

**EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DEL USO DEL GAS DE
PRODUCCIÓN PARA EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA A LOS
SISTEMAS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN UN CAMPO
COLOMBIANO**



**MARCELA ANDREA CARRILLO QUIJANO
FABIÁN LEONARDO PINTO ROMERO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2012

**EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DEL USO DEL GAS DE
PRODUCCIÓN PARA EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA A LOS
SISTEMAS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN UN CAMPO
COLOMBIANO**

**MARCELA ANDREA CARRILLO QUIJANO
FABIÁN LEONARDO PINTO ROMERO**

**Trabajo de Grado presentado para optar al
título de Ingeniero de Petróleos**

**Director:
ING. ERIK GIOVANY MONTES PÁEZ
Docente UIS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2012

DEDICATORIA

A mis padres formadores de la persona que soy y quienes son los dueños de la mayor parte de este logro al regalarme esta oportunidad y sus esfuerzos.

A mis hermanos que me han entregado su amistad y apoyo durante mi carrera.

A mi Tía Amanda, por hacerme sentir en familia, por su gran apoyo en estos años de carrera.

A Marilyn, por aguantarme todos estos años de noviazgo, regalarme y acompañarme los mejores momentos de mi vida.

A Marce, mi compañera de guerra, por su gran paciencia conmigo y por ser la compañera ideal de tesis.

FABIANCHO

DEDICATORIA

A Dios por permitir un logro más en mi vida.

A la Universidad Industrial de Santander y a los docentes de la escuela de Ingeniería de Petróleos por formarme como profesional y persona integral.

A mis papis porque con su esfuerzo y enseñanzas me permitieron entender que la vida es perfecta y que si quieres lograr algo debes desearlo y trabajarlo. Por ser la luz y el motor que siempre me motiva a ser mejor y además por inculcarme la excelencia desde siempre.

A mi Mami, Sonia Quijano, por ser mi súper heroína y por enseñarme todos los días que con amor y dedicación todo en la vida se puede.

A mi Papi, Jorge Carrillo, por ser tan consentidor y por enseñarme el valor del trabajo.

A Caro, por ser un digno ejemplo a seguir, por todos los consejos dados y por ser mi mejor amiga.

A mi familia, por apoyarme en todos los proyectos que emprendí, aportar en mi formación como persona y mantenerse siempre unida.

A esa persona especial, Pocho, que me acompañó en las buenas y en las malas, por ser motivo de muchas sonrisas y alegrías y permitirme celebrar mis triunfos y alegrías con él.

A mi compañero de tesis “el Rolis” por ser un excelente equipo de trabajo.

A mis amigos y amigas del colegio, de la Universidad y de la vida por los momentos de estudio y de risas, por los felices recuerdos que dejan en mí.

MARCE

AGRADECIMIENTOS

Queremos expresarle nuestros más sinceros agradecimientos a la GLORIOSA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER.

A los docentes de la Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Al ingeniero Erik Montes por su amistad, colaboración y paciencia en el desarrollo de este proyecto.

Al M.Sc. Fernando Calvete, por su amabilidad y guía durante nuestra formación profesional y en la elaboración de este proyecto.

Al ingeniero Jorge Sáchica, por su amabilidad y guía durante nuestra formación profesional.

Al ingeniero Manuel Barrera, por su enorme aporte y guía durante esta tesis.

Al MSc. Jorge Palma por su disposición y colaboración en este trabajo.

Al MSc. Profesor David Fuentes de la Escuela de Ingeniería Mecánica.

Al ingeniero German Álvarez, por su gran aporte durante esta tesis.

A Daniel Morales, por su amistad y gran aporte sin ningún interés de por medio.

A Claudia Vega por su orientación para el desarrollo de esta tesis.

A Marilyn Gelvez por su colaboración y acompañamiento durante la construcción de este proyecto.

Al ingeniero Juan Camilo Chaparro, por su gran amistad y por su aporte durante esta tesis.

Al ingeniero Alfonso Gutiérrez por su amistad y por su soporte técnico en el desarrollo del trabajo.

A Diego Camilo Araque y a Diego Olivera por su colaboración para la elaboración de este proyecto.

A los ingenieros Jorge Millán, Manuel Cala y Guillermo Echeverría.

A UNICO COLOMBIA.

A CUMMINS DE COLOMBIA.

Al Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos en nuestra formación profesional e investigativa.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	23
1. GENERALIDADES DEL CAMPO.....	25
1.1 RESEÑA HISTÓRICA	25
1.2 LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL (BOMBA ELECTROSUMERGIBLE, BES).....	28
1.2.1 Equipo de subsuelo	28
1.2.2 Equipo de Superficie.....	32
1.2.3 Consumo Eléctrico de los Sistemas Electrosumergibles	35
1.2.4 Consumo de diesel en generación	36
1.3 FACILIDADES DE SUPERFICIE	39
1.3.1 Sistema de Pruebas de Pozo (TREN 1)	40
1.3.2 Sistema de Tratamiento de Crudo Liviano (TREN 2).....	43
1.3.3 Sistema de Tratamiento de Crudo Pesado (TREN 3)	44
1.4 SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE GAS	44
1.4.1 Gas de Alta.....	45
1.4.2 Gas de Media.....	50
1.4.3 Gas de Baja.....	52
1.5 DATOS HISTÓRICOS DE PRODUCCIÓN	53
1.5.1 Producción de Gas	54
1.5.2 Consumo Eléctrico	57
2. COMBUSTIÓN	58
2.1 CONCEPTOS BÁSICOS DE COMBUSTIÓN.....	58
2.1.1 Estequiometría	58
2.1.2 Relación aire / combustible	60
2.1.3 Factor de aire.....	62
2.1.4 Temperatura de punto de rocío	64
2.2 TERMOQUÍMICA DE LA COMBUSTIÓN.....	65

2.2.1	Combustión a presión constante	67
2.2.2	Combustión a volumen constante	71
2.2.3	Temperatura de llama adiabática.....	73
2.2.4	Eficiencia de la combustión	74
2.3	CROMATOGRAFÍA DE GASES	75
2.3.1	Bloque GT, Campo C y Y.....	76
3.	GENERACIÓN ELÉCTRICA	77
3.1	GENERACIÓN ELÉCTRICA CON DIESEL (ESCENARIO ACTUAL).....	77
3.1.1	Proceso de Generación	77
3.2	GENERACIÓN CON GAS	79
3.2.1	Parámetros para la generación con gas	79
3.2.2	Proceso de generación.....	83
3.2.3	Escenarios de Generación con Gas de producción como Combustible	85
3.2.3.1	Escenario 1.....	86
3.2.3.2	Escenario 2.....	90
3.2.3.3	Escenario 3.....	95
3.2.4	Elección del Generador	99
3.3	GENERACIÓN ELÉCTRICA EN PLANTA Y TENDIDO ELÉCTRICO.....	99
3.3.1	Proceso de suministro eléctrico con planta eléctrica y red eléctrica.	100
4.	ANÁLISIS FINANCIERO	103
4.1	PRODUCCIÓN DIARIA	103
4.2	INGRESOS	107
4.2.1	Regalías	108
4.3	OPEX BASE	109
4.4	DEPRECIACIONES E IMPUESTOS	110
4.4.1	Impuesto de Renta	110
4.5	ESCENARIO ACTUAL	110
4.5.1	Costos operativos (OPEX)	110
4.5.2	Inversión inicial (CAPEX).....	112
4.5.3	Flujo de caja del proyecto	114
4.5.4	Indicadores de Rentabilidad	115

4.5.4.1	Valor presente neto	115
4.5.4.2	Tasa interna de retorno	116
4.5.4.3	Tiempo de recuperación de la inversión o PAYBACK TIME	118
4.5.4.4	Relación Costo Beneficio	118
4.6	OTROS ESCENARIOS.....	119
4.6.1	OPEX.....	119
4.6.2	Inversión inicial (CAPEX).....	122
4.6.3	Flujo de Caja.....	124
4.6.4	Indicadores de Rentabilidad	129
4.6.4.1	VPN	129
4.6.4.2	Tasa Interna de Retorno.....	130
4.6.4.3	Payback.....	131
4.6.4.4	Relación Beneficio/Costo	132
	CONCLUSIONES.....	135
	RECOMENDACIONES.....	137
	BIBLIOGRAFÍA	138
	ANEXOS.....	140

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Esquema frente a la ANH	28
Figura 2. Cambio de Polaridad inducida por corriente alterna en 3 fuentes con fase diferente, y giro por ley de atracción de polos opuestos sobre un eje	29
Figura 3. Componentes del motor (1.Housing, 2.Estator, 3.Bobinado, 4.Rotor)	30
Figura 4. Rotor y Estator de una bomba electrosumergible	31
Figura 5. Impulsor y Difusor de una etapa para Bombas Electrosumergibles	32
Figura 6. Componentes del cable de potencia	33
Figura 7. Curva de operación de un sistema BES (1.DownStream 2.Rango de operación 3.Upstream).....	35
Figura 8. Grupo Electrónico Pozo Y-01	37
Figura 9. Tanque de 500 Bbl para el almacenamiento de Diesel	37
Figura 10. Diagrama del Proceso de producción en el EPF.....	40
Figura 11. Separador Trifásico de Prueba.....	41
Figura 12. Gun Barrel.....	42
Figura 13. Tren de Prueba (Tren 1)	42
Figura 14. Skimming Tanks Verticales	43
Figura 15. Equipo FWKO. Líneas de Gas (Amarillas), Línea de Agua (Azul) y Línea de Crudo (Verde)	45
Figura 16. Medidor de Orificio Marca DANIEL tipo Senior	46
Figura 17. Carta Diaria de Presión de Operación Registrador Bartón	47
Figura 18. Pantallazo Programa AGA.....	47
Figura 19. Medidor de flujo Másico Coriolis.....	48
Figura 20. Scrubber Vertical	48
Figura 21. Knock Out Drum Horizontal	49
Figura 22. Unidades Recuperadoras de Vapor	49
Figura 23. Recolectores de condensado y Tea de alta de 4,5	50
Figura 24. Gun Barrel.....	51
Figura 25. Líneas de recolección de gas de tanques y Knock Out Drum para gas de Baja	52
Figura 26. Zona de Teas, Tea de Alta, Media y Baja de izquierda a derecha	52
Figura 27. Histórico de Producción del Campo	53
Figura 28. Producción de Gas de Campo.....	55
Figura 29. Comportamiento relación Gas-Aceite.....	56
Figura 30. Histórico de consumos de las bombas electrosumergibles del bloque GT.....	57

Figura 31. Cámara de Combustión.....	67
Figura 32. Comportamiento de un reactor de flujo estable isobárico e isotérmico.....	68
Figura 33. Diagrama de Generación Eléctrica Actual con Diesel.....	78
Figura 34. Diagrama de generación eléctrica con gas de producción como combustible	84
Figura 35. Generador a gas.....	85
Figura 36. Escenario 1. Diagrama para el comportamiento del gas en el Sistema de gas de alta para generación en EPF.	87
Figura 37. Condiciones de los gases de producción antes y después de ser recolectados en el sistema de gas de alta.	88
Figura 38. Condiciones de los gases al ser distribuidos para los diferentes fines de producción y llegada al tanque de suministro de combustible del generador ESCENARIO 1	88
Figura 39. Escenario 2. Diagrama para el comportamiento del gas en el Sistema de gas de alta para generación en EPF	90
Figura 40. Condiciones de los gases de producción antes y después de ser recolectados en el sistema de gas de alta. ESCENARIO 2.....	91
Figura 41. Parámetros operacionales del intercambiador de calor y comparación variables principales del comportamiento del gas.....	92
Figura 42. Condiciones de los gases al ser distribuidos para los diferentes fines de producción y llegada al tanque de suministro de combustible del generador ESCENARIO 2	93
Figura 43. Escenario 3. Diagrama para el comportamiento del gas en el Sistema de gas de alta para en las locaciones 1 y 2.....	95
Figura 44. Condiciones de los gases de producción antes y después de ser recolectados en el sistema de gas de alta. ESCENARIO 3.....	96
Figura 45. Parámetros operacionales del intercambiador de calor y comparación variables principales del comportamiento del gas.....	96
Figura 46. Condiciones de los gases al ser distribuidos para los diferentes fines de producción y llegada a la unidad de compresión	97
Figura 47. Propiedades de los gases al ser bifurcados para la alimentación de las locaciones y condiciones de llegada.....	97
Figura 48. Diagrama de suministro eléctrico por planta y red eléctrica.....	102
Figura 49 Producción Total Acumulada Pozo C-01.....	104
Figura 50 Producción Total Acumulada Pozo C-02.....	104
Figura 51 Producción Total Acumulada Pozo C-03.....	105
Figura 52 Producción Total Acumulada Pozo C-04.....	105
Figura 53 Producción Total Acumulada Pozo C-05.....	106
Figura 54 Producción Total Acumulada Pozo Y-01	106
Figura 55. Comparación VPN Según Escenario	130
Figura 56. Comparación TIR Según Escenario.	131
Figura 57. Comparación PayBack según escenario.....	132

Figura 58. Comparación Relación Costo Beneficio	133
Figura 59. Flujo de caja si se continúa con la quema del gas.	134
Figura 60. Diagrama de Torre eléctrica y Zona de Servidumbre.....	166

