seis factores:

- Precio de petróleo
- Volumen de petróleo
- Precio del gas
- Volumen del gas
- Repartición de capital
- Costos operativos

Una vez que se ha enmarcado el problema, los árboles de decisiones ayudan a encontrar el camino hacia una buena solución. Los árboles de decisiones son diagramas que ilustran el flujo de un proceso de toma de decisiones como una secuencia de eventos y posibles resultados. Los eventos se representan como puntos o nodos, y los resultados, como ramas que salen de cada nodo.

En la figura 99 se representa un ejemplo donde el nodo de decisión indica el punto donde quien toma la decisión escoge perforar o no perforar.

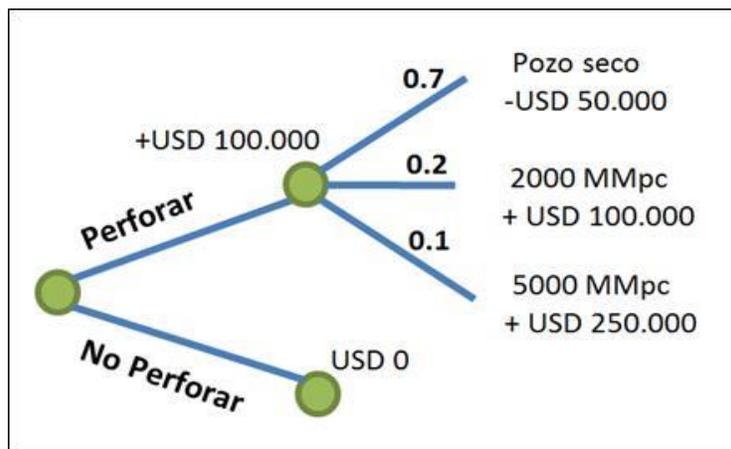


Figura 99. Ejemplo de un esquema de árbol de decisión para perforar un pozo. Coopersmith, Dean, McVean & Storaune, 2000.

A cada rama se le asocia el valor monetario que se espera del resultado. Además, las ramas que salen de los nodos de incertidumbre se ponderan con la probabilidad de que tal resultado ocurra. En forma gráfica, los nodos de decisión se expresan como cuadrados y los nodos de incertidumbre, como círculos.

5.1.5.2 Análisis con diagramas de Influencia

El diagrama de Influencia es una herramienta que puede ayudar a los directivos de operaciones a identificar a las variables “no controlables” (eventos inciertos con distintos grados de probabilidad) con sus interrelaciones.

Barrilero (2008) argumenta que un diagrama de influencia es una representación visual simple en forma de grafo de un problema de decisión. Ofrece una manera intuitiva de identificar y representar los elementos esenciales de un problema de este tipo, incluyendo decisiones, elementos de azar y objetivos; así como la relación entre ellos. El diagrama permitirá considerar todas las variables clave antes de tomar la decisión entender cómo se impactan unas con otras y al resultado final esperado.

Los diagramas de influencia son una representación compacta de todos los elementos de una situación de decisión. El diagrama permite representar situaciones con muchos elementos sin que su tamaño aumente en forma exponencial como sucede con los árboles de decisiones.

Los diagramas de influencia utilizan símbolos para decisiones e incertidumbres iguales a los usados en los árboles de decisiones, pero debemos ser cuidadosos con las grandes diferencias que existen en la representación de las relaciones entre ellos. Los árboles representan secuencias y componentes mediante ramas, mientras que los diagramas representan información y relevancia mediante flechas.

En términos formales, un diagrama de influencia puede ser expresado mediante una estructura matemática conocida como un grafo dirigido $G = (N,A)$, acompañado de conjuntos de nodos asociados y funciones (Shachter, 1986).

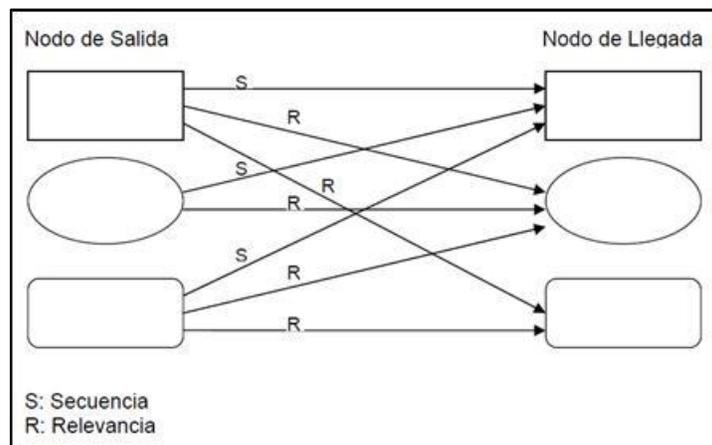


Figura 100. Esquema diagrama de influencia.

Un diagrama de influencia consta de un conjunto de nodos de tres tipos:

- Variable de Decisión
- Parámetro o Variable de resultado
- Variable Aleatoria.

Castillo (2004) argumenta que estos nodos son conectados entre sí por arcos dirigidos que expresan las relaciones de dependencia entre ellos, de acuerdo con las características específicas del problema de decisión que se busca representar.

5.3 Escenarios de producción básica e incremental a evaluar en el campo Provincia

Kalenatic, López & González (2006) comentan que la opción de expandir por etapas se deriva de la posibilidad que tiene un inversionista de emprender una opción, dependiendo del resultado de otra opción. Esto significa que puede protegerse del riesgo de pérdida, avanzando a una fase siguiente dependiendo del resultado de la fase inmediatamente anterior. Para este tipo de opciones se tiene como ejemplo el desarrollo de un campo petrolero, esta etapa debe ser llevada por fases de perforación, ya que dependiendo de los primeros resultados, la viabilidad de la perforación de los nuevos pozos y la magnitud de las facilidades se podrán incrementar o reducir.

En un sistema de manejo eficiente de producción de crudo en un campo petrolero, las partes más importantes son las asociadas a la separación de fases y el manejo de cada uno de los subsistemas que la componen. Se conoce como estación de flujo o recolección el sitio a donde llega el fluido producido por los pozos en un área, para ser separado en sus fases, tratado, fiscalizado y luego despachado hacia su destino final.

5.3.1 Análisis primer escenario: Producción básica

En este primer escenario de mejoramiento de la producción, se plantea revisar el modelo de las facilidades de superficie instaladas en las estaciones de flujo, analizando los diferentes subsistemas de procesos de separación, tratamiento, almacenamiento y despacho de los fluidos de producción que conforman la red de distribución del producto, con el objetivo de evaluar la capacidad actual del campo, y luego compararla con la producción básica que aportan los campos de producción.

A continuación, se presenta en la figura 101 el esquema de la presentación de producción básica de barriles equivalentes propuesto para el primer escenario a evaluar económicamente. La producción de barriles equivalente en el año 2016, tendría un valor inicial de 9.707 BOEPD y un porcentaje de regalías del 32%.

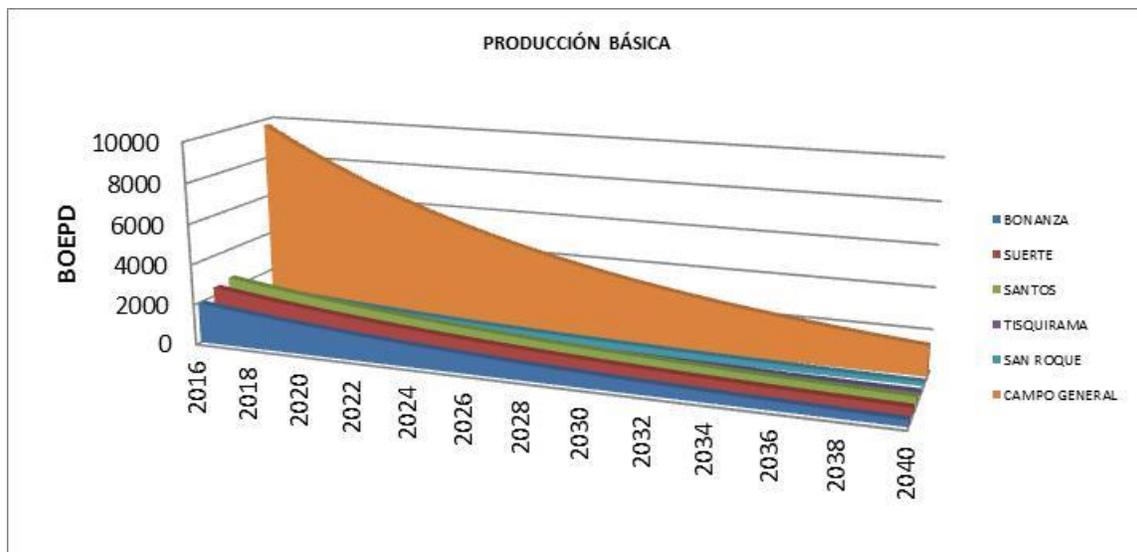


Figura 101. Curvas de producción de BOEPD en el primer escenario.

Tal como se realizó el ejercicio de evaluación de capacidades operativas en el modelo integral de capacidades (tercer capítulo), se determinan y presentan en la figura 102 los subsistemas de procesos que poseen una mayor utilidad en la capacidad instalada. Se puede analizar que la capacidad operativa del campo se encuentra disponible para seguir con la proyección de la producción básica del campo en los próximos 25 años de operación. El subsistema SPB de Bonanza presenta el valor más alto con una UCI del 65.6% siendo la capacidad operativa actual del campo en general.

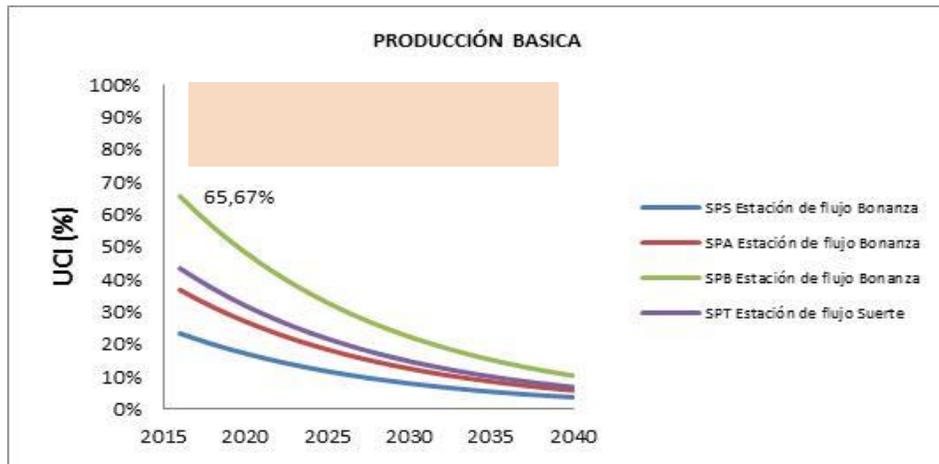


Figura 102. Esquema de UCI más críticas en el 1^{er} escenario de producción.

La evaluación económica es una de las etapas más importantes de un plan de desarrollo de un campo maduro, ya que de aquí se define si el activo es o no rentable, o bien para saber cuándo podremos obtener las ganancias o recuperar la inversión realizada. Los altos costos que pueda generar un proyecto de inversión en cualquier escenario de producción incremental estimado para un campo petrolero, tienden a promover la revisión y selección de los diseños más selectivos para que la rentabilidad del proyecto sea favorable.