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Propiedades pozo C-01	26
Tabla 2. Propiedades pozo C-04	26
Tabla 3. Propiedades pozo C-05	27
Tabla 4. Análisis de Sensibilidad para un sistema BES	36
Tabla 5. Consumo diario de Diesel por Locación y por pozo promedio para el mes de Enero 2012	38
Tabla 6. Cromatografía de Gases.....	76
Tabla 7. Información de los motores correspondientes a cada pozo	77
Tabla 8. Porcentaje en fracción molar y fracción en peso según cromatografía.....	80
Tabla 9. Comparación de volúmenes de producción de gas.....	81
Tabla 10. Poderes caloríficos de los gases de producción	81
Tabla 11. Composición en fracción molar de los gases producidos y desarrollados en el proceso.....	89
Tabla 12. Propiedades de los diferentes gases de producción y desarrollados durante el proceso.....	89
Tabla 13. Propiedades de los diferentes gases de producción y desarrollados durante el proceso. ESCENARIO 2	94
Tabla 14. Composición de los diferentes flujos en el Escenario 1	94
Tabla 15. Propiedades de los diferentes gases de producción y desarrollados durante el proceso. ESCENARIO 3	98
Tabla 16. Composición en fracción molar de los gases producidos y desarrollados en el proceso ESCENARIO 3	98
Tabla 17. Proyección de Producción 2do Semestre.....	107
Tabla 18 Ingresos Anuales	108
Tabla 19. Opex Base	109
Tabla 20. Consumo de Diesel por Pozo	111
Tabla 21. Opex Escenario Actual.	112
Tabla 22. OPEX Total al año según escenario Actual.....	112
Tabla 23. CAPEX Escenario Actual.....	113
Tabla 24. Flujo de Caja Escenario Actual.....	114
Tabla 25. Valor Presente neto escenario actual.....	116
Tabla 26. Flujo de efectivo escenario actual.....	117
Tabla 27. VPN y TIR para el escenario 1	117

Tabla 28. Tiempo de Recuperación de la inversión (PayBack).....	118
Tabla 29. Relación Costo/Beneficio	119
Tabla 30. Consumo de gas por Pozo para los escenarios Gas 1, 2 y 3.	119
Tabla 31. Consumo Eléctrico del Escenario 4.	120
Tabla 32. Opex Escenario Gas 1, 2, y 3.	120
Tabla 33. Opex Escenario 4.	121
Tabla 34. Opex Total Año para Escenario 1, 2 y 3.	121
Tabla 35. Opex Total Año Escenario 4.	122
Tabla 36. CAPEX Escenario 1	122
Tabla 37. CAPEX Escenario 2.....	123
Tabla 38. CAPEX Escenario 3.....	123
Tabla 39. CAPEX Escenario 4.....	124
Tabla 40. Flujo de Caja Escenario Gas 1	125
Tabla 41. Flujo de Caja Escenario Gas 2	126
Tabla 42. Flujo de Caja Escenario Gas 3	127
Tabla 43. Flujo de Caja Escenario 4 Tendido Eléctrico.....	128
Tabla 44. Indicadores de rentabilidad según escenario	129
Tabla 45. Comparación valor presente neto Escenario Actual, Escenario de Gas 1, 2, 3 y Escenario 4 (Tendido Eléctrico).....	129
Tabla 46. TIR para los Diferentes Escenarios.	130
Tabla 47. PayBack para cada Escenario.....	131
Tabla 48. Relación Beneficio/Costo Escenarios	132
Tabla 49. Conteo de componentes POZO C-01.....	145
Tabla 50. Oxígeno teórico y moles de productos del Pozo C-01.....	145
Tabla 51. Relación A/C y Temperatura de rocío del POZO C-01.....	146
Tabla 52. Entalpías de formación para los componentes del gas	146
Tabla 53. Poder calorífico Pozo C-01	147
Tabla 54. Entalpía Producida.....	147
Tabla 55. Poder Calorífico en KJoule y BTU pozo C-01	148
Tabla 56. Conteo de componentes Pozo C-02.....	148
Tabla 57. Conteo de componentes Pozo C-03.....	149
Tabla 58. Conteo de componentes Pozo C-04 y C-05.	149
Tabla 59. Conteo de componentes Pozo Y-01.....	150
Tabla 60. Oxígeno teórico y moles de productos del POZO C-02.....	150
Tabla 61. Producción Total y aportes de H ₂ O.	150
Tabla 62. Relación A/C.	151
Tabla 63. Combustión Teórica POZO C-02.....	151
Tabla 64. Poder calorífico y temperatura de llama adiabática POZO C-03	151
Tabla 65. Entalpía de Formación y de Reacción	152

Tabla 66. Total de Energía Producida por la Reacción	152
Tabla 67. Poder Calórico de los Gases de Producción	153
Tabla 68. Temperatura de Llama adiabática	153
Tabla 69. Nivel de Tensión requerida y capacidad instalada.	163
Tabla 70. Calculo de Regulación	164
Tabla 71. Calculo de pérdidas de potencia.....	164
Tabla 72. Costo sobre km de línea	165
Tabla 73. Costos Sub - Estación Campo 1	167
Tabla 74. Costos Sub - Estación Campo 2.....	167
Tabla 75. Costos de Servidumbre.	168
Tabla 76. Consolidado Total de la Inversión.....	168

LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Mapa de Facilidades EPF.....	141
Anexo B. Cálculos de Combustión.....	143
Anexo C. Low BTU –Cummins Generators.....	154
Anexo D. GPL Gas Production Lift Generators.....	157
Anexo E. Diseño técnico y Valorización del proyecto con suministro con Red Eléctrica.....	162
Anexo F. Suministros de Combustible. Generadores Enfriados por Líquido – Manual de Aplicación. CUMMINS Power Generation.....	169

RESUMEN

TÍTULO

EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DEL USO DEL GAS DE PRODUCCIÓN PARA EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA A LOS SISTEMAS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN UN CAMPO COLOMBIANO*

AUTOR MARCELA ANDREA CARRILLO QUIJANO**

FABIÁN LEONARDO PINTO ROMERO**

PALABRAS CLAVES: GAS DE PRODUCCIÓN, SUMINISTRO ELÉCTRICO, GENERACIÓN, BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES.

DESCRIPCIÓN

El bombeo electrosumergible ha sido una de las mejores alternativas para el levantamiento artificial, optimizando la producción del campo a un costo relativamente bajo. Su alto rendimiento, altas tasas de fluido total, aplicación a pozos profundos y desviados, monitoreo de las condiciones, entre otras ventajas, han hecho de este sistema el ideal para el campo de estudio. Sin embargo, una desventaja importante es la presencia de una fuente eléctrica de alto voltaje.

El campo de estudio actualmente realiza la generación eléctrica en sitio haciendo uso de grupos electrógenos alimentados con combustible diesel, elevando la relación costo/beneficio y abriendo la puerta para reducir este índice aplicando un estudio de generación. Las condiciones del campo representan un panorama diferente al cotidiano en la producción de crudo en el territorio colombiano, por lo que hace posible la adaptación de diferentes sistemas de generación con gas producido de pozos de crudo liviano ricos en componentes volátiles.

Este proyecto plantea 4 escenarios en los cuales se realiza una comparación técnica y financiera para determinar cuál de las cinco posibilidades (incluyendo la generación con diesel) representa la mejor alternativa para alimentar eléctricamente las bombas electrosumergibles de este campo, y así validar la capacidad de utilizar el gas de producción como una fuente de energía para los pozos.

* Trabajo de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.
Director: Ingeniero Erik Giovany Montes Páez.

ABSTRACT

TITLE

TECHNICAL AND FINANCIAL EVALUATION OF THE USE OF PRODUCTION GAS USED TO SUPPLY ELECTRICITY TO ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMPS IN A COLOMBIAN FIELD*

AUTHOR MARCELA ANDREA CARRILLO QUIJANO**

FABIÁN LEONARDO PINTO ROMERO**

KEYWORD: PRODUCTION GAS, ELECTRIC SUPPLY, GENERATION, ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP

DESCRIPTION

The electrical submersible pumps have been one of the best alternatives used for artificial lift, enhancing oil production of the field with a relative low cost. The high performance, high rates of fluid, its applicability regarding directional and deep wells, its variable control and monitoring, between other advantages, have demonstrated that this system it's ideal for the field of our study. However its main disadvantage is the presence of a High voltage energy source.

Nowadays, the field being studied generates electricity in place using electrogen groups feeded with diesel fuel, raising the cost/benefit rate which opens the door to a study of generation in order to reduce the cost/benefit rate. The extraordinary conditions of the field represent a non-usual production performance in the Colombian territory, which makes it possible to the use of different generation systems with production gas of the light oil wells as fuel.

This project presents four scenarios contrasting technical and financial variables to determine which of the five possibilities (including diesel-electric generation) represents the best alternative to give electrical supply to the electric submergible pumps in the field, so that the use of production gas as a source of energy for the wells will be justified.

* Degree Project.

** Faculty of Physic-Chemical Engineering. Petroleum Engineering Program. Director: Engineer Erik Giovany Montes Páez.

INTRODUCCIÓN

La necesidad de invertir con el fin de recuperar capital e incrementar ganancias ha determinado el comportamiento del mundo moderno desde nivel micro hasta las macroempresas. Este comportamiento de alto riesgo, transforma las diferentes oportunidades en situaciones únicas que apremian la exigencia de la capacidad humana para optimizar todos los procesos, elevando la eficiencia de producción y los ingresos.

La industria petrolera, consistente con el concepto anteriormente descrito, se basa en un índice con el que se mide el costo requerido para producir un beneficio, sin embargo, este índice se ve opacado cuando se presenta la necesidad de realizar mayor inversión para recuperar menor energía con el paso del tiempo. Procesos como los métodos de recobro primario con levantamiento artificial y los procesos de recuperación secundaria, reducen este índice en gran medida, por lo que se hace cada vez más notoria la necesidad de optimizar los procesos de recuperación a un menor costo y menor energía.

Con este proyecto se pretende elevar el índice de costo/beneficio, justificando el desarrollo de la generación, lo que implica el uso de fuentes de energías desperdiciadas o perdidas durante el proceso de producción de crudo, dándole uso a la energía de inversión como suministro eléctrico o combustible. Para ello, se ha realizado un análisis técnico, con el fin de determinar si el volumen de gas de producción del campo de estudio es suficiente y posee las propiedades fisicoquímicas para ser utilizado para la generación eléctrica en sitio. Posteriormente se determinó la capacidad energética del gas por unidad de tiempo (BTU/hr) necesaria para alimentar los generadores de tal forma que me entregaran la potencia necesaria, evaluando su capacidad para la alimentación de las bombas electrosumergibles en campo. Finalmente se realizó un análisis financiero en el cual se comparan las inversiones necesarias

para la lograr la generación en tres escenarios diferentes con el fin de lograr los objetivos con las dos fuentes de suministro eléctrico más comunes en los campos colombianos, la generación eléctrica en grupos electrógenos con diesel como combustible y la alimentación eléctrica directamente de planta de suministro eléctrico regional.

Como parte fundamental de cualquier inversión se identificaron las falencias del sistema, por lo cual mediante un análisis gráfico de las curvas de declinación, se proyectó el comportamiento de la producción de gas, ya que se presenta como la mayor limitante de la generación contra el tiempo en el que se produzcan las tasas de gas suficientes para declarar viable el proyecto.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO

1.1 RESEÑA HISTÓRICA

Para Junio de 2009 la compañía operadora perfora el primer pozo P-01 en el bloque adjudicado en la región de los Llanos Orientales. El crudo producido fue de 11° API, con corte de agua del 98% y aporte total de fluido de 200 barriles en la primera semana de producción. Debido a las altas expectativas que se tenían en torno a este pozo y la errada decisión de no solicitar un servicio de *well testing*, se construyen, próximas al pozo, facilidades tempranas y subestimadas de producción, y se abandonan.

Posteriormente se continúa con los proyectos de exploración en el piedemonte llanero, enfocados en un nuevo campo ubicado aproximadamente a 7 kilómetros del pozo P-01 y a las facilidades tempranas (EPF), previamente construidas. Se da comienzo a la primera perforación con el pozo C-01. El pozo inicia producción el 31 de Diciembre de 2009 con perforados a una profundidad de 11840', el objetivo de la compañía es la producción de crudo mediano-pesado de aproximadamente 20° API, sorprendentemente del cual se tuvieron los resultados de la tabla 1.

Con el fin de reutilizar las facilidades construidas, se construyen 2 líneas de producción; una de 12" recolectora general y una línea de prueba de 6", para transportar el fluido producido hasta la estación. Buscando mejorar los tiempos de recuperación de la inversión, se perforan 2 pozos más en tiempo récord, con las mismas propiedades de producción, complicando la situación del EPF, debido a la poca capacidad que tenía de manejar otros pozos con el mismo patrón de caudal al C-01.

Como medida de rápida respuesta se instalan en el EPF, 28 tanques de almacenamiento adicionales con capacidad de 500 barriles, 6 *GunBarrels* de 5000 barriles por día y un *skimming tank* de capacidad de 500 Barriles.

Para finales de 2010 se decide continuar con la búsqueda de crudo mediano pesado, objetivo de la compañía. Con esto, se perforan 2 pozos más en el mismo campo, pero en diferente formación productora, C-04 y C-05. Los siguientes fueron los resultados:

Tabla 1. Propiedades pozo C-01

C-01	
Producción de Aceite Neto	16506 BOPD
BS&W	0.18 %
Caudal Fluido	17460.52 BFPD
Producción de Agua	31.6 BWPD
Salinidad	N/R
Gas	880.8 MSCFD
GOR	52.1 SCF/STB
API	43.3
Solidos	N/R
Frecuencia	Natural Flow
PIP	2775 PSI

Fuente. Compañía Operadora

Tabla 2. Propiedades pozo C-04

C-04	
Producción de Aceite Neto	3067.27 BOPD
BS&W	1.63 %
Caudal Fluido	3118 BFPD
Producción de Agua	50.82 BWPD
Salinidad	289 PPM CL
Gas	0 MSCFD
GOR	0 SCF/STB
API	19.8
Solidos	0.112 PTB
Frecuencia	52.6 Hz
PIP	442 PSI

Fuente. Compañía Operadora

Con los antecedentes de producción, la compañía Operadora decide explorar un nuevo campo en busca de resultados similares a los obtenidos. Los pozos exploratorios, junto con el C-5, se perforan en una nueva locación con diferentes objetivos. El segundo campo, que contiene únicamente el pozo Y-01, cumple con las expectativas de las empresa, con una producción aproximada de 10.000 barriles de crudo de 44° API y un corte de agua inferior al 0.5%. El campo de crudo pesado continúa en fase de exploración.

Tabla 3. Propiedades pozo C-05

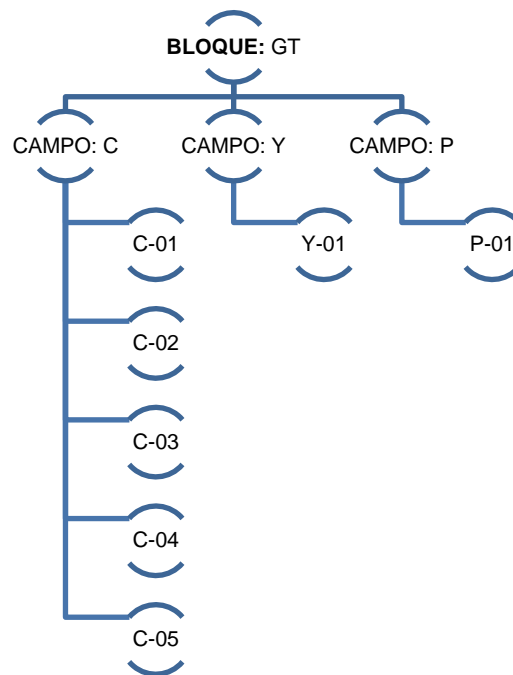
C-05	
Producción de Aceite Neto	2971.77 BOPD
BS&W	0.45 %
Caudal Fluido	2985.21 BFPD
Producción de Agua	13.43 BWPD
Salinidad	N/R
Gas	157.59 MSCFD
GOR	54.4 SCF/STB
API	19.7
Solidos	0.644 PTB
Frecuencia	62 Hz
PIP	797.6 PSI

Fuente. Compañía Operadora

Posteriormente se toma la decisión de convertir el pozo C-03 de productor de crudo liviano a crudo pesado, teniendo como objetivo la misma formación de los pozos C-04 y C-05. Los históricos de producción entregados por la empresa presentan una reseña en donde se aclara que por razones desconocidas no se ha puesto en producción este pozo ya que no ha recibido aporte de las zonas cañoneadas, por lo que se tienen instalada una memoria de registros de producción y será retirada a mediados de septiembre.

De acuerdo con lo anterior y las diferentes adjudicaciones que se le fueron entregadas a la compañía operadora, se tiene el siguiente esquema frente a la ANH representado en la figura 1.

Figura 1. Esquema frente a la ANH



Fuente. Compañía Operadora

1.2 LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL (Bomba Electrosumergible, BES)

El campo de estudio maneja un caudal de producción promedio de fluido total que oscila entre los 35000 BFPD y 45000 BFPD, revisando las cualidades de las formaciones productoras y los caudales descritos anteriormente, todos los pozos cumplen con los requisitos para la instalación de los sistemas de bombeo electrosumergible como sistema de levantamiento artificial.

El sistema se encuentra compuesto de 2 partes para su funcionamiento: El equipo de Subsuelo (BHA) y el sistema Eléctrico de Superficie.

1.2.1 Equipo de subsuelo

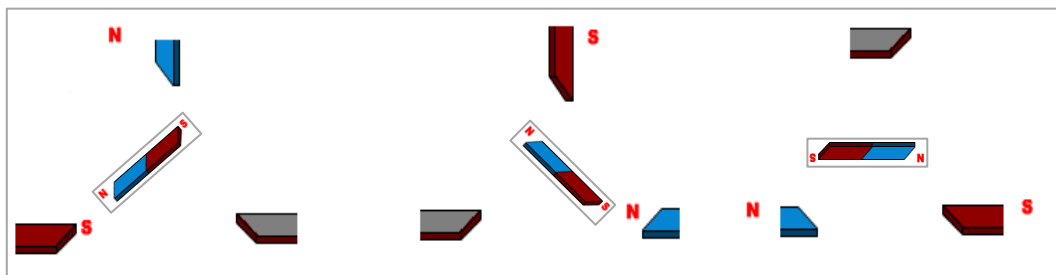
El equipo de subsuelo se divide en las siguientes partes:

a. Motor

Es un motor trifásico con diseño “Jaula de Ardilla”, que tiene un funcionamiento de inducción sobre dos polos. Su principio de operación se basa en el comportamiento del campo magnético cuando la corriente eléctrica fluye a través de un conductor, cambiando de acuerdo a la dirección del flujo de corriente.

En la presencia de un campo magnético y dos polos cargados, la ley de atracción de polos opuestos obligará a los polos a moverse en dirección opuesta a la del campo. Sin embargo, si se utiliza corriente alterna el comportamiento de este campo será de forma sinusoidal, obligando a los polos a reubicarse nuevamente. El motor de las bombas electrosumergibles trabajan con tres fuentes conductoras las cuales están desfasadas con el fin de que solo una vaya ocupando un valor referente en el cambio de la polaridad inducida por el flujo eléctrico (Positivo, Neutro, Negativo).

Figura 2. Cambio de Polaridad inducida por corriente alterna en 3 fuentes con fase diferente, y giro por ley de atracción de polos opuestos sobre un eje



Fuente. Modificado de Magnetic field lines en: “What are magnetic fields?”

El motor esta compuesto por el *housing* o revestimiento, estator, bobinado del estator y rotor.

En la figura 3 se presentan los componentes del motor de la bomba electrosumergible.

Figura 3. Componentes del motor (1.Housing, 2.Estator, 3.Bobinado, 4.Rotor)



Fuente. ISLAM, Moavim. Use of Electric Submersible Pumps (ESPs) in Oil and Gas Production Facilities. Washington, D.C., 2005. (Modificado)

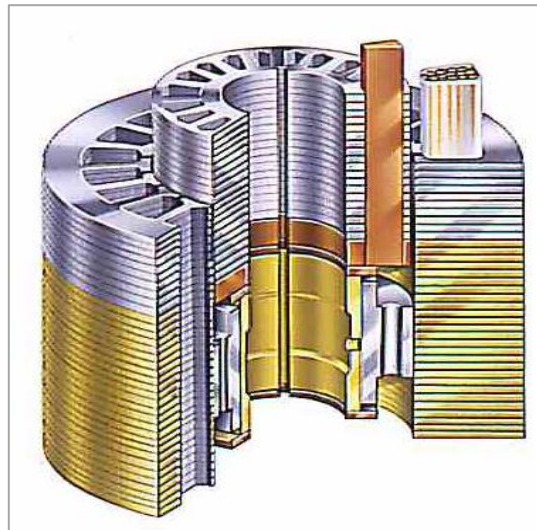
El estator se construye con laminadas de acero o bronce compactadas a presión, que poseen unas ranuras para poder ser bobinadas con los alambres correspondientes a las 3 fases de la bomba. El rotor por su parte está compuesto de manera similar con un diámetro menor, con barras de cobre ubicadas dentro de las diferentes ranuras y con la libertad de poder girar dentro del estator. El eje en su parte interior incluye un eje de transmisión.

b. Protector

El protector cumple diferentes funciones dentro de la bomba, la principal y más importante es evitar el ingreso de fluidos del pozo al motor, protegiéndolo de diferentes daños. Dentro de los tipos de protector se encuentra el laberinto, el cual con ayuda de la diferencia de densidades ayuda a mantener separados los fluidos del pozo del aceite del motor. Otro tipo de protector es el elastómero o sello positivo, el cual es una barrera física para aislar los diferentes fluidos. Estos

dos tipos de protector pueden ser combinados con el fin de realizar mejoras de acuerdo a las condiciones de los pozos.

Figura 4. Rotor y Estator de una bomba electrosumergible



Fuente. ISLAM, Moavim. Use of Electric Submersible Pumps (ESPs) in Oil and Gas Production Facilities. Washington, D.C., 2005. (Modificado)

c. Intake

Es un dispositivo el cual permite el ingreso de los fluidos del pozo hacia la bomba para posteriormente ser producidos. Normalmente es empacado con una malla para evitar el arrastre de sólidos dentro de la bomba.

d. Bomba

Su función es transmitir la energía generada por el motor al fluido del pozo. Estas bombas poseen varios niveles de etapas de acuerdo a las necesidades del pozo, y cada etapa está compuesta por un impulsor y un difusor. Una vez el fluido ha entrado a la bomba la primera etapa toma el fluido imprimiéndole velocidad, la cual ayudará al difusor a impulsar el fluido hacia arriba y así sucesivamente a través de cada etapa para garantizar una presión de descarga

que desplace los fluidos hasta superficie. Las etapas se clasifican según la forma en la que el fluido se transmite del impulsor al difusor, si la transmisión se realiza en un ángulo de 90° se clasifica como flujo radial, y si la transmisión se realiza con un ángulo de 45° se clasifica como flujo mixto.

Figura 5. Impulsor y Difusor de una etapa para Bombas Electrosumergibles



Fuente. Compañía Operadora

1.2.2 Equipo de Superficie

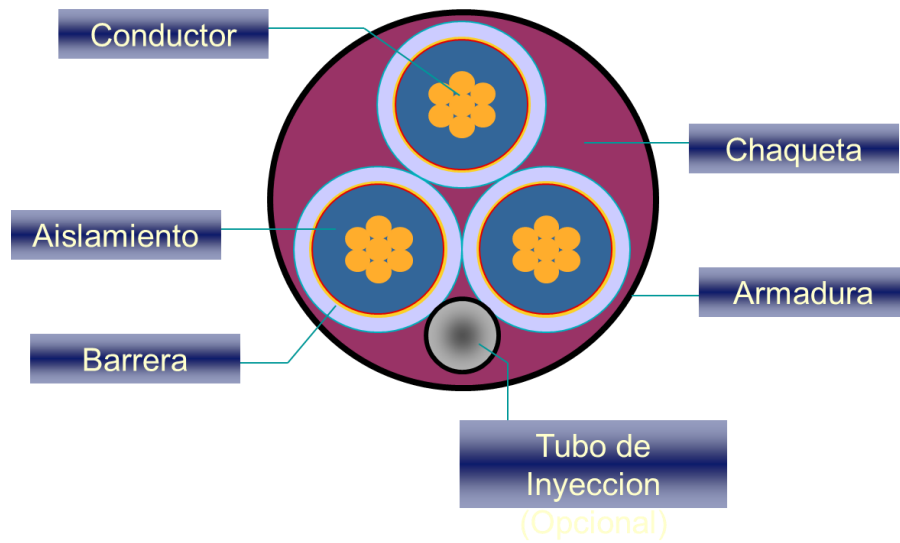
Con el fin de comunicar el equipo de subsuelo con el de superficie en donde se genera la energía eléctrica, se utilizan los siguientes componentes:

a. Cable de Potencia

Es el medio de alimentación eléctrica del motor de fondo con la potencia generada en superficie. Estos cables son escogidos teniendo en cuenta diferentes propiedades físicas y eléctricas como: Capacidad eléctrica, dimensiones del cable y pozo, resistencia del material a condiciones de subsuelo, etc. Principalmente el cable de potencia posee 5 componentes indispensables:

La figura 6 presenta los componentes de un cable de potencia por el cual se entrega la energía eléctrica al motor.

Figura 6. Componentes del cable de potencia



Fuente: Bombeo Electrosumergible, Curso Básico. SLB

Funciones de los diferentes elementos que componen el cable de potencia:

- ✓ Conductor: Encargado de transmitir la energía eléctrica
- ✓ Aislamiento: Primera cubierta sobre el conductor evitando pérdidas en el medio.
- ✓ Barrera: Ofrece la resistencia a la temperatura del subsuelo
- ✓ Chaqueta: Mantiene los componentes del cable reunidos y protegidos de otras propiedades del pozo.
- ✓ Armadura: Ofrece la mayor protección al daño debido al fuerte ambiente de trabajo en la instalación de las bombas.

b. Sistema de Control y Monitoreo

Para conocer las diferentes condiciones y variaciones de las propiedades del pozo y el comportamiento operativo del equipo electrosumergible, a la bomba electrosumergible se le han añadido sensores de fondo. Estos sensores permiten llevar un registro de los datos más importantes con el fin de evaluar el desempeño de la bomba.

El control y monitoreo se realiza a través de un sensor de fondo, telemetría y variador. Los sensores instalados están conectados al motor a través de un adaptador, recibiendo potencia eléctrica del motor y tráfico de información por señal digital a superficie donde es recibida por un variador/controlador. Este equipo extrae los datos y señales enviadas desde fondo, controlando las velocidades de operación o giros (Hz) y corriente suministrada de manera manual o automática, ofreciendo una pantalla de visualización sobre las variables operativas de la bomba como: PIP (*Pump Intake Pressure*), presión de descarga, temperatura del motor, temperatura de entrada, vibración, fugas de corriente y caudal. Una de las grandes ventajas del sistema se puede brindar gracias a la nueva tecnología, ofreciendo sistemas de Tele Monitoreo o monitoreo remoto, ofreciendo mayor control de parámetros sin la necesidad de estar en campo.