Una empresa petrolera puede tener varios campos de producción, o también pueden tener intereses compartidos con otros campos cercanos pertenecientes a otras empresas, por ello, éstas pueden hacer todo lo posible para adquirir o mantener la mejor combinación posible de tales activos, de manera tal, que el riesgo quede minimizado para cualquier nivel de retorno esperado.

Por otra parte, cada campo de producción debe tener su propio criterio económico basado en lo que se espera de la inversión realizada y en la urgencia con que se espera recuperar esta inversión.

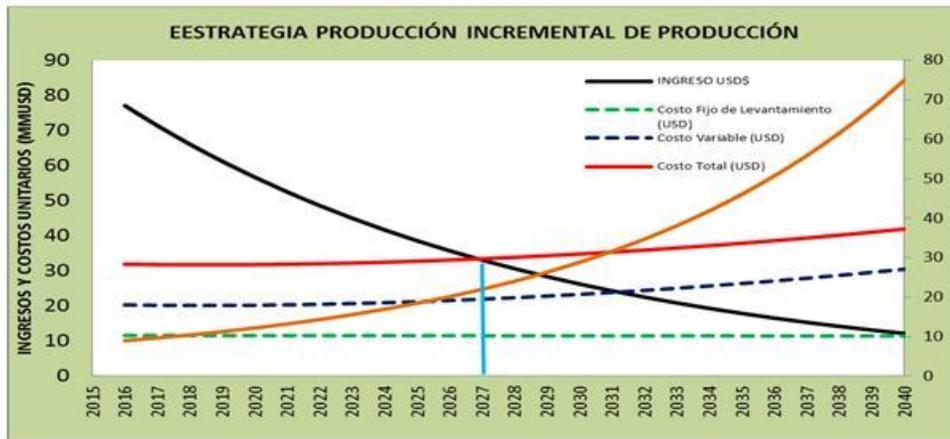


Figura 103. Representación punto equilibrio producción básica campo Provincia.

En la figura 103 se muestra la representación del punto de equilibrio del campo de producción, se puede observar que el campo en general, tendría una vida útil económica hasta el año 2027. Teniendo como premisa que el precio del barril de crudo permanezca a 32 USD/Barril y la TRM: 3.200 COP permanezcan sin variación en los próximos 25 años, se tendría una utilidad operativa del campo de USD 15.051.884, con un VPN de USD 120.656.586 con una tasa de descuento del 12%. En la figura 104 se representa el indicador de Ebitda, el cual permite concluir que en el primer escenario de producción y durante los próximos seis años se tendrá un margen de ganancia de USD 5 por cada barril extraído.



Figura 104. Representación del Ebitda en el primer escenario de producción.

5.3.2 Análisis segundo escenario: Primera campaña de perforación.

En este primer escenario de perforación de pozos de producción, se estima que el proyecto de desarrollo de producción incremental de barriles equivalentes para cada uno de los campos petroleros, se encuentra alineado a una estrategia para aumentar el factor de recobro del 13% a.n. promedio a un factor cercano al 30% a.n.

Para el año 2019 se proyecta iniciar la perforación del primer pozo y para el año 2022 se estima que en el campo Bonanza, se perforen 9 pozos de producción y en el Campo San Roque se perforen 11 pozos con una producción estimada de 250 BOEPD por pozo. En la figura 105 se representa la producción incremental esperada de 8.546 BOPD en el año 2020 en este primer escenario de perforación, contando con una probabilidad de éxito del 100% en el aporte de producción de los pozos nuevos.

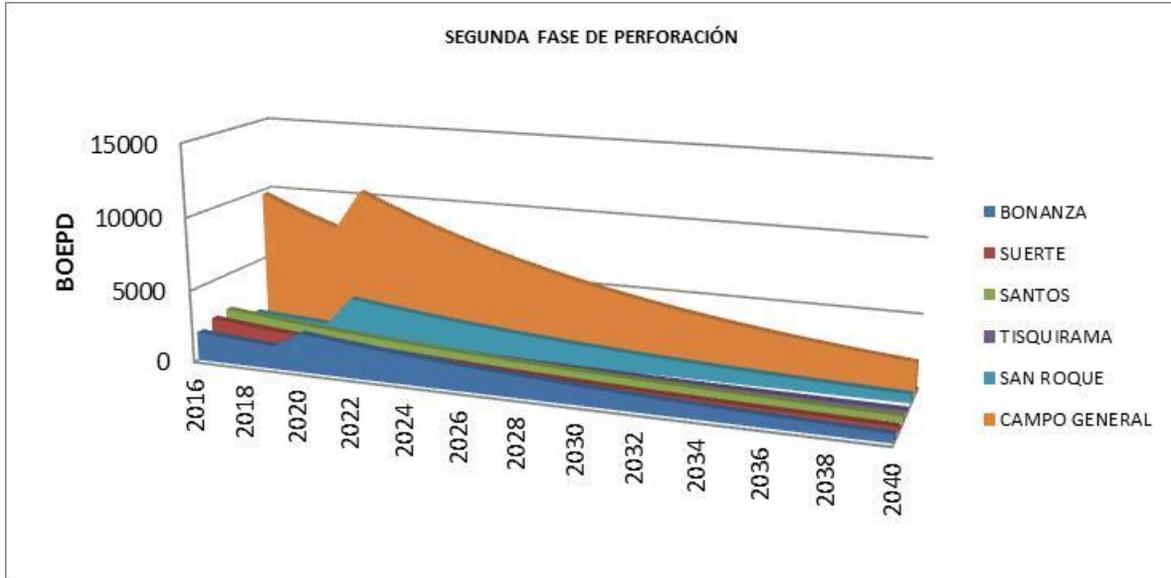


Figura 105. Curvas de producción de BOEPD en el segundo escenario

Por tanto, se estima que para el año 2022, la producción general del campo sería de 11.118 BOEPD, un aumento de 4.510 BOEPD con respecto al año anterior. Para efectos de cálculo, la tasa de declinación exponencial de los campos de producción se estima en un 13% a.n.

Aplicando el modelo de capacidades operativas, se construyen las respectivas gráficas de cada sub-sistema y se identifican los valores obtenidos de la utilidad de la capacidad instalada (UCI), permitiendo visualizar en qué momento se presentaría una restricción de capacidad operativa en el campo. En la figura 106 se resume los sub-sistemas que presentaron una UCI mayor al 75%.

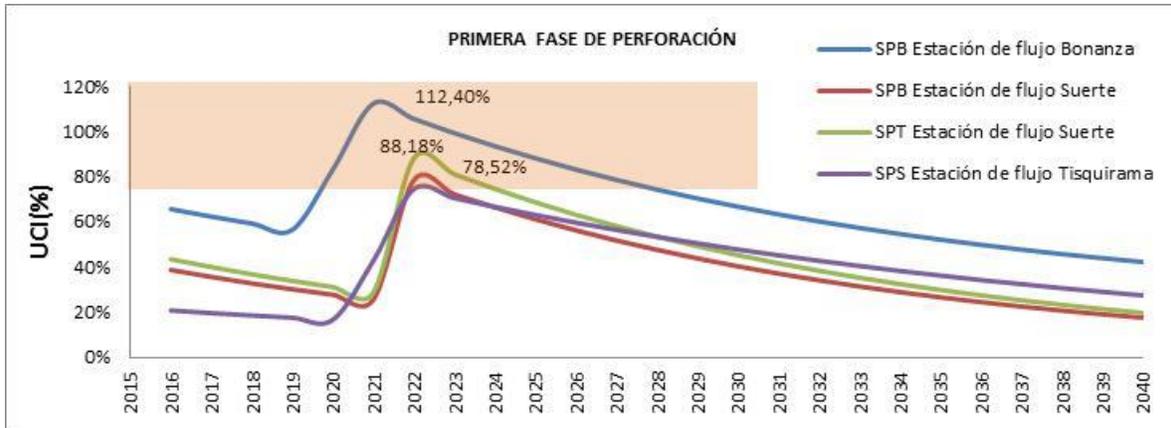


Figura 106. Representación de UCI más críticas en la 1ª fase de perforación.

En la tabla 37 se presenta un cálculo estimativo del rediseño y costo de equipos de superficie que permiten mitigar el impacto que tendría la capacidad operativa en el manejo de la producción incremental durante la primera fase de perforación, es decir, el costo de la compra o alquilar de los equipos debe ser incluido en las inversiones de planeación y ejecución de la primera etapa de perforación, por ello, se debe sumar con el costo de la perforación de los primeros pozos a desarrollar.

Tabla 37

Costo de equipos necesarios para la primera campaña de perforación

Subsistema de proceso	Estación	Periodo ^a	Equipo para Intervenir	Cant.	Valor Unit. USD ^b	Valor Total USD
SPS	Tisquirama	2022	Separador Bifásico	1	35.600,0	35.600
SPA	Santos	2021	Tanques 10.000 bls	1	68.641,0	65.245
SPT	Santos	2022	Tratador térmico	1	96.923,0	96.923
SPB	Santos	2022	Bombas Centrifugas	2	31.153,0	62.306
SPB	Suerte	2022	Bomba Centrifuga	2	28.345,0	56.690
SPB	Bonanza	2021	Bombas Centrifugas	2	27.545,0	55.090
Total						375.525

Nota: Los valores unitarios del costo de los equipos se realiza con base en los valores promedios reales del mercado actual petrolero.

a. A partir del año 2021 la estación Bonanza inicia restricción de flujo por la afectación en la capacidad operativa de la bomba de trasiego.

b. Los valores unitarios (USD) de los equipos fueron tomados de la base de información SAP.

Los costos se tomaron con base en los precios del mercado de la industria petrolera para la compra o alquiler de equipos. Estos valores pueden variar de acuerdo a los parámetros propios del equipo u otras condiciones externas.

El riesgo de no mejorar las capacidades de los subsistemas encontrados en este segundo escenario, puede afectar la producción incremental pronosticada para el campo en general. El análisis del punto de equilibrio del campo en esta primera fase de perforación indica que la vida económica del campo estaría fijada para el año 2034, con una producción promedio de 4.417 BOEPD.

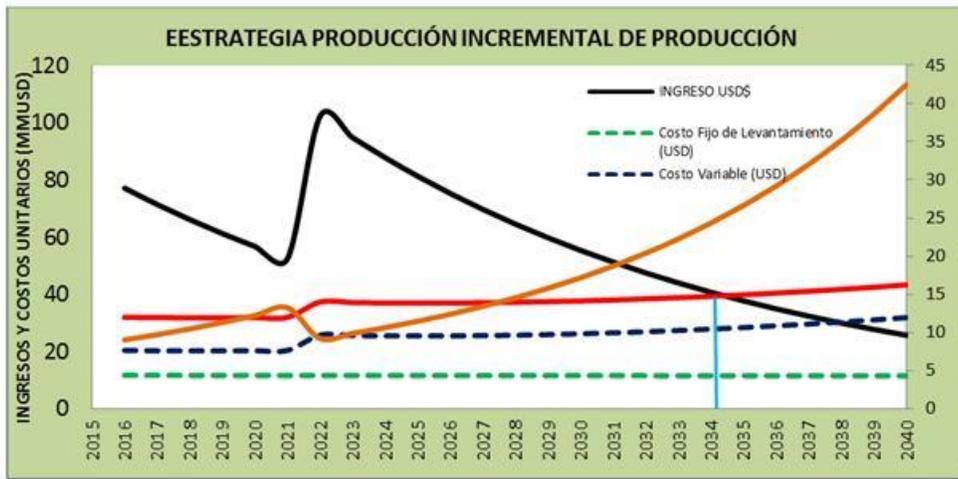


Figura 107. Representación punto equilibrio primera fase de perforación.