Con el diseño de la bomba se simula el comportamiento de esta a condiciones normales de operación, esto se realiza a través de un gráfico el cual expresa las curvas de comportamiento del sistema. Realizando una comparación entre el monitoreo y lo establecido por la empresa que suministra la bomba se puede determinar las cualidades del rango de operación.

c. Fuente Eléctrica

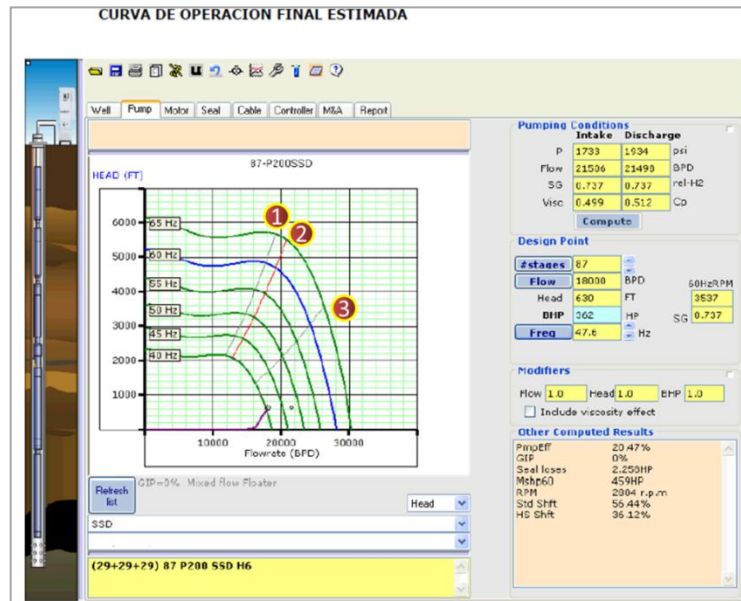
Para el suministro de la fuente eléctrica es necesario disponer aproximadamente de 50 a 2000 KVA, estos pueden ser obtenidos directamente del sistema eléctrico regional o puede ser generado en campo.

Se pueden encontrar diferentes formas de generación, como es el uso de motor de combustión interna y turbinas, en el campo GT se encuentra motores de combustión interna alimentados con diesel adaptados a generadores eléctricos con principio de campo electromagnético, un equipo de estas cualidades recibe el nombre de Grupo Electrónico.

Dependiendo del tamaño de la bomba, la cantidad de motores y etapas, el fluido de producción y la profundidad a la cual fue instalada la bomba, el

consumo eléctrico varía según estas propiedades. Se encuentran bombas que manejan desde 30 amperios hasta 170 amperios.

Figura 7. Curva de operación de un sistema BES (1.DownStream 2.Rango de operación 3.Upstream)



Fuente. Corrida diseño Bomba Electrosumergible Pozo Y-01

1.2.3 Consumo Eléctrico de los Sistemas Electrosumergibles

Una vez se realizan los diseños operativos de las bombas electrosumergibles los cuales cumplen con las propiedades y comportamiento de los fluidos y condiciones del pozo, se realizan las “Corridas” o parámetros de operación simulados y estimados de las bombas, las cuales deben tener un comportamiento similar durante la producción con este sistema de levantamiento. Con el fin de realizar un análisis de sensibilidad respecto al comportamiento de la bomba se evalúan estos parámetros: Frecuencia, Flujo, PIP, P_{fw}, Drawdown, KVA y temperatura de motor. Normalmente estos valores son calculados con el programa AutoGraph.

Tabla 4. Análisis de Sensibilidad para un sistema BES

Gravedad API: 43°			IP: 22 BPD/psi			Corte de agua: 10%			
Freq (Hz)	Flow (BPD)	PIP (psi)	Pperfs (psi)	Drawdown (%)	MtrLoad (%)	MtrA (A)	SurfKVA	SurfV (V)	Mtemp
43	16686	1796	3872	16%	37%	72.0	325	2605	276
44	16976	1782	3859	17%	39%	74.0	345	2689	277
45	17263	1768	3846	17%	41%	76.0	366	2775	279
46	17554	1754	3833	17%	43%	78.1	387	2862	280
47	17844	1741	3820	18%	45%	80.3	410	2951	281
47.6	18014	1733	3812	18%	46%	81.6	425	3005	282

Fuente. Corrida diseño Pozo Y-01. Baker Hughes.

Este análisis se realiza con el fin de predecir el comportamiento de la bomba con el cambio de una de las variables anteriormente mencionadas.

1.2.4 Consumo de diesel en generación

El consumo de diesel en campo se debe a la ausencia de fuentes de energía eléctrica en la zona o sus cercanías, por ende se requiere la generación de esta para diferentes necesidades operacionales. La generación eléctrica alimentada con diesel se realiza a través de grupos electrógenos, estos están compuestos de un motor de combustión interna que cumple la función de mover un generador de energía eléctrica.

Estos dispositivos funcionan 24 horas al día, por lo tanto requieren de suministro de combustible constante y para ello se disponen de tanques de almacenamiento de Diesel de 500 Bbl en las cercanías a los generadores.

En la figura 8 se puede observar el grupo electrógeno correspondiente al pozo Y-01, en este se evidencian sus componentes; motor de combustión de interna y generador eléctrico inducido.

Figura 8. Grupo Electrónico Pozo Y-01



Fuente: Compañía Operadora

Como se mencionó anteriormente la ubicación distante de las zonas de población, dificultan el suministro eléctrico, obligando a la generación eléctrica en sitio y el transporte del combustible necesario para cumplir con este fin, esto se lleva a cabo a través de carrotanques. Los carrotanques son cargados en las estaciones de servicio o de despacho con aproximadamente 235 Bbl de combustible Diesel, que tienen como destino las diferentes locaciones del campo productor.

Figura 9. Tanque de 500 Bbl para el almacenamiento de Diesel



Fuente: Compañía Operadora

Las tres locaciones del campo tienen diferentes características de generación y consumo eléctrico, la locación principal es la facilidad EPF, en la cual no se necesita de la alimentación eléctrica para el bombeo electrosumergible debido a la ausencia de pozos productores, y solo utiliza generadores para el consumo humano como lo es el uso de alimentación eléctrica de casetas (Aire acondicionado, televisores, computadores, etc.), el funcionamiento de compresores de aire para la operación de los equipos de tratamiento de crudo (PCV) y el alumbrado perimetral. La Locación 1 posee 2 tanques de almacenamiento de diesel y 4 pozos productores de los cuales 2 son productores de crudo liviano con bombeo electrosumergible (C-01 y C-02), uno se encuentra cerrado para ser cambiado de productor de crudo liviano a pesado (C-03), y otro pozo productor de crudo pesado con bombeo electrosumergible (C-04), de igual manera esta estación posee alumbrado perimetral. La Locación 2 posee dos tanques de almacenamiento de diesel y tres pozos, de los cuales uno de ellos es productor de crudo liviano en flujo natural (Y-01), otro es productor de crudo pesado (C-05), esta locación también posee alumbrado perimetral.

En la tabla 5 se encuentra el consumo de diesel diario por cada bomba electrosumergible en cada pozo para el mes de Enero del año en curso.

Tabla 5. Consumo diario de Diesel por Locación y por pozo promedio para el mes de Enero 2012

Ubicación	Galones Consumidos	Pozos	Galones por Pozo
EPF	649	-	-
Locación 1	2887	C-01	1085
		C-02	1107
		C-03	703
		C-04	695
Locación 2	698	C-05	698
		Y-01	Natural Flow

Fuente. Compañía Operadora

Para los pozos productores de crudo pesado se puede estimar un consumo promedio de 696 galones por cada día de producción continua con caudales entre 1500 y 2000 BFPD por día. Para las bombas de crudo liviano se evidencia un alto consumo de diesel superior a 1000 galones por día directamente proporcional a los caudales producidos por estos pozos, que oscilan cerca de los 20000 BFPD. Sin embargo, el cambio de los consumo de diesel puede verse sujeto a los niveles de producción de agua, debido a que el fluido a levantar va a ser mucho más denso y por lo tanto pesado, obligando al motor a aumentar el consumo de energía eléctrica y de ser necesario de diesel.

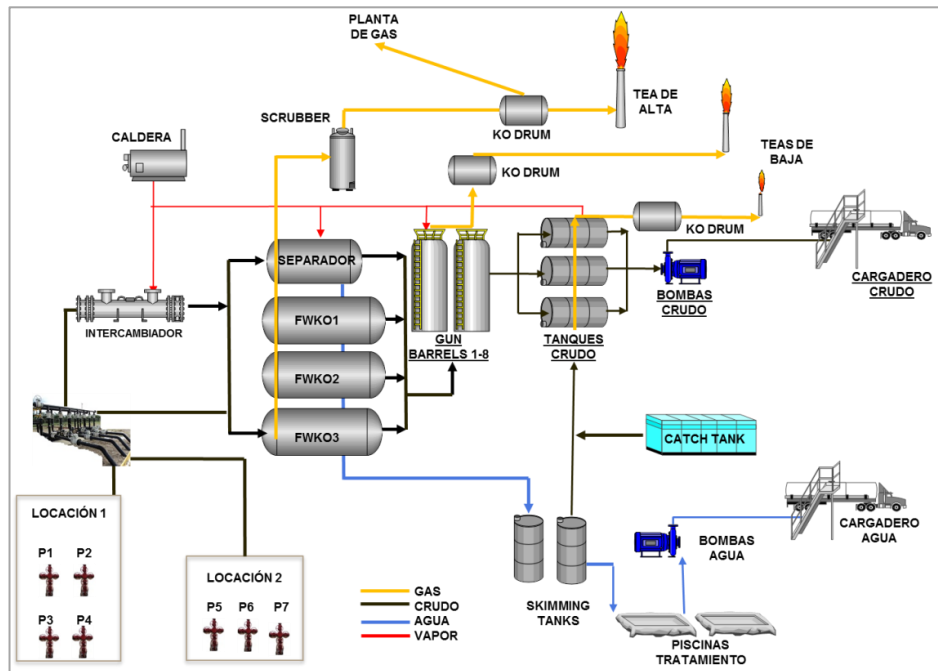
1.3 FACILIDADES DE SUPERFICIE

A continuación se presenta un esquema somero de las facilidades (Figura 10), las locaciones del bloque y sus respectivos pozos, para una descripción mas detallada de las facilidades revisar el Anexo A.

El sistema se puede dividir en dos categorías, el proceso de crudo liviano y el de pesado. Para el crudo liviano se presentan características similares entre los pozos, los cuales desde cabeza de pozo fluyen por una línea de 6" hasta el manifold de recolección de crudos livianos, que tiene una línea de prueba de 6" y una general de 12" y se encuentra ubicado a las afueras de la Locación 1, de aquí estos continúan su recorrido hasta el EPF. Para el proceso de crudo pesado, los pozos fluyen en cabeza por línea de 6" y posteriormente chocan y fluyen individualmente por una línea de 4.5" hasta un manifold recolector de crudos pesados ubicado en el EPF que tiene una línea de prueba de 6" que se dirige al Intercambiador de Calor #1 y una línea de 12" de recolección general que se dirige al Intercambiador de Calor #2.

En la figura 10 se puede observar la configuración de las facilidades de superficie del bloque GT, donde se presenta el trayecto de llegada del fluido de cabeza de pozo y los diferentes recorridos que realizan los fluidos posterior a su separación.

Figura 10. Diagrama del Proceso de producción en el EPF



Fuente: Los Autores

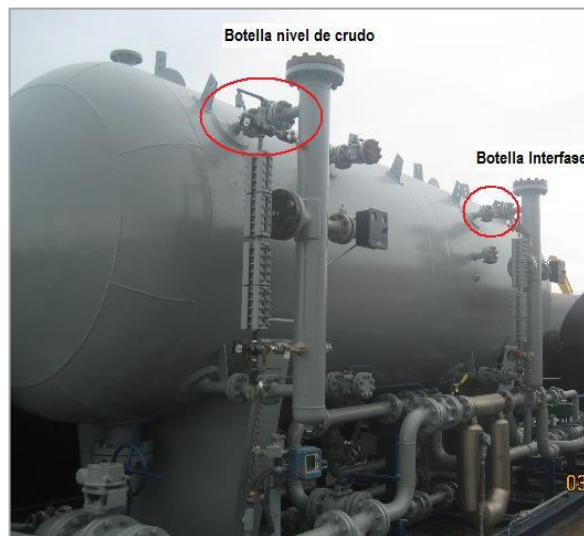
1.3.1 Sistema de Pruebas de Pozo (TREN 1)

Para el cálculo del potencial de cada pozo y conocer el aporte real de fluidos, se necesita realizar una prueba de producción a cada pozo de forma individual y frecuente, de esta forma se conoce las diferentes propiedades de los pozos como: caudal de aporte total, producción de aceite neto, producción de agua, caudal de gas, S&W, GOR y el comportamiento de estas propiedades en el tiempo. Estas pruebas se realizan con el fin de conocer el comportamiento de cada pozo para distribuir la producción general del campo, como una exigencia del Ministerio de Minas y Energía y la Agencia Nacional de Hidrocarburos, en los diferentes reportes diarios exigidos por estos entes.

El pozo que se encuentra en prueba arranca su recorrido desde cabeza de pozo y toma la línea de 6" respectiva para el proceso de crudo liviano o pesado y para este ultimo caso el Intercambiador de Calor #1, las líneas de prueba se encuentran antes de la entrada al separador trifásico de prueba (Figura 11).

Este separador trifásico, como su nombre lo indica, divide el aporte de pozo en 3 fluidos, Gas, Crudo y Agua, cada fluido tiene su salida específica de 4.5", para el caso del gas se tienen dos salidas, una de producción y una salida de despresurización de seguridad.

Figura 11. Separador Trifásico de Prueba



Fuente: Compañía Operadora

El agua continúa su proceso a los *skimming tanks* horizontales 1 y 2 (Figura 13), en los cuales se realiza el proceso de desnatado y recuperación de crudo, el agua posteriormente se desaloja de los tanques a las piscinas de tratamiento donde se mide el nivel de cloruros del agua y donde se hace la última recuperación de crudo al agua con un camión de vacío, antes de ser despachada a una estación cercana para un proceso adicional.

El crudo una vez separado recibe un tratamiento con vapor dentro de los *Gun Barrels* 01 y 02 cuando la prueba se realiza para crudo liviano, y el *Gun Barrel* 08 para el crudo pesado, esto con el fin de mejorar la separación de emulsiones tratada con inyección de química y el agua dispersa dentro del crudo.

Posteriormente a que el crudo atraviese el Gun Barrel, se recibe en tanques de almacenamiento de 500 barriles (Figura 13), en donde es fiscalizado y medido de manera estática.

El gas recuperado en el separador trifásico es producido y fluye a través de un *scrubber* vertical, con el fin de recoger condensados, posteriormente pasa por un *Knock Out Drum* horizontal y redirigido a una tea de quema y venteo de gas, este sistema es especificado en la sección 1.4.

Figura 12. Gun Barrel



Fuente: Compañía Operadora

Figura 13. Tren de Prueba (Tren 1)



Fuente: Compañía Operadora

1.3.2 Sistema de Tratamiento de Crudo Liviano (TREN 2)

El crudo liviano aplica para los pozos C-01, C-02 y Y-01 productores actuales de crudo con una gravedad API promedio de 43°, el flujo de estos pozos arrancan en cabeza de pozo y se reúnen en el manifold de crudo liviano a las afueras de la Locación 1, de aquí continúan por una línea de recolección general de 12" (6.5 Kilómetros) hasta el EPF donde son dirigidos a los *Free Water Knock Out* 1 y 2 debido a su alto corte de agua. Estos dispositivos tienen el mismo principio de funcionamiento que los Separadores Trifásicos con el fin de manejar mayor cantidad de agua. Una vez el fluido de producción del pozo es separado por el FWKO en sus tres componentes (Agua, Crudo y Gas) el agua es transportada a los *Skimming Tanks* Verticales (Figura 5), y posteriormente a las piscinas de tratamiento.

El crudo pasa de los FWKOs a los Gun Barrels 03, 04, 05 y 06. Donde también reciben tratamiento con vapor para la formación de parafinas y desemulsificación. El crudo separado en el interior de los *Gun Barrels* continúa fluyendo hasta los 14 tanques de almacenamiento del Tren 2.

Figura 14. Skimming Tanks Verticales



Fuente: Compañía Operadora

El gas que se libera en los FWKOs 1 y 2 es recolectado por una línea de 4.5" que se une a la línea de salida de gas del separador de prueba y al FWKO de Crudos Pesados en un anillo de recolección. Este gas fluye por el *scrubber* vertical y después por el *Knock Out Drum* horizontal para la quema de gas de Alta. El gas que se libera en los *Gun Barrels* es recolectado y se pasa por un *Knock Out Drum* Horizontal con el fin de recolectar condensados y no ser quemado en la tea de Media.

1.3.3 Sistema de Tratamiento de Crudo Pesado (TREN 3)

El sistema de crudo pesado se aplica para los pozos C-03, C-04 y C-05 que fluyen con un API promedio de 20°. Estos pozos productores de crudo pesado fluyen a través de líneas de flujo en cabeza de 6" y posteriormente utilizan líneas de 4.5" de diámetro, roscadas y tendidas desde cabeza de pozo hasta el manifold de crudos pesados en la estación EPF (14 Kilómetros). Estos pozos son recibidos en el FWKO 3 debido a su poco caudal de aporte y la alta capacidad de manejo de los FWKOs (30.000 barriles por día). Una vez separada el agua libre del pozo, se recibe en los *Skimming Tanks* Verticales y posterior al desnate de crudo, es dirigida a la piscina 1. El crudo fluye hasta los *Gun Barrels* 07 y 08 donde se retiene el crudo para una mejor separación debido a su alta viscosidad y problemas en su fiscalización. El crudo pesado es recibido en los tanques de almacenamiento del Tren 3 donde se dejan reposar, para la liberación del gas atrapado que ocasiona el nivel de espuma en los tanques y una mala lectura al momento de fiscalización del crudo. Este gas es recolectado de los tanques de la estación y es quemado en una tea de baja.

1.4 SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE GAS

Debido a los cambios de presión, temperatura y turbulencia que sufre el crudo a través de todo el sistema de transporte y tratamiento, se presenta la separación de gas. Con el fin de operar los equipos es necesario controlar el

gas y su caudal de producción, buscando la mayor estabilidad durante el tiempo de operación. El sistema de recolección de gas está dividido en tres secciones: Gas de Alta, Gas de Media, y Gas de Baja.

1.4.1 Gas de Alta

La mayor separación de gas se produce en el primer equipo de recibo donde comienza la separación de las fases en grandes cantidades, este lugar es el separador de prueba o el FWKO según el caso. La presión en los FWKOS oscila entre 20 y 40 psi y siempre menor a la presión en cabeza, por lo cual se necesita la presencia de gas para ocasionar el desplazamiento por presión entre este primer equipo y el *Gun Barrel*, obligando al crudo a su desplazamiento.

Figura 15. Equipo FWKO. Líneas de Gas (Amarillas), Línea de Agua (Azul) y Línea de Crudo (Verde)

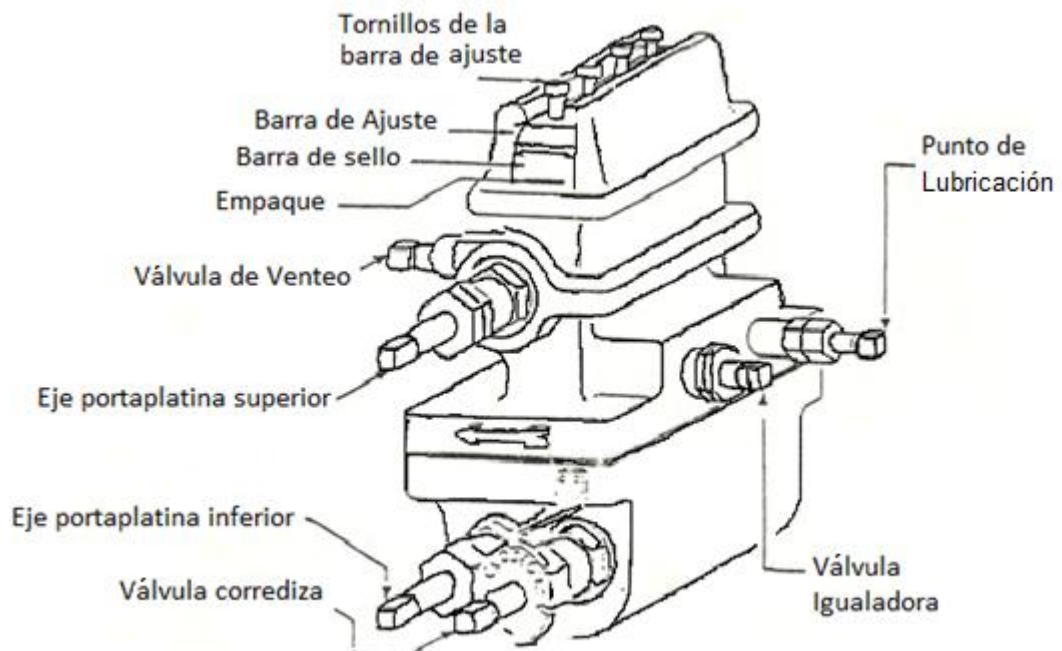


Fuente: Compañía Operadora

El gas al ser separado se desplaza dentro del FWKO por la parte superior del equipo, manteniéndolo presionado desplazando el crudo y el agua por la parte

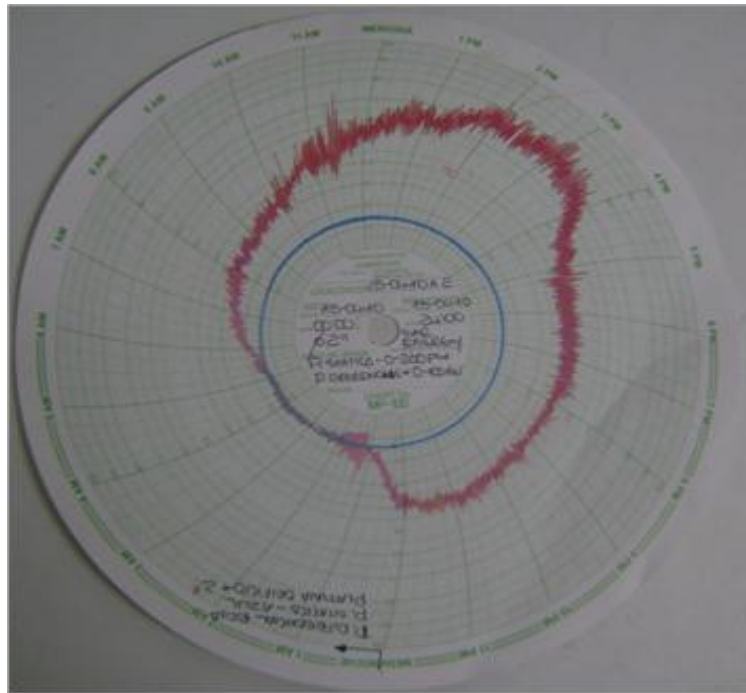
inferior del equipo, en la figura 6 se puede evidenciar las líneas de salida del gas en amarillo y ubicadas en la parte superior, la línea ubicada al final del equipo es la línea de salida nominal de gas en un diámetro de 6", como medida preventiva el equipo posee una línea de alivio de 4.5" para la presurización del FWKO o separador con válvulas PSV (*Pressure Setting Valve*) en la parte media superior. Por la salida nominal del gas se encuentra una PCV (*Pressure Control Valve*) la cual despoja el gas de manera controlada y en baches presurizados generando diferencial de presión para el desplazamiento del crudo. El gas de los FWKOs es medido a través de un Medidor de Orificio marca DANIEL de Tipo Senior (Figura 7), dejando un registro diario en una Carta para Registrador Barton (Figura 8) y se realiza un cálculo de la cantidad de gas en el programa AGA (Figura 9), este procedimiento de cálculo está avalado por el Ministerio de Minas y Energía para el cálculo de Gas de Producción.

Figura 16. Medidor de Orificio Marca DANIEL tipo Senior



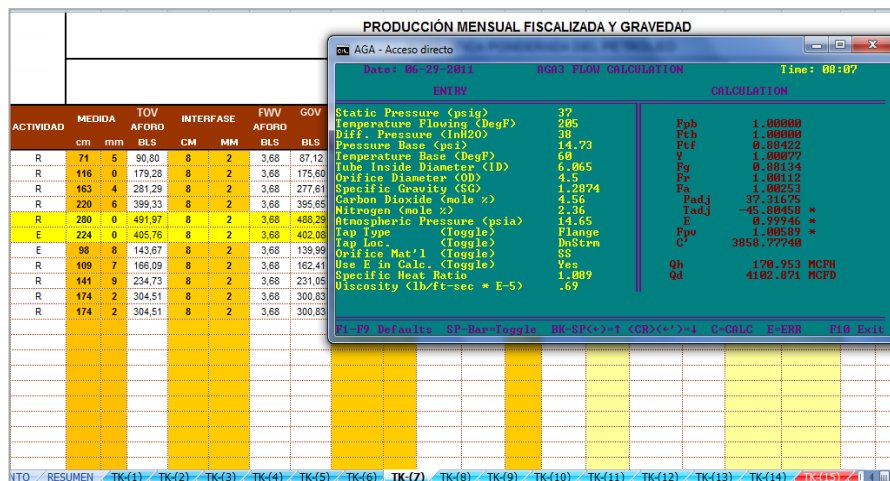
Fuente: Compañía Operadora

Figura 17. Carta Diaria de Presión de Operación Registrador Barton



Fuente: Compañía Operadora

Figura 18. Pantallazo Programa AGA



Fuente: Compañía Operadora

En el caso del separador trifásico, utilizado para sistema de pruebas, el gas es medido en un medidor de flujo másico Coriolis (Figura 10), entregando una

lectura mucho más precisa del flujo de gas comparado con el sistema implementado en el FWKO.

Figura 19. Medidor de flujo Másico Coriolis



Fuente: Compañía Operadora

Una vez el gas abandona los equipo se recolecta en un anillo general para los FWKOS 01, 02, 03 y separador de prueba, debido a la similar presión de operación entre los equipos no se produce un choque a la salida de gas de cada equipo logrando sin ningún problema un flujo uniforme hacia el *Scrubber* vertical general.

Figura 20. Scrubber Vertical



Fuente: Compañía Operadora

Los condensados decantados en el fondo del *scrubber* son recibidos en un tanque de producción del tren 1 y se mezcla con el crudo liviano recibido en este tren. El gas continúa su trayecto hacia la zona de Teas, donde se encuentra con un *Knock Out Drum* horizontal (Figura 12), con placas de coalescencia a la entrada del flujo, garantizando un gas más seco. Una vez el gas abandona el KOD se presenta un bifurcación en las líneas de gas hacia las teas, en donde una es una de las salidas que alimenta las *Vapor Recovery Units* (Figura 13) con las cuales el gas se transporta hasta una planta de tratamiento de gas en una estación *Complete Production Facilitie* cercana. La otra bifurcación alimenta las teas de quema de gas.

Figura 21. Knock Out Drum Horizontal



Fuente: Compañía Operadora

Figura 22. Unidades Recuperadoras de Vapor



Fuente: Compañía Operadora

El gas continúa un recorrido de 100 metros en línea recta hasta la zona de teas para la quema del gas, en este espacio se encuentran dos recolectores de condensados para líneas. El gas sigue su trayecto hasta la tea de alta, la cual posee un diámetro de 6" en donde se quema la mayor cantidad de gas producido.