Contando con las premisas del primer escenario, el precio del barril de crudo a 32 USD/barril y la TRM con un valor estimado de 3.200 COP, sin variación en los próximos 25 años, en este segundo escenario, representado gráficamente en la figura 107, se tendría una utilidad operativa del campo de USD 120.656.586, un VPN positivo de USD 15.051.884 con una tasa de descuento

del 12%. Las inversiones iniciales del proyecto de la campaña de perforación se estiman en la suma de USD 100.375.252, contando con la ampliación parcial de la capacidad operativa del campo.

Para efectos de cálculo de la evaluación económica, el costo de perforación por pozo se registra con el valor menor estimado para los campos del Magdalena medio, es decir, USD 5.000.000. La suma restante la inversión realizada para segunda campaña de perforación de USD 375.252 hace referencia a los costos generados para el aumento de la capacidad operativa del campo.

El indicador de barriles rentables como el Ebitda se representa gráficamente en la figura 108 y con el precio del barril de crudo estimado, se observa un margen de ganancia por encima de USD 5/barriles en los próximos 12 años después de entrar en producción el último pozo de esta primera campaña de perforación.

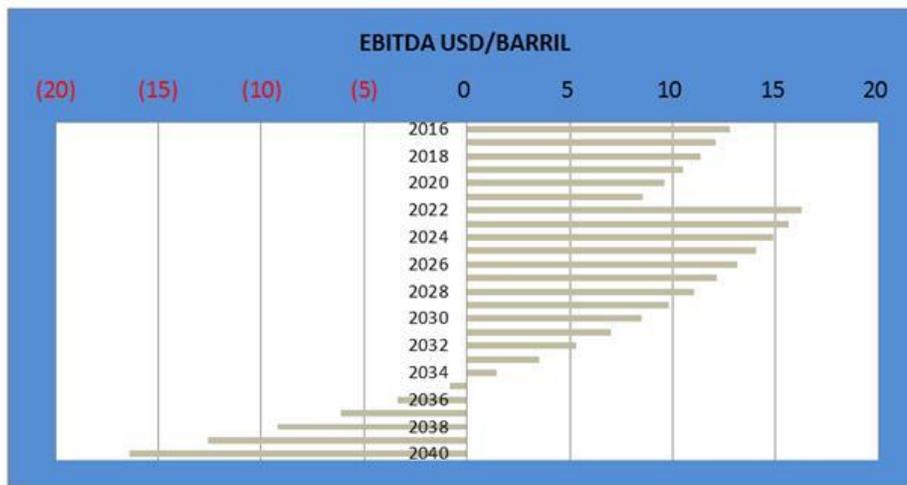


Figura 108. Representación del Ebitda en la primera fase de perforación.

5.3.3 Análisis tercer escenario: Segunda fase de perforación

En la segunda fase de perforación se proyecta obtener una producción incremental en dos periodos diferentes. Para el año 2022 se planea iniciar la perforación de 10 pozos de producción adicionales en el campo de producción con un estimado de 240 BOEPD por pozo. Se estima tener una producción incremental para el año 2025, cuando se complete el último pozo perforado.

Por último, se estipula que para el año 2028 se inicie la perforación de seis pozos de avanzada con un estimado promedio de 180 BOPED por pozo. En la figura 109 se puede observar el comportamiento que tiene la producción incremental de la esta segunda campaña de perforación.

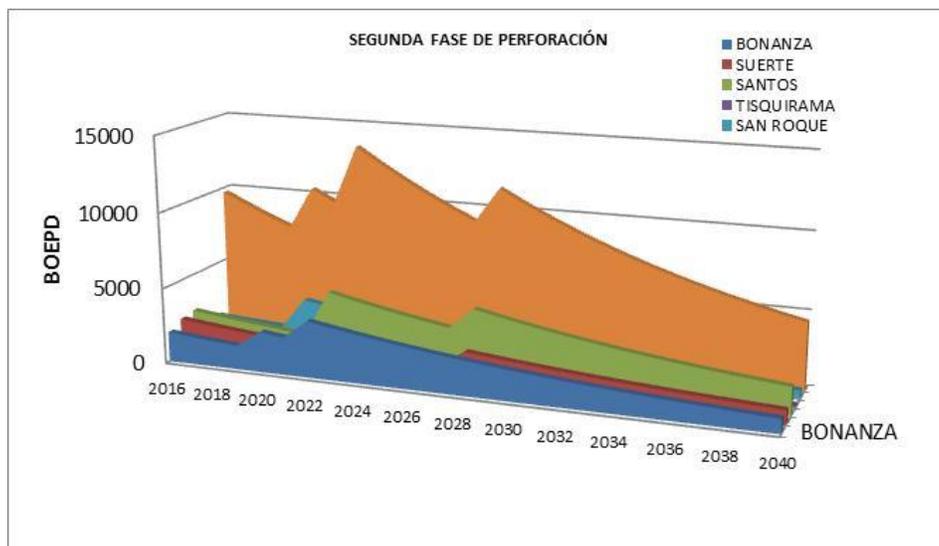


Figura 109. Curvas de producción de BOEPD en el tercer escenario.

Si se tiene una probabilidad del 100% de que la producción estimada por pozo se cumpla, en el año 2002 se tendría una producción incremental de 3.857 BOEPD con respecto al año anterior, y en el año 2028, la producción incremental sería de 2.284 BOEPD con respecto al año 2027.

En esta segunda fase de perforación, se observa que las capacidades operativas de los subsistemas sobrepasan los límites de la utilidad de capacidad instalada del campo. En la figura 110 se resume los subsistemas más críticos que deben ser intervenidos para el recibo de la producción incremental esperada para el desarrollo de la campaña de perforación.



Figura 110. Gráfica de UCI más críticas en la segunda fase de perforación.

Se recomienda que el análisis de la identificación de los equipos y facilidades que hacen parte de las restricciones de flujo o cuello de botella en el campo, se debe realizar en conjunto con un equipo interdisciplinario de profesionales, que permita encontrar la mejor propuesta de adquisición, compra o alquiler de equipos.

En la tabla 38 se presenta una propuesta de intervención de equipos para amortiguar la restricción de flujo por falta de capacidad operativa presente en el tercer escenario de producción

incremental. El costo total de adquisición de equipos para aumentar la capacidad operativa del campo sería de USD 552.113 para soportar el tercer escenario de producción.

Tabla 38

Costo de equipos necesarios para la segunda campaña de perforación

Subsistema de proceso	Estación	Periodo ^a	Equipo para Intervenir	Cant.	Valor Unit. USD ^b	Valor Total USD
SPS	Bonanza	2027	Separador Bifásico	1	112.600	112.600
SPA	Bonanza	2027	Tanque 3.000 bls	1	65.245	65.245
SPB	Bonanza	2021	Bombas Centrifugas	2	27.545	55.090
SPB	Bonanza	2027	Bombas Centrifugas	2	27.545	55.090
SPA	Suerte	2027	Bomba Centrifuga	1	68.642	68.642
SPT	Suerte	2027	Tanques 10.000 bls	2	96.923	193.846
SPB	Suerte	2027	Bombas Centrifugas	2	28.345	56.690
Total						552.113

Nota: Los valores unitarios del costo de los equipos se realiza con base en los valores promedios reales del mercado actual petrolero.

a. A partir del año 2021 la estación Bonanza inicia restricción de flujo por la afectación en la capacidad operativa de la bomba centrifuga.

b. Los valores unitarios de los equipos fueron tomados de la base de información SAP.

El tercer escenario de producción incremental tendría una utilidad operativa del campo de USD 858.944.241, con un VPN de USD 115.643.682 con una tasa de descuento del 12%, tal como se refleja en la figura 111. Las inversiones iniciales del proyecto de la campaña de perforación se estiman en la suma de USD 80.552.113, contando con la ampliación propuesta de capacidad operativa del campo. Las premisas del precio de barril de crudo y TRM permanecen sin variar, sin embargo, se debe tener en cuenta que si la probabilidad del éxito en las campañas de perforación, genera una producción incremental superior a 5.000 barriles, se debe aplicar la fórmula de asignación de regalías, es decir, pasaríamos del 32% a la fórmula planteada.

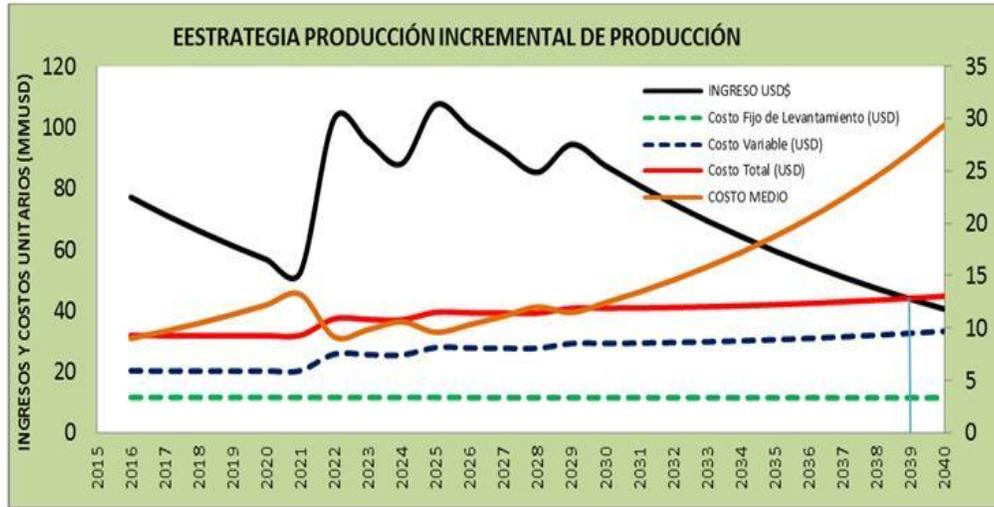


Figura 111. Representación punto equilibrio segunda fase de perforación.

El Ebitda correspondiente al tercer escenario de producción, representado en la figura 112 y tomando como referencia el precio del barril de crudo estimado, se observa un margen de ganancia por encima de USD 5 /barril hasta el año 2008, después de entrar en producción el último pozo de esta primera campaña de perforación.