Figura 23. Recolectores de condensado y Tea de alta de 4,5



Fuente. Compañía Operadora

1.4.2 Gas de Media

El sistema arranca en los equipos *Gun Barrels*, los cuales están compuestos por dos recipientes; el primero es la bota de gas: una vez el crudo a dejado el *FWKO* o separador, entra por la parte inferior de la bota y subiendo por la tubería interna choca con un deflector con forma de sombrero chino, separando el gas por fuerzas de dispersión en donde este continúa en ascenso y la fracción líquida desciende al fondo de la bota para seguir al siguiente recipiente. En el segundo recipiente el fluido es inyectado por un dispersor dentro de un colchón de agua, en donde las propiedades de coalescencia y decantación del agua obligan a un mejor rompimiento de las emulsiones que al mismo tiempo reciben tratamiento térmico con vapor. Por diferencia de

densidades el crudo asciende a la parte superior del recipiente donde alcanza un límite de rebose para continuar su trayecto hacia los tanques de almacenamiento de crudo. El gas que aún se separa de esta parte del proceso presuriza ligeramente el Gun Barrel por que este recipiente posee una salida de alivio de gas en la punta más alta del equipo.

Figura 24. Gun Barrel



Fuente: Compañía Operadora

El gas saliente de la bota se encuentra con la línea de gas del *Gun Barrel*, descendiendo y continuando su trayecto hacia el *Knock Out Drum* para el gas de media y posteriormente hacia la tea de media. Esta facilidad permite la recolección de condensados, los cuales serán añadidos al proceso y se tendrán en cuenta en el balance de materia de la estación y ante el ministerio de minas como crudo recuperado.

1.4.3 Gas de Baja

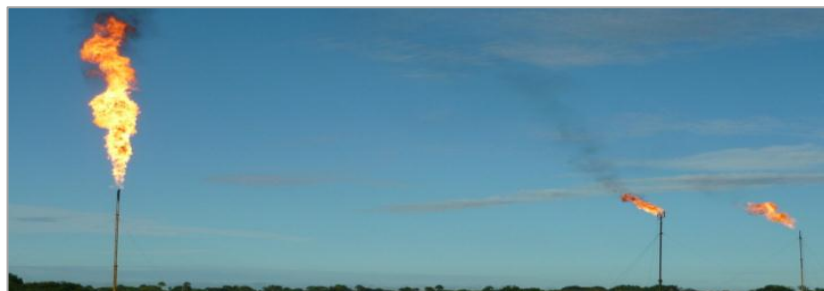
El gas que es dado de baja, es el gas que es liberado en los tanques de almacenamiento de crudo, ya que no es de gran volumen y tampoco lo suficientemente representativo para ser contabilizado, por que este gas es de menor caudal pero de igual manera necesita ser recolectado y tratado para poder ser quemado. En la parte superior de los tanques de almacenamiento se encuentran dos escotillas, una de ellas es utilizada para la medición estática y fiscalización del crudo y la otra es la de escape de gas, por lo que una línea recolectora de gas para cada arreglo de tanques es ubicada en esta con el fin de dirigir el gas hacia un *Knock Out Drum* para la recolección de condensado y posteriormente es redirigido en una línea de 4.5" hacia las zona de teas donde es quemada en una Tea de 3 ½".

Figura 25. Líneas de recolección de gas de tanques y Knock Out Drum para gas de Baja



Fuente: Compañía Operadora

Figura 26. Zona de Teas, Tea de Alta, Media y Baja de izquierda a derecha

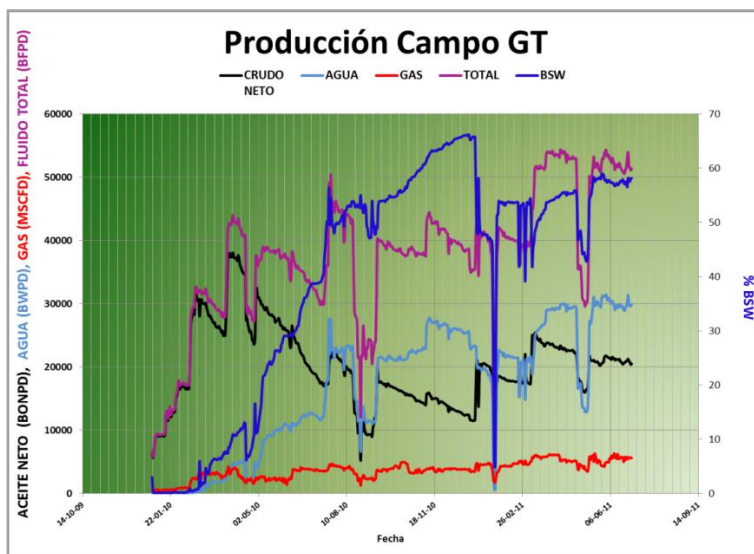


Fuente: Compañía Operadora

1.5 DATOS HISTÓRICOS DE PRODUCCIÓN

Los pozos del bloque han sido puestos en producción progresivamente, de tal manera que el aumento en la producción general de campo ha sido acorde a la perforación. Con la siguiente gráfica se muestra el comportamiento del campo. En la gráfica se evidencia el descenso de la producción del campo, por el incremento del corte de agua, un error en los cálculos desarrollados por el departamento de yacimientos y una política de aumento de la tasa de retorno de la inversión, provoca el fenómeno de conificación de los pozos de crudo liviano al sugerir el encendido de las bombas electrosumergibles instaladas desde el completamiento inicial del pozo, reduciendo drásticamente la producción de crudo e incrementando el corte de agua, por la cercanía del nivel de contacto agua aceite.

Figura 27. Histórico de Producción del Campo



Fuente: Compañía Operadora

Los pozos que se afectaron con esta decisión fueron los principales C-01, C-02 y C-03, productores de crudo liviano, corte de agua aproximadamente de 18%, aporte entre los 15000 BFPD y 22000BFPD y posteriormente pudieron

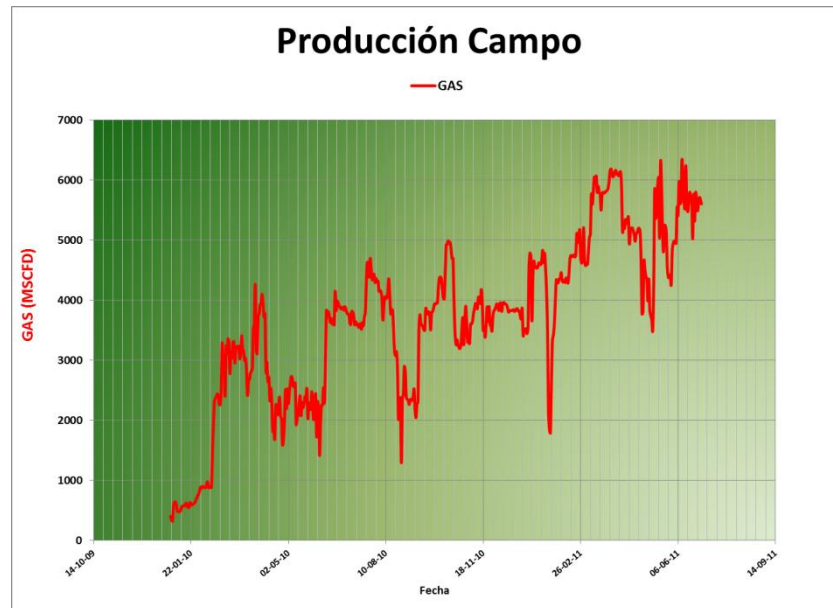
mantener su aporte total de fluidos, pero el corte de agua alcanza el 70% en promedio para los 3 pozos de la misma formación productora. Este valor se ve alterado en la gráfica ya que los pozos productores de crudo pesado, que poseen S&W por debajo del 8% mantienen la media del S&W del campo por debajo en un 15% menor a estos pozos. Este comportamiento se puede observar en el transcurso del mes de mayo hasta la actualidad.

1.5.1 Producción de Gas

A medida que se continúa con la campaña de perforación, se hace notoria la inclusión de los nuevos pozos perforados y por tanto el incremento del aceite producido, ya sea crudo liviano o pesado. Teniendo en cuenta la alta pendiente en las curvas de declinación en los primeros meses de producción, en los últimos meses se puede encontrar mayor estabilidad de la producción, llevando al campo a un régimen de producción continua y estable. Sin embargo, la producción de fluidos totales se presenta inestable, ya que los altos cortes de agua y los diferentes inconvenientes operacionales de los pozos pueden generar ligeros decrementos en la producción de aceite y drásticos cambios en el aporte total de fluidos. Con el desarrollo del campo se ve el incremento progresivo de la producción de gas más detalladamente cuando se realiza la inclusión del pozo Y-01, que es un pozo productor de crudo liviano con gravedad API de 43°, y por tanto más propenso a la producción de componentes livianos y gas. En la figura 28 se evidencia detalladamente el comportamiento de la producción de gas.

Cabe notar que el gas que se registra como gas producido es el gas de alta, el gas que se separa en los FWKOs y el separador trifásico, los cuales son registrados con el medidor Coriolis y el Medidor de Orificio.

Figura 28. Producción de Gas de Campo



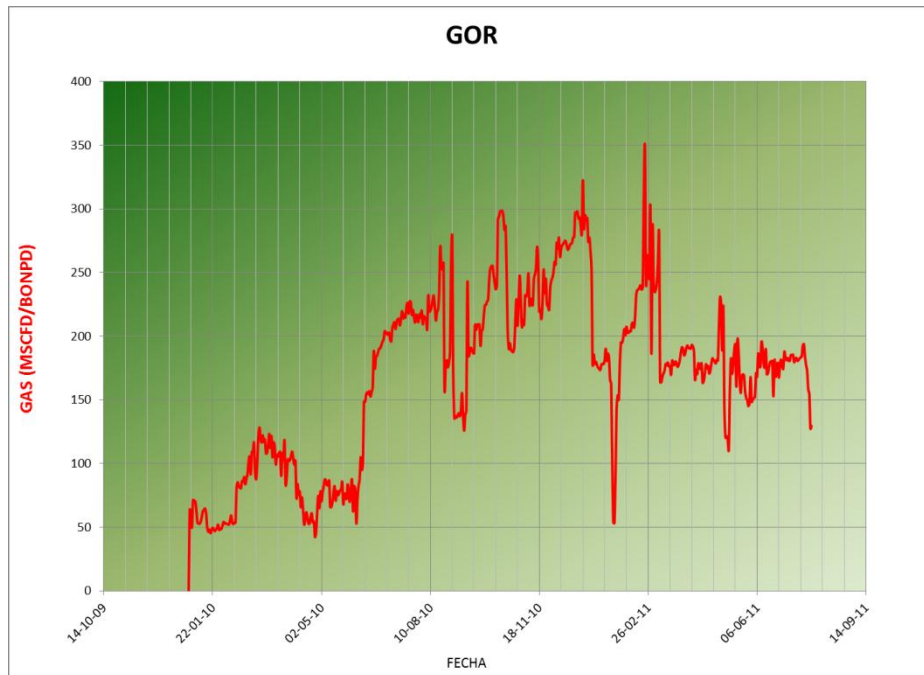
Fuente. Compañía Operadora

Para los sistemas de gas de media y baja no hay ningún dispositivo con el que se pueda registrar el gas separado en los equipos correspondientes o en el trayecto a la tea.

Como es de conocimiento nacional, los problemas de orden público afectan la continuidad de la producción de los campos petroleros, en especial si los campos están en desarrollo y no hay licencia ambiental ni capital para la construcción de un oleoducto, por lo que la dependencia del transporte de crudo por medio de carrotanques hace vulnerable el sistema de producción, limitando a la capacidad de almacenamiento en este tipo de situaciones. Como se puede evidenciar en la gráfica 2, la producción de gas tiene diferentes altibajos coincidentes con los cierres de pozos necesarios a las situaciones de orden público presentadas en los dos últimos años de producción o intervenciones a pozos.

En la figura 29 se puede estudiar el comportamiento de la relación gas – aceite en el campo.

Figura 29. Comportamiento relación Gas-Aceite



Fuente. Compañía Operadora

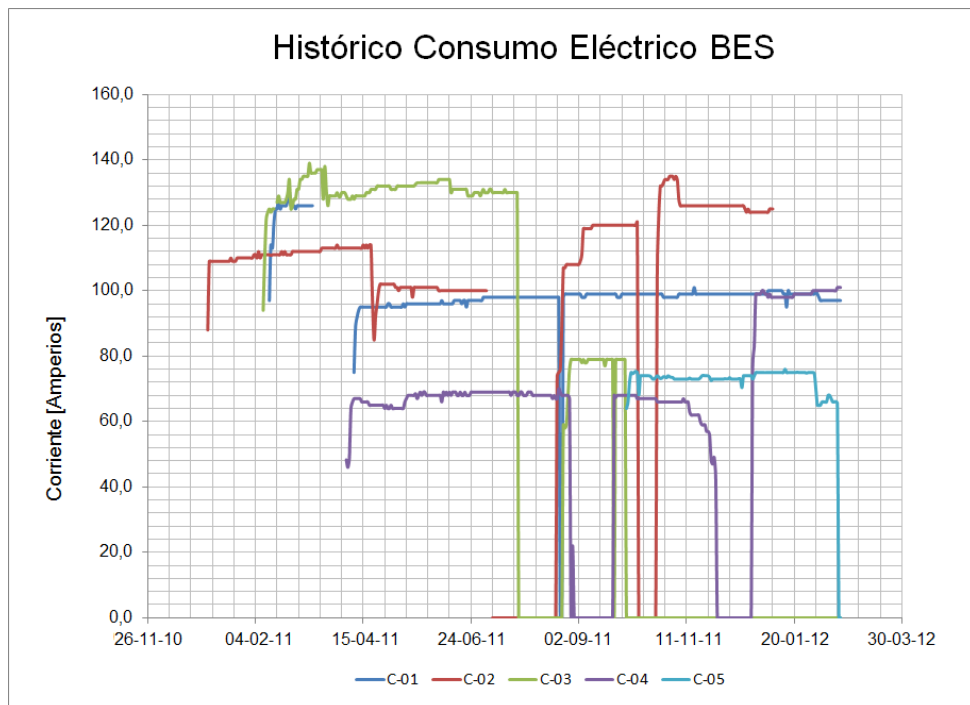
En el gráfico anterior se evidencia el aumento constante del GOR en el campo, teniendo en cuenta la declinación de la producción de crudo normal en cualquier campo, el incremento de la producción de gas ha sido notable para mantener esta relación con un comportamiento relativamente constante o al alza, ya que o se mantiene el mismo nivel de producción de gas y disminuye la producción de crudo o se puede evidenciar un crecimiento en la producción neta de gas. El 9 de Marzo de 2011, se puede observar una caída en la relación, la cual es producida por la salida de uno de los pozos de crudo liviano, el C-03, este pozo fue cerrado para ser intervenido y realizar un cambio en el objetivo de la formación productora.

Se puede concluir de la gráfica que la tendencia al incremento de la producción de gas, sin tener en cuenta los futuros pozos que van a ser realizados, en especial si el crudo es liviano y con la cualidades que hasta ahora han arrojado los pozos anteriores, va a ser de manera continua con el paso del tiempo.

1.5.2 Consumo Eléctrico

En la siguiente gráfica se puede observar la tasa de consumo eléctrico de los diferentes pozos con el sistema de bombeo electrosumergible activo.

Figura 30. Histórico de consumos de las bombas electrosumergibles del bloque GT



Fuente. Los Autores

Las variaciones drásticas observadas se deben a problemas de alimentación, daños en las bombas o problemas de orden público, lo que obliga a un apagado total del sistema en cada pozo. Por otro lado, los departamentos de ingeniería del campo y optimización de producción se encargan de realizar estudios respaldando la probabilidad de aumentar la producción a través del aumento de frecuencia en las bombas.

2. COMBUSTIÓN

La combustión es una reacción química de oxidación en la que se desprende gran cantidad de energía, en forma de calor.

2.1 CONCEPTOS BÁSICOS DE COMBUSTIÓN

Con el fin de dar entendimiento al concepto y a los componentes claves de la combustión, se explican uno a uno los mismos en la sección 2.1.1.

2.1.1 Estequiometría

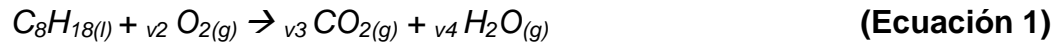
La estequiometría es el estudio de las proporciones según las cuales las sustancias se combinan entre sí. Los cálculos estequiométricos son el punto de partida para los ingenieros para el cálculo de calderas, calentadores hornos, etc. Estos cálculos permiten obtener información sobre:

- Cantidad de aire requerida para quemar una cantidad dada de combustible, este dato es importante para dimensionar ventiladores y ductos de aire.
- Cantidad y composición de los productos. Esta información es necesaria para el cálculo del ventilador de tiro inducido, equipos de transferencia de calor, conductos, colectores de polvo y equipos de soplado.
- La composición de los humos también sirva para calcular coeficientes de transferencia de calor, para, monitorear los excesos de aire y, por tanto, la eficiencia de una planta.

Para calcular las proporciones según las cuales los componentes del gas sirven como combustible de los generadores de energía se necesita de

cálculos estequiométricos que permitan dar a conocer cómo se llevará a cabo la combustión del gas.

Con el siguiente ejemplo se quiere mostrar cómo realizar el balance estequiométrico:

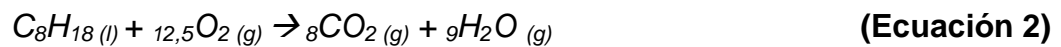


C: $8 = v_3$ (moles de carbonos)

H: $18 = 2 \cdot v_4 \rightarrow v_4 = 9$ (moles de hidrógenos)

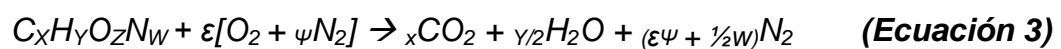
O: $2 \cdot v_2 = 2 \cdot v_3 + v_4 \rightarrow 2 \cdot v_2 = 25 \rightarrow v_2 = 12,5$ (moles de oxígeno)

La ecuación balanceada se muestra a continuación, ecuación 2:



Se necesitan 12,5 moles de O_2 para oxidar 1 mol de C_8H_{18} , a esta cantidad de oxígeno se le llama *oxígeno teórico*.

Como concepto general, la ecuación química para la combustión teórica de 1 mol de hidrocarburos de fórmula general $C_xH_yO_zN_w$



Número de moles de oxígeno teórico:

$$\varepsilon = X + \frac{1}{4} Y - \frac{1}{2} Z$$

(Ecuación 4)

$\psi = 3,77 \rightarrow$ Para la oxidación con aire

$\psi = 0 \rightarrow$ Para la oxidación con O_2 puro.

1 mol de $C_xH_yO_zN_w$ requiere $\varepsilon^*(\psi+1)$ moles de oxidante para producir:

$X + \frac{1}{2} (Y + W) + \varepsilon\psi \rightarrow$ moles de producto

Los productos de la combustión generalmente están en forma gaseosa. A los humos a presión ambiente se les puede tratar como una mezcla de gases ideales.

2.1.2 Relación aire / combustible

La relación aire combustible es necesaria para cuantificar la cantidad de masa, (o volumen) de aire por masa (o volumen), de combustible que se tiene.

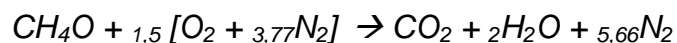
Si el comburente es el aire atmosférico 20,95% O_2 y 79,05 N_2 , se tiene que:

$$0,2095 (32 \text{ g/mol}) + 0,7905 (28 \text{ g/mol}) = 28,97 \text{ g/mol (masa molar del aire)}$$

Por cada mol de O_2 requerida para la combustión, se requieren 4,77 moles de aire. En términos de masa, en el aire se tienen 3,32 kg de N_2 atmosférico por cada kg de O_2 , es decir, por cada kg de O_2 se requieren 4,32 kg de aire.

A la cantidad mínima de aire que proporciona suficiente oxígeno para oxidar suficientemente un combustible se le llama *aire teórico*.

Con el siguiente ejemplo se quiere afianzar los anteriores conceptos:



(Ecuación 5)

Cabe resaltar que el valor 1,5 es el denominado *Oxígeno teórico*.

La relación entre la masa de aire teórico y la masa de combustible se llama *relación aire combustible (A°)*:

$$A^\circ = \frac{m_{\text{aire teór}}}{m_f} \quad \text{(Ecuación 6)}$$

$$A^\circ = \frac{\text{moles de oxígeno teórico} \cdot \text{moles de aire} \cdot M_{\text{del aire}}}{(\# \text{Carb} \cdot MC) + (\# \text{Hidróg} \cdot MH_2) + (\# \text{Oxíg} \cdot MO_2)} \quad \text{(Ecuación 7)}$$

En donde:

MC: Masa molecular del Carbono

MH₂: Masa molecular del Hidrógeno

MO₂: Masa molecular del Oxígeno

Con estos datos podemos calcular la relación aire combustible del ejemplo anterior, el valor 138,3 es constante y se calcula multiplicando las moles de aire con el peso molecular del aire.

Remplazando en la ecuación 7 se tiene,

$$A^\circ = \frac{1,5 (138,3)}{32} = 6,48 \frac{\text{kg aire}}{\text{kg combustible}} \quad \text{(Ecuación 7)}$$

$$A^\circ = \frac{138,3 \cdot \varepsilon}{m_f} = 4,77 \cdot 28,97 = 138,3 \quad \text{(Ecuación 8)}$$

$$m_f = 12X + Y + 16Z + 14W \quad \text{(Ecuación 9)}$$

Si se conoce el análisis último del combustible, entonces la relación aire – combustible teórica también se puede calcular por:

$$A^\circ = 1,44 (8C + 24H + 3,5 - 3O) \quad \text{(Ecuación 10)}$$

C, H, S, O → Fracciones másicas en el combustible

En los cálculos de combustión se asume que el aire está seco (no posee humedad) a menos que se diga lo contrario.

2.1.3 Factor de aire

En la combustión completa de un hidrocarburo, todo el hidrógeno, el carbono, y el azufre (si lo hay), se oxidan y se forma: CO₂, H₂O y SO₂.

Generalmente para tener una combustión completa es necesario suministrar aire en exceso. Sea A la relación Aire – combustible real (aquella que se tiene cuando se suministra aire en exceso o en defecto), sea α , el factor de aire de la combustión,

$$\alpha = A / A^\circ \quad \text{(Ecuación 11)}$$

A = Relación aire combustible real

A° = Relación aire combustible teórica

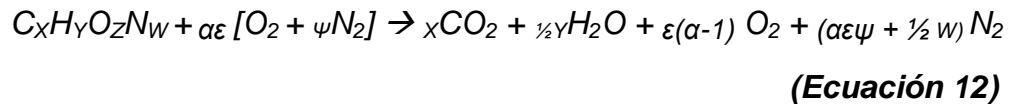
Si $\alpha > 1$, mezcla pobre, requiere combustión oxidante

Si $\alpha < 1$, mezcla rica, se requiere combustión reductora

$|\alpha-1|$, se llama exceso o defecto, según el caso, α también es la razón entre el oxígeno realmente utilizado y el teórico.

Si se utiliza aire en exceso, el O_2 extra aparecerá en los humos, es decir, no participará en la reacción y esta ya no será teórica, la composición de los productos es ahora diferente de la de una combustión teórica.

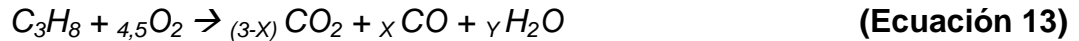
Se puede ahora escribir una ecuación general estequiométrica para la combustión completa de un HC de fórmula $C_xH_yO_zN_w$ con aire en exceso:



La combustión incompleta o imperfecta, resulta cuando cualquiera de los elementos del combustible; C, H o S, no es completamente oxidado en el proceso de combustión.

Una combustión es imperfecta cuando en los humos producidos por ella hay gases combustibles (CO , H_2 , aldehídos, etc.).

La combustión incompleta ocurre, principalmente cuando se suministra aire en defecto. En estas circunstancias no se puede determinar la composición de los productos sin una relación adicional (1^{era} o 2^{da} ley de la termodinámica). Sin embargo lo más probable es que el hidrógeno se oxide completamente porque tiene una fuerte afinidad con el oxígeno. En tal caso, resulta que el único producto parcialmente oxidado es el CO , y tal vez C , y que los contenidos de O_2 y H_2 en los productos son cero. Esta es una suposición razonable si la temperatura es baja, menor a 3140.6 °F (2000 K) y permite calcular la composición.

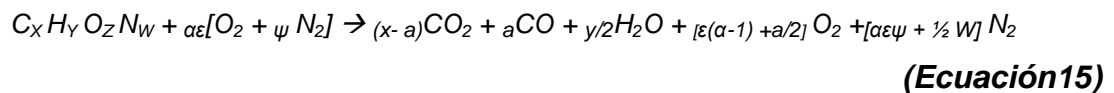


Balance de hidrógenos: $Y = 4$

Balance de carbonos: $3 = 2(3-X) + X + Y \rightarrow X = 1$



Si en los productos aparece CO y O₂, estamos tratando con una combustión con aire en defecto y se tiene la ecuación 15 estequiométrica general:



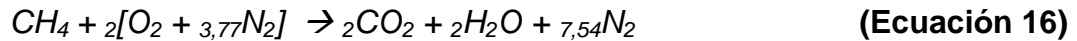
2.1.4 Temperatura de punto de rocío

El punto de rocío se puede definir como la temperatura a partir de la cual empieza a condensarse el vapor del agua contenido en el aire produciendo rocío o neblina. En el caso de un gas, el punto de rocío es la temperatura a la que la humedad contenida en el gas cambia del estado gaseoso al líquido, esta transición se conoce como condensación y el líquido que se produce se llama condensado.

Para el cálculo de la temperatura de rocío de los gases producto de una combustión se debe tener en cuenta la presión a la cual se encuentran los gases y la fracción molar de H₂O en los productos. El producto de estos dos valores dará la presión parcial del H₂O en los productos, al momento de tener esta presión parcial, se puede remitir a las tablas termodinámicas y calcular la

temperatura de saturación a dicha presión (Presión parcial del H₂O), esta temperatura de saturación será la temperatura a la cual el vapor de agua se condensará en los productos.

Con el siguiente ejemplo se afianzará la teoría anteriormente mencionada:



En los productos encontramos 2 moles de CO₂, 2 moles de H₂O y 7,54 moles de N₂, lo que nos arroja un total de 11,54 moles de productos.

$$P_{H_2O} = \frac{n_{H_2O}}{n_{total}} * P_{total} = \frac{2}{11,54} * 101,345 = 0,1733 * 101,345 = 17,56 \text{ KPa} \quad \text{(Ecuación 17)}$$

$$T_{sat@P_{H_2O}} = T_{Rocío} = 57,26^\circ C \quad \text{(Ecuación 18)}$$

2.2 TERMOQUÍMICA DE LA COMBUSTIÓN

Durante cualquier proceso de combustión, la energía es liberada en forma térmica. La energía de todas las sustancias es cero en el cero absoluto. El cambio de entalpía del sistema depende de las especies químicas que lo constituyen y de la fase en que se encuentran, además de la temperatura y la presión.

h^of: entalpía de formación. Cambio de entalpía que acompaña la formación de 1 mol de sustancia a partir de sus elementos, cuando la reacción es efectuada a condiciones estándar.