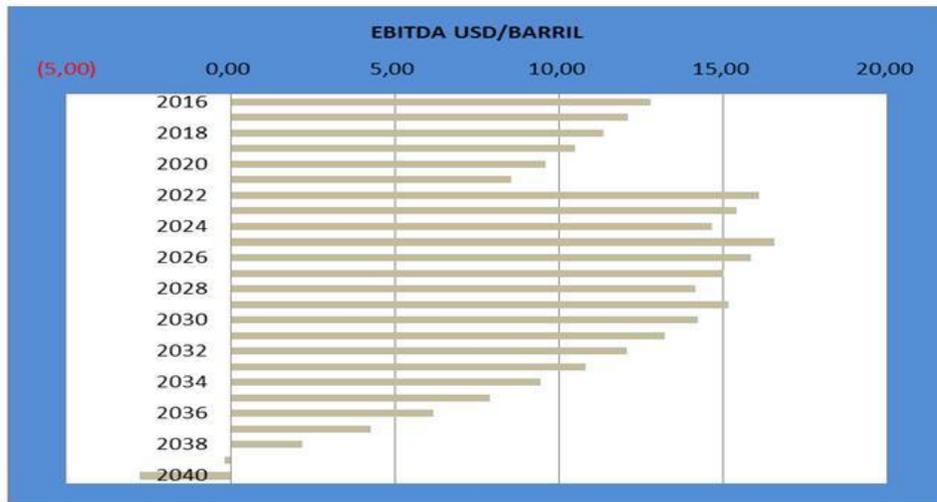


Figura 112. Representación del Ebitda en la segunda fase de perforación.

5.3.4 Análisis cuarto escenario: sistema de recobro mejorado

En este escenario de perforación se ajustan los pronósticos de producción incremental previstos por los proyectos de aumento de recobro en los campos, a través de la inyección de agua. Se estima un total de 27 pozos de inyección en los campos, los cuales permitirán obtener una producción incremental máxima de 12.291 BOEPD en el año 2028 y aportando una producción incremental de 240 BOEPD por cada pozo perforado. En el siguiente esquema de la figura 113 se presenta las curvas de producción incremental del cuarto escenario de producción.

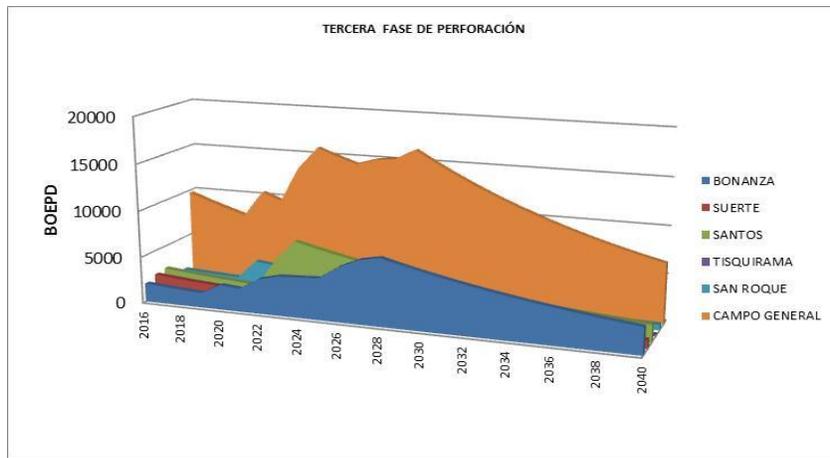


Figura 27. Curvas de producción de BOEPD en el cuarto escenario.

A continuación, en la figura 114 y en la tabla 39 se presenta la propuesta de adquisición, compra o alquiler de quipos para reducir la restricción de flujo por falta de una capacidad operativa para soportar la producción incremental generada por la campaña de perforación de pozos inyectoros. El costo total de adquisición de equipos para aumentar la capacidad operativa del campo sería de USD 552.113 para soportar el tercer escenario de producción.



Figura 114. Gráfica de UCI más críticas en la tercera fase de perforación

Tabla 39

Costo de equipos necesarios para la tercera campaña de perforación

Subsistema de proceso	Estación	Periodo	Equipo para Intervenir	Cant.	Valor Unit. USD	Valor Total USD
SPS	Tisquirama	2022	Separador Trifásico	2	45.600	91.200
SPS	San Roque	2022	Separador Trifásico	2	45.600	91.200
SPA	Santos	2021	Tanques 10.000 bls	2	68.641	137.282
SPT	Santos	2022	Tratador térmico	2	96.923	193.846
SPT	Suerte	2022	Tratador térmico	2	96.923	193.846
SPB	Suerte	2022	Bombas Centrifugas	3	12.345	37.035
SPB	Bonanza	2021	Bombas Centrifugas	2	12.345	24.690
SPB	Santos	2022	Bomba Centrifuga	3	26.136	78.408
					Total	847.562

Nota: Los valores unitarios del costo de los equipos se realiza con base en los valores promedios reales del mercado actual petrolero.

c. A partir del año 2021 la estación Bonanza inicia restricción de flujo por la afectación en la capacidad operativa de la bomba centrifuga.

d. Los valores unitarios de los equipos fueron tomados de la base de información SAP.

Realizando la evaluación económica, se observa en la figura 115 que el cuarto escenario de producción incremental tendría una utilidad operativa del campo de USD 1.574.241.358, con un VPN positivo de USD 250.026.504, con una tasa de descuento del 12%. Las inversiones iniciales del proyecto de la campaña de perforación se estiman en la suma de USD 321.774.927, contando

con la ampliación propuesta de capacidad operativa del campo. Los valores estimados del precio de barril de crudo y TRM permanecen igualmente en todos escenarios de producción presentados.

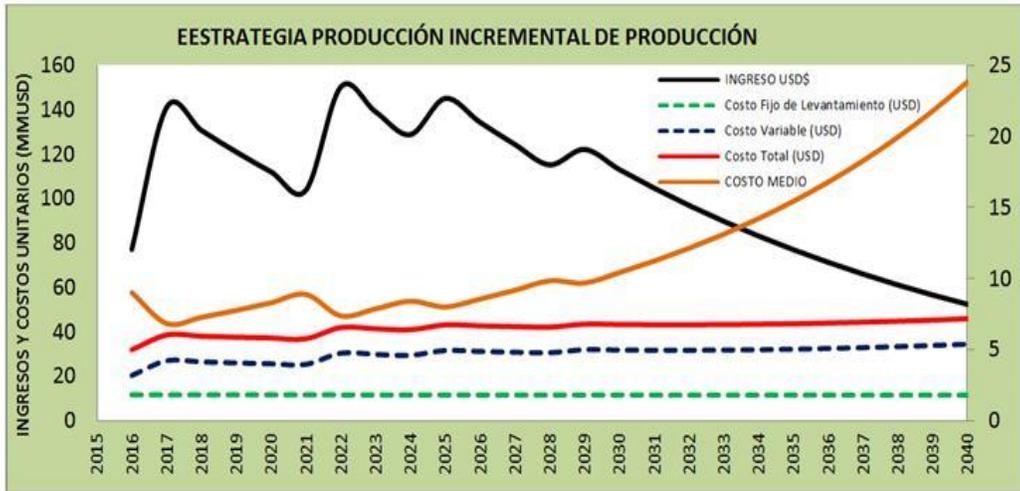


Figura 115. Representación punto equilibrio cuarto escenario de producción.

En la figura 116 se puede determinar que el campo tendrá un margen de ganancia de USD 5 por cada barril extraído en los próximos 24 años de vida útil del campo.



Figura 116. Representación del Ebitda en la tercera fase de perforación

La probabilidad del éxito en las campañas de perforación de los pozos inyectores, genera una producción incremental superior a 5.000 barriles, se debe aplicar la fórmula de asignación de regalías.

5.4 Estructuración del modelo de decisión de escenarios de producción.

Los gerentes que elaboran planes y no los ponen en práctica están simplemente perdiendo el tiempo. Un aspecto importante de la planeación es la toma de decisiones. Los expertos y especialistas en construcción de modelos de tomas de decisiones se encuentran normalmente tentados a estudiar con detalle el problema, y luego aislarse para desarrollar un modelo matemático para que pueda ser utilizado alguna vez por el tomador de decisiones. Si el gerente de operaciones o tomador de decisiones no entiende con claridad el modelo, puede estar tentado a rechazarlo o por el contrario, utilizarlo ciegamente.

Los diagramas de influencia nos permiten considerar todas las variables claves antes de tomar decisiones y entender cómo se impactan unas a otras y al resultado final esperado. En el desarrollo de los escenarios de producción incremental, alimentado por pronósticos de producción de crudo y gas con tasas de declinación exponencial, puede existir información incompleta que puede generar incertidumbres que dificultan la determinación del mejor escenario desde el punto de vista técnico-económico.

Por otra parte, variables de tipo aleatoria como la variabilidad en el precio del barril de crudo, la incertidumbre en el éxito del volumen de producción de crudo y gas esperado en los pozos

perforados y el intervalo en los costos de perforación durante la fase de perforación, pueden afectar significativamente la toma de decisión del gerente de operaciones.

Castillo (2004) argumenta que un diagrama de Influencia debe tener una única variable de desempeño, (que es un caso particular de una variable de resultado) con respecto a la cual se evalúa el diagrama. Es decir, la mejor alternativa de decisión será aquella que en valor esperado produce el mejor resultado para la variable de desempeño, y para el caso de la investigación, será el mejor VPN. Su representación gráfica resulta de gran utilidad como puente de comunicación con los usuarios y otras personas involucradas en el análisis del problema de decisión.

A continuación se presenta la estructuración para desarrollar el modelo de los escenarios de producción incremental para el árbol de decisión o diagrama de influencia (Castillo, 2004).

1. **Entender claramente la naturaleza del problema:** Identificar con precisión la variable de desempeño, las demás variables de resultado, las variables de decisión y las variables aleatorias, y las relaciones entre éstas. En particular, tener claridad sobre la secuencia del proceso de decisión.
2. **Realizar un cuadro resumen de las variables del problema.** (Variable, tipo, descripción)
3. Con base en el paso 2 **Estructurar el diagrama de influencia**, haciendo uso del software disponible.
4. **Evaluar el diagrama de influencia** utilizando el software disponible.
5. **Analizar los resultados.** Analizar la política de decisión producida, Análisis de sensibilidad y distribuciones de riesgo.

Para la evaluación los escenarios de la campaña de perforación, se estructura el desarrollo de la solución a través de un diagrama de influencia con vínculos a excel, donde se identifica las alternativas de decisión, los eventos probabilísticos y la información económica relevante:

5.4.1 Entender claramente el problema:

La coordinación de producción del campo de Provincia se encuentra conformado por cuatro campos petroleros que conforman un solo activo, y se proyecta realizar varias fases de una campaña de perforación asociada para aumentar el factor de recobro y por ende, obtener una producción incremental de barriles equivalentes (crudo y gas). Las campañas de perforación se encuentran constituidas por tres fases de desarrollo consecutivas. Cada fase de perforación tiene proyectado un número determinado de pozos de desarrollo y la última fase, la perforación de pozos inyectores de agua que pueden permitir el aumento del factor de recobro en el campo.

Se han desarrollado cuatro escenarios de producción: En el primer escenario, solo se contempla la producción básica del campo y su curva de declinación, sin la perforación de pozos, calculado para un periodo de 25 años. En este escenario no se realizará ninguna campaña de perforación.

El segundo escenario considera la perforación de pozos de desarrollo y de avanzada en cada uno de los campos petroleros. En este escenario se proyecta la perforación de 21 pozos en total, con una inversión de USD 375.252 en aumento de capacidad operativa para soportar la producción incremental desarrollada por esta fase. El periodo para terminar la perforación sería de dos (2) años aproximadamente, es decir, se tendría una producción máxima en el año 2022. (Ver 5.3.2).

El tercer escenario, dependiendo de la probabilidad de éxito de la primera fase de perforación, se aprueba un segundo escenario donde se proyecta la perforación de diez 10 pozos adicionales para el año 2025 y 6 pozos de avanzada para el año 2029. La inversión que se requiere para aumentar la capacidad operativa de las estaciones de flujo sería de USD 552.113. (Ver 5.3.3).

En el cuarto escenario de producción incremental, se proyecta la perforación de 27 pozos inyectores, al comienzos de la primera fase de perforación, permitiendo estimular el yacimiento y aumentando su producción incremental en un estimado de 240 BOEPD por pozo perforado. Se proyecta que para soportar la producción incremental de esta fase de inyección, se necesita de una inversión de USD 847.562 para aumentar la capacidad operativa del campo. (Ver 5.3.4).

La variable de desempeño se puede definir como el máximo Valor Presente Neto para el desarrollo de producción incremental del campo Provincia.

Las variables aleatorias son: El volúmen de producción esperada (que depende del número de pozos que se perforen en cada escenario de producción); los costos de perforación; y el precio del barril de crudo en el mercado petrolero. Las variables restantes son variables con formulas calculadas o parámetros establecidos.

5.4.2 Determinación de variables de decisión

En la tabla 40 se presenta el resumen de las variables del problema y su descripción.

Tabla 40

Variables de los escenarios de producción incremental

Variable	Tipo	Descripción
Escenario de Producción	Decisión	Escenarios (Primero, Segundo, Tercero, Cuarto)
Pozos Perforados	Resultado	Pozos (2 Fase: 17; 3 Fase: 21; 4 Fase: 24).
Volumen de Producción Esperado	Aleatoria	P (250N, 130N, 50N) = (0.3; 0.55; 0.15)
Costos de perforación	Aleatoria	Uniforme (5.000; 7.000) M\$US
Precio Barril de crudo	Aleatoria	Uniforme (20, 60) \$US / Barril
Costos por Capacidad operativa	Resultado	Costo Equipos (1 Fase = 375.252); (2 Fase = 552.113); (3 Fase = 847.562).
Costos Operativos Perforación	Resultado	Pozos Perforados * Costos de perforación
Inversión en Escenarios	Resultado	Costos Operativos Perforación + Costos por Capacidad operativa
Volumen Total Esperado	Resultado	Volumen de Producción Esperado * Pozos Perforados
Factor Gastos Administrativos	Resultado	Constante (0.04)
Gastos Administrativos	Resultado	Factor Gastos Administrativos * Volumen Total Esperado
Costo Fijo Operativo Campo	Resultado	Constante (\$US 8.277.384).
Costo Levantamiento Fijo	Resultado	Costo Fijo Operativo Campo * Gastos Administrativos
Tarifa Transporte	Resultado	Constante (\$US 5.33)
Costo Tarifa Transporte	Resultado	Volumen Total Esperado * Tarifa Transporte
Regalías	Resultado	Constante (8%)
Volumen después de Regalías	Resultado	Volumen Total Esperado * Regalías
Factor Gastos de Campo	Resultado	Constante (3. USD / Barril)
Gastos de Campo	Resultado	Volumen después de Regalías * Factor Gastos de Campo
Costo Variable	Resultado	Gastos de Campo + Costo Tarifa Transporte
Costo Total	Resultado	Costo Variable + Costo Levantamiento Fijo
Ingresos de Producción	Resultado	Volumen después de Regalías * Precio Barril
Tasa de descuento	Resultado	Constante (12%)
VPN	Resultado	MAX (Tasa de descuento; (Ingresos - Costo Total).

Nota: Elaboración propia. Los valores de las variables se toman con base en los resultados de los escenarios de producción presentados.

5.4.3 Estructuración del modelo de decisión basado en diagramas de influencia

La figura 117 presenta el modelo de decisión estructurado con base en el método de diagramas de influencia y el cual tiene en cuenta las variables de la tabla 40 y los elementos de los escenarios a evaluar vistos en las secciones 5.3.1, - 5.3.2, - 5.3.3, y 5.3.4.

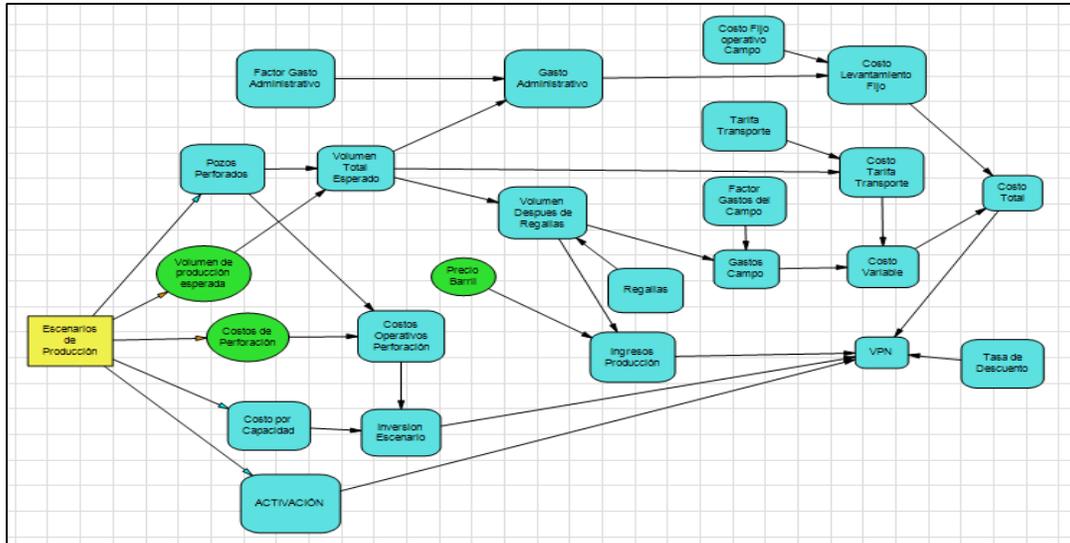


Figura 28. Esquema diagrama de influencia para los escenarios de producción.

En el interior de cada uno de los nodos que aparece en el anterior gráfico, se encuentra la información o cálculos matemáticos, dependiendo de la naturaleza del nodo.

5.4.4 Evaluación y análisis de resultados del modelo de decisión.

Una vez implementado el modelo, la mejor alternativa de producción para la compañía petrolera es realizar el cuarto escenario de producción, el cual consiste en desarrollar la producción incremental del campo durante los próximos 25 años de vida útil. Este escenario generaría un valor presente neto de US\$ 688.168.993 representado gráficamente en la figura 117.

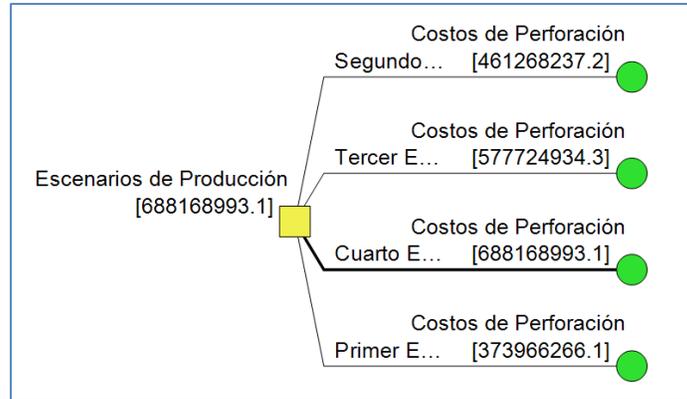


Figura 117. Esquema resultado diagrama de influencia para los escenarios de producción.

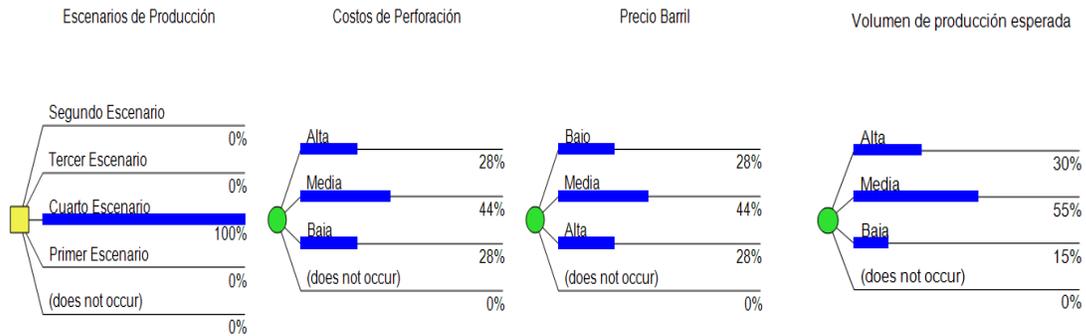


Figura 118. Esquema diagrama de influencia para los escenarios de producción.

Observando la gráfica 118 se concluye que en el segundo lugar estaría la alternativa de realizar el tercer escenario de producción, con un valor presente neto esperado igual a US\$ 577.724.934 mientras que la alternativa más baja sería no realizar la campaña de perforación.

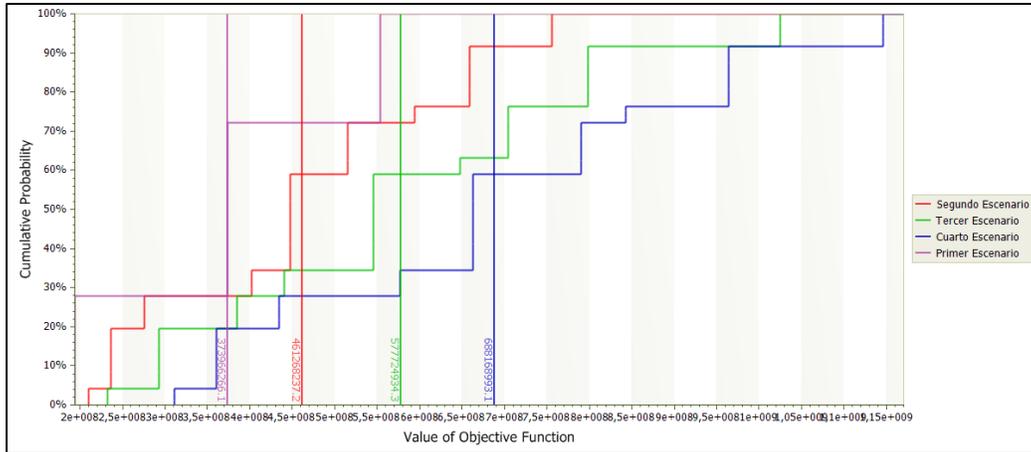


Figura 119. Esquema estrategia óptima escenarios de producción.

La figura 119 muestra la distribución de riesgo asociada a la estrategia óptima. De acuerdo con ésta, si la compañía petrolera sigue al alternativa de realizar el cuarto escenario de producción, se tendría que probabilidad de que el valor presente neto de la fase de perforación del campo sea inferior a US\$ 688.168.993, es del orden del 57%.

A continuación se presenta el resultado del análisis de sensibilidad, sobre el parámetro de “volumen de producción esperada” (Variable que ha sido considerada como aleatoria en el modelo) entre el rango del 270 y 285 barriles equivalentes por día. En la figura 120 se observa gráficamente como se comporta la variable de desempeño y la política de decisión.

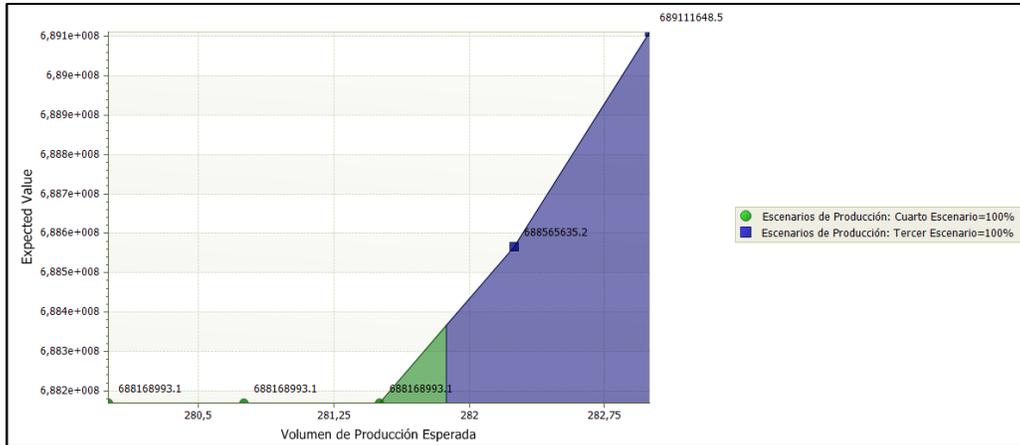


Figura 120. Análisis de sensibilidad con el parámetro de volumen de producción esperada.

Analizando el parámetro de volumen de producción esperada se observa que, si los demás parámetros y variables permanecen constantes, cuando el valor de este parámetro es mayor que aproximadamente a 281.8 BOPD, la política óptima cambia.

La aplicación del modelo de planeación integral de capacidades sobre el campo petrolero permite analizar y evaluar el impacto económico que tendría la fase de campaña de perforación si no se tiene en cuenta de forma integral las capacidades operativas de las estaciones de flujo existentes y su interacción con la red de distribución para la transferencia del producto.

6. Conclusiones y Recomendaciones

6.1 Conclusiones

- Con el desarrollo de la metodología propuesta, se logró diseñar un modelo de planeación integral de capacidades que permite tomar la decisión sobre qué inversión resulta más adecuada, considerando la incertidumbre sobre la información preliminar con la que se cuenta en el momento de desarrollar los diferentes escenarios de producción incremental en el campo petrolero.
- El comportamiento histórico de la producción básica y la caracterización de los procesos en el manejo de la producción de crudo y gas en un campo petrolero determinarán las capacidades operativas reales de las estaciones de flujo para soportar una producción incremental proyectada.
- Se encontró que hay diferencia entre los resultados obtenidos en el comportamiento de la producción en los diferentes sub-procesos que conforman el manejo del crudo y gas de una estación de flujo y otra, debido en gran parte a las características propias de los equipos o facilidades de superficie de cada estación de flujo y a la configuración propia de la red de distribución del producto.

- A partir de la construcción de las gráficas de los diferentes sub-sistemas de procesos de manejo de crudo y gas en las estaciones que hacen parte del campo y el cálculo de la utilidad de la capacidad instalada (UCI) y la eficiencia en la capacidad disponible (ECD) permitió evaluar la expansión de la capacidad de operación de las estaciones de flujo, y por ende, la capacidad general de un campo de producción.
- El desarrollo del modelo de planeación integral de capacidades permite que en las etapas de planeación de un proyecto de producción incremental en un campo petrolero, se incluya el análisis y la inversión económica de los posibles escenarios de mejoramiento en la capacidad operativa de las instalaciones para evitar que se genere una restricción del flujo por altos inventarios de producción.
- Con base en el diseño del modelo de planeación integral de capacidades operativas y el modelo de toma de decisiones que se utilizó para la evaluación de los posibles escenarios de producción incremental en el campo Provincia, la alternativa que resultó con mejor calificación, teniendo en cuenta los eventos probabilísticos en el volumen de producción esperada y las variables de incertidumbre, fue la alternativa del cuarto escenario de producción, generando un valor presente neto de US\$688.168.993.

7. Recomendaciones

- Para un correcto análisis de curvas de declinación, se recomienda tener suficiente información disponible del comportamiento histórico de producción del campo, con el fin de ajustar la extrapolación del comportamiento de la producción en el futuro (pronósticos de producción). Para la investigación, se empleó la curva de declinación exponencial, sin embargo, se puede aplicar los otros dos tipos de curvas: hiperbólica y armónica, dependiendo de la información encontrada en el campo de producción.
- En los sub-sistemas que conforman el proceso del manejo de producción del crudo y gas en las estaciones de flujo, no se incluyen los procesos auxiliares que también intervienen y ayudan al proceso de producción, sin ser parte de la cadena de valor; por ello, se recomienda integrar estos sistemas en el cálculo de las capacidades operativas de las instalaciones. (Ejemplo: capacidad en el manejo del tratamiento de agua residual industrial por estación de flujo).
- Para determinar la capacidad existente en cada sub-sistema de proceso de manejo de crudo y gas (SPS, SPT, SPA y SPB), se recomienda utilizar y evaluar la información disponible que se encuentra registrada en los equipos, registrados en los últimos cinco (5) años de operación.

Referencias bibliográficas

- Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). (2015). *Producción mensual de Petróleo*. Recuperado de <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>
- Aguirre, P. (2003, 12 de marzo). Exploración del Petróleo en Colombia, una aproximación empírica. *Revista Desarrollo y Sociedad*, Universidad de los Andes. Recuperado de https://economia.uniandes.edu.co/images/archivos/pdfs/Articulos_Revista_Development_y_Sociedad/Articulo51_1.pdf.
- Arps, J. (1994). *Analysis of Decline Curves*” paper JPT 175. Houston Meeting.
- Ali, M., Beed, A. (1988). *Tank botton corrosion caused by inappropriate construction practices. Materials Perfomance*. Sep, 1998, p. 20-24.
- Arnold, K. (1986). *Surface Production Operations*, Volume 1, Design of Oil-Handling Systems and Facilities. Gulf Publishing Company, Houston, Texas.
- Arnold, K., y Stewart. M. (1991). “*Surface Production Operations*”. Volumen 1. Houston, Texas. Gulf Publishing Company. USA.
- Baca, U. (2007). *Fundamentos de Ingeniería económica*, MC Graw Hill, México.
- Bacigalupo, L. (2003). *Campos maduros, la otra opción petrolera*. Universidad Autónoma de Bucaramanga, p. 3, Recuperado de: www.unab.edu.co/content/campos-maduros-la-otra-opcion-petrolera
- Bailey, W., Couét, B., Lamb, F., Rose P. (2016). Riesgos Medidos. *Oilfield Review*. Pág. 29. Recuperado de: file:///C:/Users/E1217211/Downloads/p20_35.pdf

- Beltran, J., Carmona, C., Carrasco, R. (2012). *Guía para una Gestión Basada en Procesos*". Recuperado de <http://www.centrosdeexcelencia.com/dotnetnuke/portals/0/guiagestionprocesos.pdf>
- Caba. N., Chamorro, O., Fontalvo, T. (2011). *Gestión de la Producción y Operaciones*. Recuperado de: <http://datateca.unad.edu.co/contenidos/102508/Gestiondelaproduccionyoperaciones.pdf>
- Cabrera, N. (2011). *Tendencia: Prolongar la vida de los campos maduros*, Genex, Energía Bolivia, 3(2). Recuperado de <http://www.energiabolivia.com>.
- Chase, B., Aquilano. N., Jacobs. R. (2000). *Administración de Producción y Operaciones*. 8 Edición. Santa Fe de Bogotá, Editorial McGrawHill. 8 Edición.
- Cain, W. (1989). *The Properties of Petroleum Fluids*. Segunda Edición. Penn Well Books. Tulsa, Oklahoma. USA.
- Carpio, Liberato., & Loza, (2009). *Toma de decisiones con incertidumbre*. (Tesis de pregrado). Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional José Faustino Sánchez Carrión.
- Carrillo., L. (2005). *Reservorios de gas condensado, Análisis de comportamiento*. Universidad Nacional de Ingeniería. Perú
- Carro, R., y Gonzalez, R, (2008). *Capacidad y Distribución física, Administración de Operaciones*, Universidad Nacional de Mar del Plata, Buenos Aires.
- Castillo, M. (2004). *Toma de decisiones de las empresas: entre el arte y la técnica. Metodología, Modelos y Herramientas*. Facultad de Administración. Extracto Universidad de los Andes.
- Castro, C. (2009). *Capacidad de la Operaciones*. Editorial: Universidad EAFIT. ISBN: 9789587200171.
- Coopersmith, D., McVean. D., y Storaune. J. (2000), *Oilfielw ReviewLa toma de decisiones en la industria del petróleo y gas*.

Empresa Colombia de Petróleos, ECOPETROL S.A. (2007). *Manual de Operaciones de las Baterías Santos, Suerte, Bonanza y Tisquirama-San Roque*, (TRA-M-003), Sabana de Torres, Santander, Colombia.

Empresa Colombia de Petróleos, ECOPETROL S.A. (2012). *Plan de Desarrollo Campo Provincia, Marzo de 2012, Gerencia Técnica y Desarrollo E&P* Superintendencia de Yacimientos, Bogotá, Colombia.

Empresa Colombia de Petróleos, ECOPETROL S.A. (2014). *Actualización Plan de Desarrollo conceptual Campo Bonanza*, Gerencia Estratégica de Desarrollo de Yacimientos. Bogotá, Colombia.

Empresa Colombia de Petróleos, ECOPETROL S.A. (2013). *Plan de Desarrollo Integrado Campo Tisquirama*, Exploración y Producción, Vicepresidencia Técnica y Desarrollo E&P, Bogotá, Colombia.

Empresa Colombia de Petróleos, ECOPETROL S.A. (2007). *Plan de Desarrollo Integrado Campo San Roque, Septiembre de 2013*, Exploración y Producción, Vicepresidencia Técnica y Desarrollo E&P, Bogotá, Colombia.

Estupiñan, C., Cardozo, L. (2011). *Comportamiento de la Producción de un yacimiento de gas condensado basado en el análisis de sus curvas de declinación*. (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Santander.

Gil, E., Chamorro, A. (2009). *Técnicas recomendadas para el aumento de la producción en campos maduros*” p.1-4. Recuperado de <http://www.oilproduction.net>

Granados, P., y Gutierrez, N. (2007). *Definición de estándares operativos para Tratadores térmicos y termo electroestáticos en facilidades de Producción*. (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Escuela de ingeniería de Petróleos. Bucaramanga.

Groda, E., y Realf, M. (1999). “*Optimal Design of Two and Three Phase Separators: Amathematical Programming Formulatio*”. Paper SPE 56645. Society of Petroleum Engineers.

- González A. (2008, 30 de enero). Decisiones sobre la Capacidad Operativa. *Revista Enfoques de la Editorial La Ley*, edición de enero. Recuperado de <http://www.alejandrogonzalez.com.ar/Archivos/2007-0%20capacidad%20final%20para%20enfoques.pdf>
- Guzmán, M. (2010). *La Geoquímica orgánica y el ciclo de vida de un activo petrolero*. (Tesis doctoral). Especialidad: Ingeniería Geológica. México.
- Guzmán, M. (2012). *Manual de diseño para sistemas de tuberías y tanques atmosféricos de techo fijo*. (Tesis de grado). Universidad Simón Bolívar. Venezuela.
- Heizer, J., y Render, B. (2001). *Dirección de la Producción y de Operaciones. Decisiones estratégicas*. Prentice Hall. 6ª edición.
- Heizer, J., y Render, B. (2007). *Dirección de la Producción. Decisiones Estratégicas*. Prentice Hall. 8ª edición.
- Herrera, O., Ramirez, L., Mayorga, O. (2007). *Aplicación de modelo de planeación de las capacidades productivas en empresas manufactureras en una pyme del sector calzado*. ISSN 0124. 4361/Vol.5/No.9/
- Kalenatic, D., López C., González L. (2006). Modelo de planeación de capacidades utilizando programación fraccional lineal en un contexto de múltiples criterios de decisión. *Revista científica y tecnológica de la facultad de Ingeniería*, Volumen 11 No 2. Universidad Distrital Francisco José de Caldas.
- Ramirez, D. (2014). *Análisis de Equilibrio, Finanzas I*, Mc. Graw Hill, Facultad de Contaduría y Ciencias Administrativas, Universidad de San Nicolás de Hidalgo, México.
- Kalenatic, D., López C., González L. (2007), Modelo de medición, análisis, planeación y programación de las capacidades en un contexto de múltiples criterios de decisión. *Revista Ingeniería de la Universidad Distrital FJC*. Vol 10 No 2. Bogotá-Colombia.
- Kalenatic, D., Blanco, E. (1993). *Aplicaciones computacionales en producción. Biblioteca de catedráticos*. Universidad Distrital FJC. Bogotá, Colombia.
- Kotler, P., Armstrong, G. (2000). *Mercadotecnia. Editorial Prentice Hall*. Pág. 45. México.

- Krajewski, J., Ritzman, E. (1996). *Operation Management*. Prentice Hall
- Lahoud, D. (2006). *Los principios de la Finanzas y los Mercados Financieros*. Caracas: Universidad Católica Andrés Bello, ISBN 978-98-0244-346-8.
- Langer, J. (25 de mayo 2015). Claves del negocio Energético, Página Inteligencia Petrolera; Análisis de Campetrol.
- Ley B, R. (2001). *Análisis de incertidumbre y riesgo para la toma de decisiones*. Ed. Comunidad Morelos, México
- Leyva, S., Herrera, B., Cardena A. (2014). *Actualización de escenarios de oferta y demanda de hidrocarburos en Colombia*. P.8.
- Lockyer, K. (1991). *Production and Operation Management*. Prentice Hall
- Londoño, A. (1997). *Capacidad de las Operaciones*. Recuperado de: file:///C:/Users/e1217211/Downloads/Dialnet-Produccion-4897792%20(1).pdf
- López, E., Montes, E., Collazos, M. (2012). *La economía Petrolera en Colombia (Parte I), Marco Legal, Contractual y principales eslabones de la cadena de producción (1920 – 2010)*. Número 692.
- Lowe, B., Trotter, G. (2009). Nuevas tácticas para el manejo de la producción. *Oilfield Review*. Schlumberge.. Recuperado de: file:///C:/Users/E1217211/Downloads/p2_17.pdf
- Mejia, J. (2006). *Metodología para medir el riesgo de la Inversión en soportería de tuberías en una ingeniería de Frontera para Plantas industriales* (Tesis de pregrado). Instituto Politécnico Nacional. México D.F.
- Meza, J. (2008). *Matemáticas financieras aplicadas*. ECOE Ediciones. p. 548. ISBN 978-95-8648-539-5

- Ministerio de Minas y Energía. (2013). *Cadena del Petróleo, Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)*. Recuperado de: <http://www.sipg.gov.co/LinkClick.aspx?fileticket=LlXCcr5MLvQ%3D&tabid=38&language=es-CO>
- Narashimhan, L. (1996). *Planeación de la Producción y Control de Inventarios*. Prentice Hall. Recuperado de: <http://www.librosyeditores.com/tiendalemoine/administracion/1367-planeacion-de-la-produccion-978958720017.html>. Planeación de la producción.
- National Fire Protection Association. NFPA 25 (2008). *Norma para la inspección, prueba y Mantenimiento de Sistemas Hidráulicos de Protección contra Incendios*, Edición.
- Perilla, J., y Jimenez, R. (2006). *El impacto de los Precios del Petróleo Sobre el crecimiento económico en Colombia*.
- Remolina, S. (2008). *Mejoramiento del macro proceso de desarrollo de tecnologías de negocio de Ecopetrol S.A.*; Universidad Industrial de Santander, Escuela de estudios y Empresariales, Bucaramanga, Pág., 8.
- Requena, G., y Rodriguez. J. (2006). *Diseño y Evaluación de separadores bifásicos y Trifásicos*. (Tesis de grado). Universidad Central de Venezuela. Caracas
- Rueda, A., y Peris, M. (2003), *Toma de decisiones en situación de certeza, riesgo e incertidumbre*. (Tesis de pregrado). Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales, Universidad Politecnica de Valencia, Madrid, España.
- Sáenz, R., y Gustavo. J. (2010). *Diseño técnico de una herramienta metodológica en el proceso de elaboración y control de presupuesto maestro de las empresas agroindustriales ubicadas en los municipios que integran las Provincias del tundama y sugamuxi*. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Agronomía Maestría en Ciencias Agrarias Área de Desarrollo Empresarial Agropecuario.
- Stoval, S. (1934). Recovery of Oil from Depleted sands by means of dry steam. Oil Weekly. Agosto 13, 1934. Pág 17-24.
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2003). *Cadena del petróleo en Colombia* Capítulo 4. p.32. Recuperado de http://www1.upme.gov.co/Docs/Cadena_Petroleo_2003.Pdf.

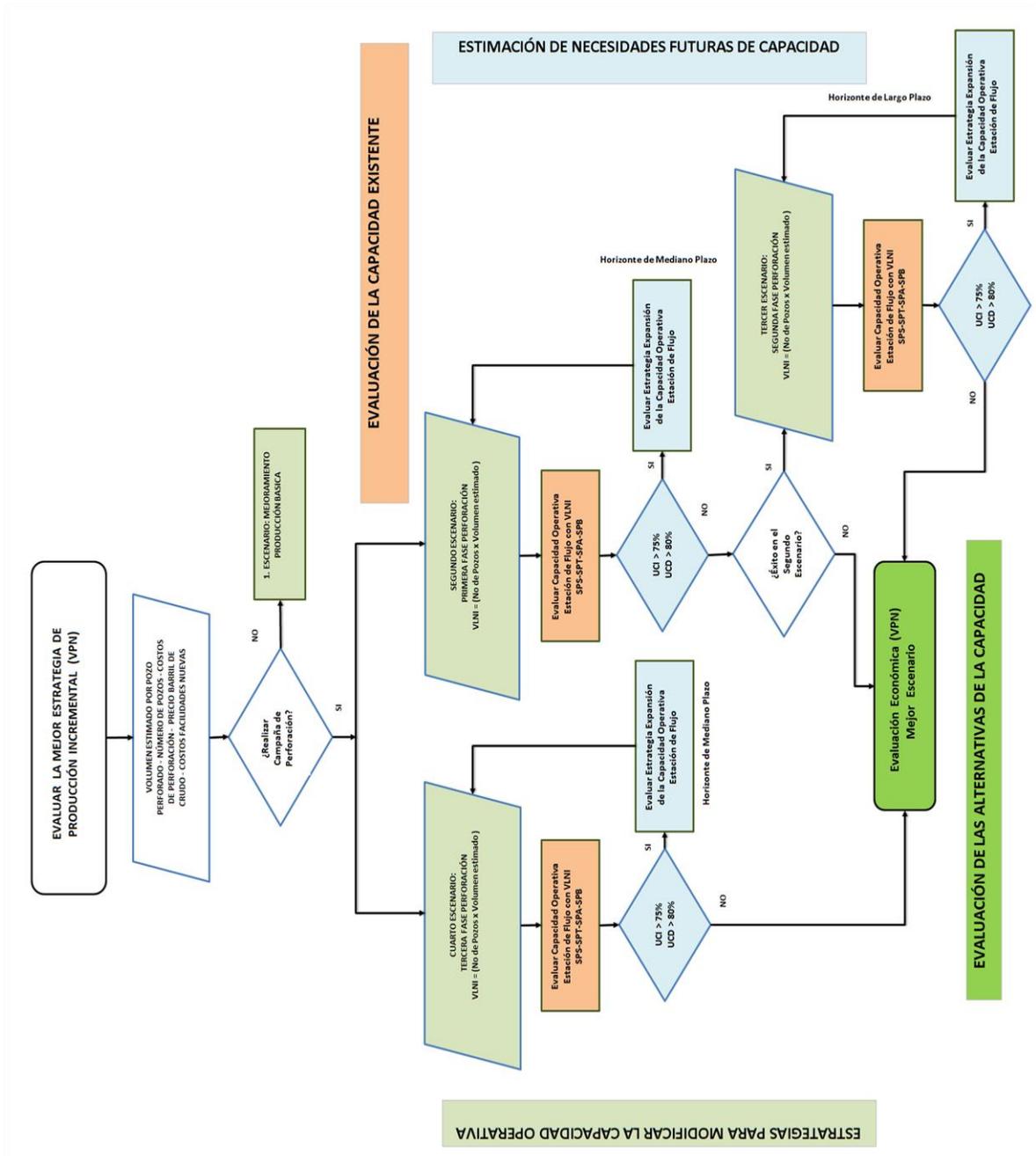
Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2013). *Cadena del petróleo 2013*. (Capítulo 4. p.64). Recuperado de http://www1.upme.gov.co/sites/default/files/news/3086/files/cadena_del_petroleo_2013.pdf

Usman, A. (2004). *Máximo aprovechamiento de los campos petroleros maduros*. Schlumberger, pág. 1(2). Recuperado de: <http://www.statoil.com>.

Villanueva, J. (2002). *Proceso de toma de decisiones*. Recuperado de: http://admoperaciones.pe.tripod.com/separatas/parte3/sep_jvh_toma_decisiones.pdf

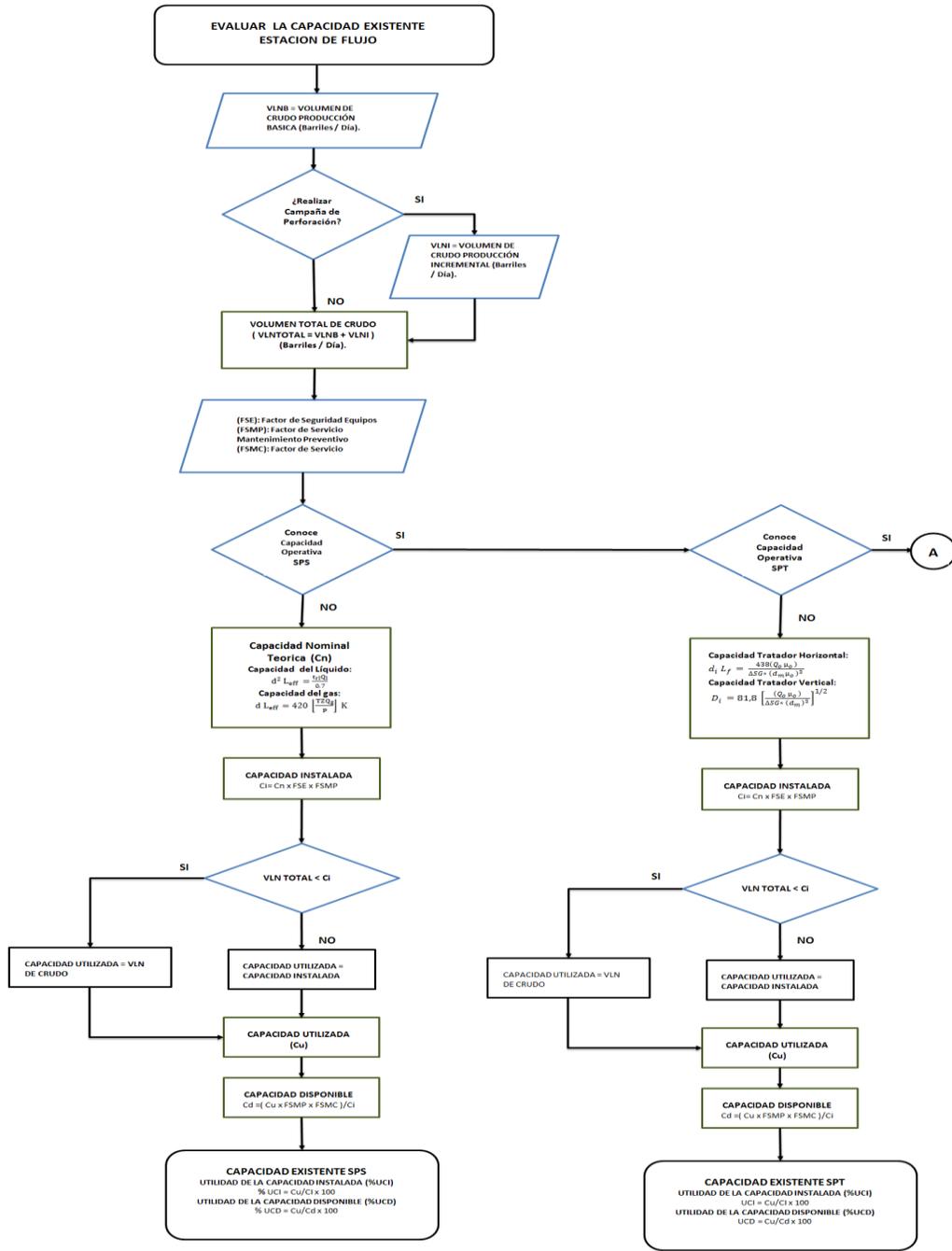
Apéndice A

Estructura modelo planeación integral de capacidades



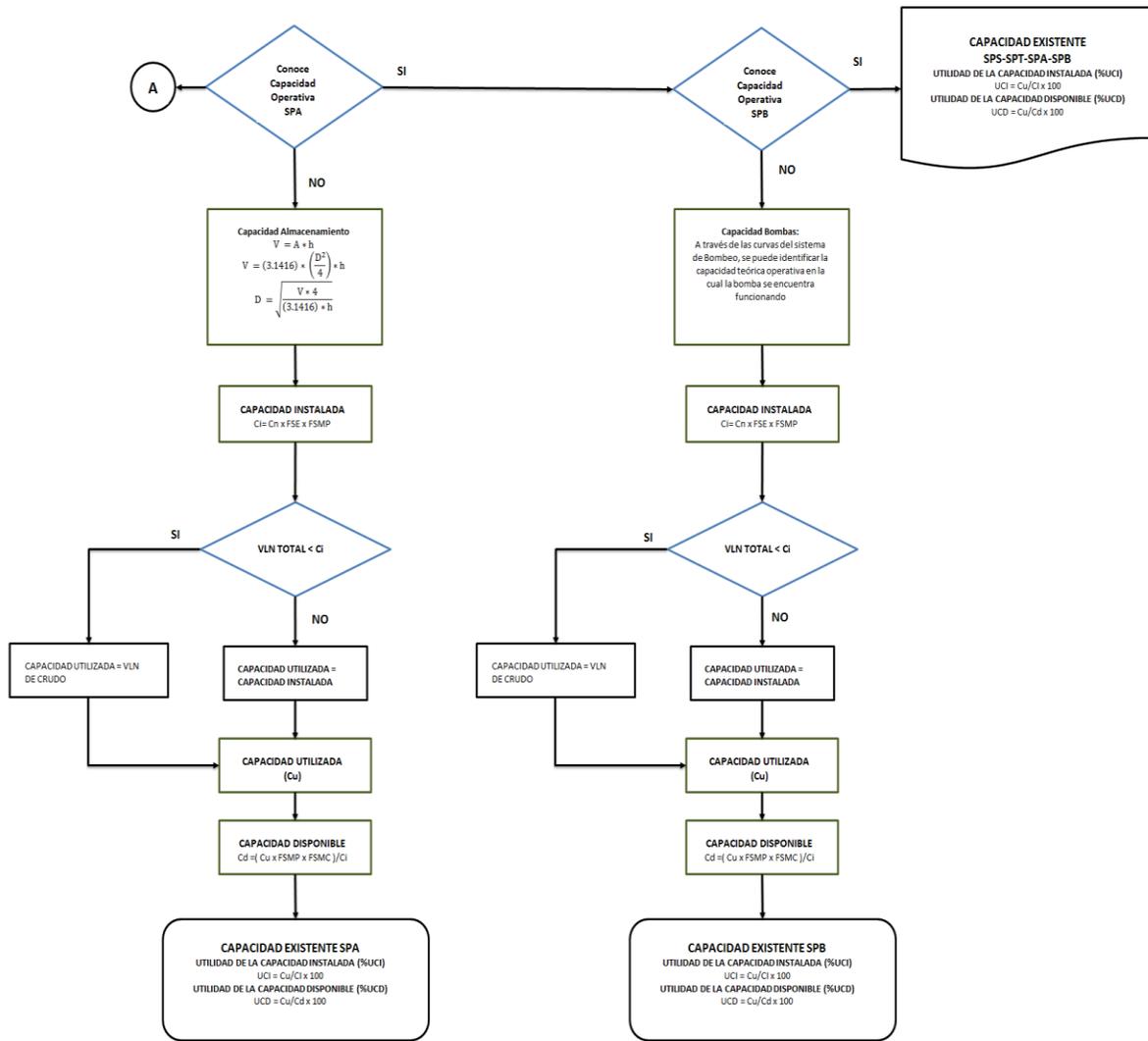
Apendice B

Diagrama de flujo evaluación de la capacidad existente (Primera sección).



Apéndice C

Diagrama de flujo evaluación de la capacidad existente (Segunda sección).



Apéndice D

Base de cálculo para los pronósticos de producción incremental

Proyección de producción de barriles equivalentes día para un periodo de 25 años de productividad en el campo Provincia

LÍNEA BASE DE PRODUCCIÓN

Estaciones	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	PRODUCCIÓN BÁSICA
BONANZA	1986	1827	1681	1547	1423	1309	1205	1108	1020	938	863	794	731	672	618	569	524	482	443	408	375	345	318	292	269	21.746
SURTE	2437	2257	2089	1935	1792	1659	1536	1422	1317	1220	1129	1046	968	897	830	769	712	659	610	565	523	485	449	415	385	28.104
SANTOS	2584	2393	2216	2051	1900	1759	1629	1508	1396	1293	1197	1109	1027	951	880	815	755	699	647	599	555	514	476	440	408	29.800
TISQUIRAMA	1300	1196	1100	1012	931	857	788	725	667	614	565	520	478	440	405	372	343	315	290	267	246	226	208	191	176	14.235
SAN ROQUE	1400	1320	1245	1174	1106	1043	984	927	874	825	777	733	691	652	614	579	546	515	486	458	432	407	384	362	341	18.875

PRIMERA FASE

Estaciones	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	PRODUCCIÓN 1 FASE
BONANZA	1986	1827	1681	1547	1423	1314	2129	1959	1802	1658	1526	1404	1291	1188	1093	1006	925	851	783	721	663	610	561	516	475	33.034
SURTE	2437	2257	2089	1935	1792	1659	4947	4581	4188	3853	3545	3261	3001	2761	2540	2337	2150	1978	1820	1674	1541	1417	1304	1200	1104	61.370
SANTOS	2584	2393	2216	2051	1900	1759	5064	4689	4342	4020	3723	3447	3192	2956	2737	2534	2347	2173	2012	1863	1725	1597	1479	1370	1268	65.439
TISQUIRAMA	1300	1196	1100	1012	931	2885	4680	4305	3961	3644	3353	3085	2838	2611	2403	2210	2034	1871	1722	1584	1457	1341	1234	1135	1044	54.738
SAN ROQUE	1400	1320	1245	1174	2845	2682	2529	2385	2248	2120	1999	1885	1777	1675	1580	1490	1404	1324	1249	1177	1110	1047	987	930	877	40.458

SEGUNDA FASE

Estaciones	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	PRODUCCIÓN 2 FASE
BONANZA	1986	1827	1681	1547	1423	2314	4255	3915	3602	3314	3049	2805	2581	2374	2185	2010	1849	1701	1565	1440	1325	1219	1122	1032	949	54.163
SURTE	2437	2257	2089	1935	1792	1659	4947	4581	4188	3853	3545	3261	3001	2761	2540	2337	2150	1978	1820	1674	1541	1417	1304	1200	1104	118.735
SANTOS	2584	2393	2216	2051	1900	1759	5064	4689	4342	4020	3723	3447	3192	2956	2737	2534	2347	2173	2012	1863	1725	1597	1479	1370	1268	100.205
TISQUIRAMA	1300	1196	1100	1012	931	2685	4680	4305	3961	3644	3353	3085	2838	2611	2403	2210	2034	1871	1722	1584	1457	1341	1234	1135	1044	54.738
SAN ROQUE	1400	1320	1245	1174	2845	2682	2529	2385	2248	2120	1999	1885	1777	1675	1580	1490	1404	1324	1249	1177	1110	1047	987	930	877	40.458

TERCERA FASE

Estaciones	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	PRODUCCIÓN 3 FASE
BONANZA	1986	1827	1681	1547	1423	2314	4355	4355	4462	5831	6782	7246	6925	6531	6166	5828	5515	5225	4956	4708	4478	4264	4067	3884	3715	111.034
SURTE	2437	2257	2089	1935	1792	1659	4947	6849	6458	6089	5741	5413	5104	4812	4537	4278	4034	3804	3586	3380	3186	3004	2834	2677	2532	155.873
SANTOS	2584	2393	2216	2051	1900	1759	5064	7264	6683	6149	5657	5205	4789	4399	4044	3724	3429	3158	2909	2681	2464	2258	2064	1882	1712	142.636
TISQUIRAMA	1300	1196	1100	1012	931	2685	4680	4305	3961	3644	3353	3085	2838	2611	2403	2210	2034	1871	1722	1584	1457	1341	1234	1135	1044	54.738
SAN ROQUE	1400	1320	1245	1174	2845	2682	2529	2385	2248	2120	1999	1885	1777	1675	1580	1490	1404	1324	1249	1177	1110	1047	987	930	877	40.458