Condiciones estándar: $P^\circ = 1 \text{ atm}$; $T^\circ = 25^\circ\text{C}$

Para las sustancias que en el estado de referencia se encuentran en estado gaseoso, se asumirá comportamiento de gas ideal.

Una reacción de formación se puede definir como el mecanismo que forma un solo compuesto a partir de los elementos que lo constituyen. “El calor de combustión se da por mol del compuesto formado”.

Las entalpías de formación para elementos como carbono, oxígeno, nitrógeno, etc., en su forma más estable en su estado de referencia son cero, debido a que estos compuestos existen en la naturaleza y no es necesario formarlos, por ende no hay una reacción asociada al proceso de generación y por lo tanto no se necesita absorber o emitir energía.

Ley de Hess: El calor generado en una reacción química, o en un cambio de fase, está determinado solamente por la naturaleza de los reactivos y productos y por las temperaturas final e inicial, sin importar el número de procesos o reacciones que tengan lugar entre los dos estados extremos.

La entalpía de un compuesto a una temperatura T y una presión P es igual a su entalpía de formación más la entalpía por encima del estado estándar llamada entalpía sensible, es decir:

$$h(T,P) = h^{\circ f} + \Delta h(T,P) \quad \text{(Ecuación 19)}$$

La entalpía de un compuesto consiste de una parte asociada con su formación y otra relacionada con su cambio de estado sufrido a partir del estado estándar de referencia a composición constante, por definición:

$$\Delta h(T^\circ, P^\circ) = 0 \quad \text{(Ecuación 20)}$$

En el caso de gases ideales, la entalpía es independiente de la presión y se puede escribir para la entalpía sensible:

$$\Delta h(T, P) = \Delta h^T = \int_{T^\circ, P^\circ}^{T, P} dh = h^T - h^{T^\circ} \quad (\text{Ecuación 21})$$

Para líquidos y sólidos (incompresibles)

$$\Delta h_T = C (T - T^\circ) \quad (\text{Ecuación 22})$$

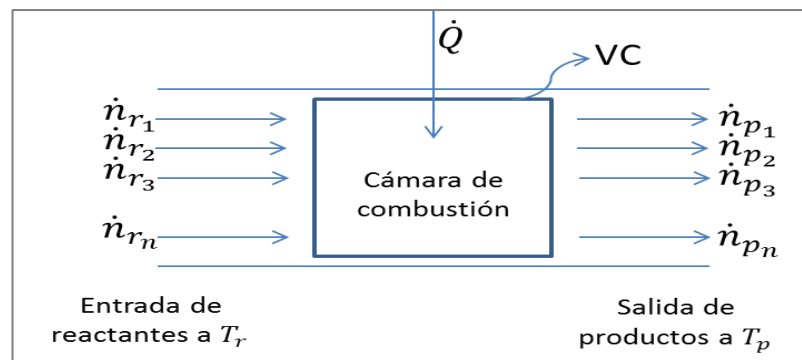
En donde se emplea que:

$h^\circ_{f(g)} = h^\circ_{f(l)} + I^\circ$, cambio de fase a T° constante, donde I° es el calor latente

2.2.1 Combustión a presión constante

Como la combustión se llevará a cabo en un recipiente no rígido, se deben realizar los cálculos de combustión a presión constante.

Figura 31. Cámara de Combustión



Fuente. MARADEY, Juan. Termodinámica aplicada. 2002. División editorial y de publicaciones UIS. p. 201-252

$$\Delta H^\circ = \sum_i v_{pi} \bar{h}^\circ f_{pi} - \sum_i v_{ri} \bar{h}^\circ f_{ri} = \sum_i v_i \bar{h}^\circ f_i \quad \text{(Ecuación 25)}$$

Esta ecuación expresa el flujo de calor por mol de combustible requerido para que el reactor opere a condiciones estándar.

Proceso AC>0 → reacción endotérmica

Proceso AC<0 → reacción exotérmica

$$\bar{q} = \Delta \bar{H}^\circ + \sum_i n_{pi} \Delta \bar{h}_{pi}^{Tp} - \sum_i n_{ri} \Delta \bar{h}_{ri}^{Tr} \quad \text{(Ecuación 26)}$$

En donde $\sum_i n_{pi} \Delta \bar{h}_{pi}^{Tp}$ representa la entalpía de productos y $\sum_i n_{ri} \Delta \bar{h}_{ri}^{Tr}$ representa la entalpía de reactivos

El calor de formación es el calor de la reacción requerido para la formación de un compuesto a partir de sus elementos.

$$\bar{h}_p^{Tp} = \bar{h}_p^{T^\circ} + \Delta \bar{h}_p^{Tp} \quad \text{(Ecuación 27)}$$

$$\bar{h}_r^{Tr} = \bar{h}_r^{T^\circ} + \Delta \bar{h}_r^{Tr} \quad \text{(Ecuación 28)}$$

El negativo del calor de combustión en términos de masa $q^\circ = -\Delta H^\circ$, es llamado *poder calorífico del combustible*.

$$q^\circ_s - q^\circ_i = n_w \bar{l}^\circ \quad \text{(Ecuación 29)}$$

En donde,

n_w : moles totales de H₂O en los humos por unidad de masa de combustible.

\bar{l}° : Calor de vaporización ($h_g - h_f$)

q°_s : Agua en estado líquido.

q°_i : Agua en estado gaseoso.

El calor efectivamente generado a condiciones estándar por un combustible de fórmula química conocida, se puede determinar a partir de los calores de formación de los reactivos y productos. Para $C_xH_yO_z$:

$$q^\circ = \bar{h}^\circ f_{C_xH_yO_z} - x\bar{h}^\circ f_{CO_2} - \frac{1}{2}Y[\bar{h}^\circ f_{H_2O(l)} + X\bar{l}^\circ_{H_2O}] \quad \text{(Ecuación 30)}$$

x : Calidad del agua en los productos.

La fórmula anterior da el calor liberado cuando hay agua parcialmente líquida. Esta situación se da siempre que la temperatura de rocío ($\approx 50^\circ\text{C}$). Si $x = 0$, se tiene el poder calorífico superior y si $x = 1$, el inferior.

Para carbones, si se conoce el último análisis, se utiliza la fórmula de Dulong y Petit

$$q^\circ_s = 33830 * C + 144300 \left[H - \frac{1}{80} \right] + 9420 * S \left[\frac{kJ}{kg} \right] \quad \text{(Ecuación 31)}$$

En donde $\left[H - \frac{1}{80} \right]$ representa el hidrógeno disponible en el combustible

Conocido el q°_s , el q°_i se halla con la ecuación 32:

$$q^{\circ}i = q^{\circ}s - 22000H - 2440w \left[\frac{kJ}{kg} \right] \quad (\text{Ecuación 32})$$

w = % masa de humedad que contiene el carbón.

En términos de masa, la 1^{era} ley para combustión completa, se tiene:

$$\bar{q}^{\circ} + \bar{q} + \sum_i n_{ri} \bar{h}_{ri}^{Tr} = \sum_i n_{pi} \bar{h}_{pi}^{Tp} \quad (\text{Ecuación 33})$$

q° depende de la fase del agua en los productos.

2.2.2 Combustión a volumen constante

Se considera una mezcla inflamable dentro de un recipiente rígido. Si la mezcla se enciende por acción de una chispa, la combustión ocurrirá a volumen constante. Si una cierta cantidad de calor por mol de combustible se transfiere, entonces, de acuerdo a la 1^{era} ley, suponiendo combustión completa:

$$q = \frac{\dot{Q}}{\dot{n}_f} = \bar{U}_p - \bar{U}_r = \sum_i n_{pi} \bar{u}_{pi}(T_p) - \sum_i n_{ri} \bar{u}_{ri}(T_r) \quad (\text{Ecuación 34})$$

En esta reacción debe ocurrir un cambio de temperatura puesto que las energías internas de las mezclas de reactivos y productos no pueden ser las mismas a la misma temperatura.

En la ecuación 35 se define la energía interna estándar de combustión a volumen constante como:

$$\Delta \bar{U}^\circ = \sum_i \nu_i \bar{u}^\circ f_i \quad \text{(Ecuación 35)}$$

$\bar{u}^\circ f_i = h_{f_i}^\circ - RT^\circ$ Energía interna de formación de la sustancia i .

$\Delta \bar{u}^\circ < 0$ Reacción exotérmica

$\Delta \bar{u}^\circ > 0$ Reacción endotérmica

La primera ley para un sistema cerrado ($W=0$, con W como trabajo) en donde ocurre una combustión completa a volumen constante, por mol de combustible es:

$$\bar{q} = \Delta \bar{u}^\circ + \sum_i n_{pi} \Delta \bar{u}_{pi}^{Tp} - \sum_i n_{ri} \Delta \bar{u}_{ri}^{Tr} \quad \text{(Ecuación 36)}$$

Es posible encontrar una relación entre la entalpía y la energía interna de combustión, si se recuerda que $H = U + PV$, se tiene entonces para 1 mol de combustible:

$$\Delta \bar{H}^\circ = \Delta \bar{U}^\circ + P^\circ [\bar{V}_p^\circ - \bar{V}_r^\circ] \quad \text{(Ecuación 37)}$$

En el caso de reacciones que involucran líquidos y sólidos, sus volúmenes se pueden despreciar comparados con los de las sustancias gaseosas en la reacción. Si, además, los reactivos y productos gaseosos se consideran gases perfectos, entonces:

$$\Delta \bar{H}^\circ = \Delta \bar{U}^\circ + RT^\circ \sum_i \nu_{gas} \quad \text{(Ecuación 38)}$$

$\sum_i v_{gas}$: Cambio en el número de moles de las sustancias gaseosas por mol de combustible.

$\sum_i v_{gas}$, sólo depende de aquellas sustancias que están gaseosas a temperatura a condiciones estándar.

Para un mol de HC gaseoso de fórmula $C_XH_YO_Z$ con H_2O en los productos,...

$$\sum_i v_{gas} = \left(\frac{1}{4}Y + \frac{1}{2}Z - 1\right) \quad \text{(Ecuación 39)}$$

En una reacción donde el número de moles de reactivos y productos gaseosos sean iguales, la entalpía y la energía interna de reacción son iguales.

Se ve claramente que el calor desarrollado depende de las condiciones físicas bajo las cuales la reacción ocurre, es decir, depende del camino. También se cumple, que:

$$\Delta h^T = \Delta u^T + RT \quad \text{(Ecuación 40)}$$

2.2.3 Temperatura de llama adiabática

Es la temperatura que se alcanza cuando se tienen condiciones adiabáticas y sin producción de trabajo. Esta es la temperatura que teóricamente alcanzan los humos en el proceso de combustión adiabática para una combustión específica aire + combustible, suponiendo combustión completa. El valor de temperatura de llama (T_{LL}), depende principalmente del poder calorífico y del exceso de aire, y es máximo cuando la combustión es teórica. En este caso se habla de temperatura teórica de llama adiabática.

La T_{LL} se puede calcular con ayuda de la primera ley de la termodinámica, la cual, para combustión adiabática a presión constante con $T_p = T_{LL}$ y $T_r = 298K$, se reduce a:

$$q_i^\circ = \sum_i n_{pi} \Delta \bar{h}_{pi}^{T_{LL}} \quad \text{(Ecuación 41)}$$

n_{pi} : Obtenido de la ecuación química para la combustión completa.

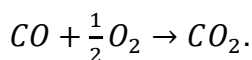
q_i° : Poder calorífico inferior, conocido para un combustible dado.

2.2.4 Eficiencia de la combustión

Cuando la combustión es incompleta la energía química neta liberada es menor que el poder calorífico del combustible. Esto implica una eficiencia de la combustión, n_c , que mide el grado de completamiento de la reacción.

$$n_c = \frac{\text{cambio efectivo de entalpía, } H_p(T_p) - H_r(T_r)}{\text{cambio máximo posible de entalpía}} \quad \text{(Ecuación 42)}$$

El cambio máximo de entalpía de los gases se da cuando el combustible libera todo su poder calorífico, esto es, cuando la combustión es perfecta. En la realidad se forman productos parcialmente oxidados, principalmente CO. La fracción del \bar{q}° que no se libera será el correspondiente a la combustión del CO.



Un balance de energía da para el cambio real de entalpía de los gases: $\bar{q}_i^\circ - n_{co} \bar{q}_{co}^\circ$. En esta expresión n_{co} es el número de moles de CO formados por

mol de combustible. Despreciando los otros componentes parcialmente oxidados, se tiene:

$$n_c = 1 - \frac{n_{co}\bar{q}_{co}^{\circ}}{\bar{q}_i^{\circ}} \quad (\text{Ecuación 43})$$

La primera ley de la termodinámica para cuando la combustión es incompleta, se puede escribir como:

$$n_c q_i^{\circ} + \bar{q} + \sum_i n_{ri} \Delta \bar{h}_{ri}^{Tr} = \sum_i n_{pi} \Delta \bar{h}_{pi}^{Tp} \quad (\text{Ecuación 44})$$

Esta ecuación 44 es válida siempre y cuando se tenga agua gaseosa en los productos.

2.3 CROMATOGRAFÍA DE GASES

La cromatografía de gases se realiza en base seca, reduciendo la cantidad de agua que fue tomada a la salida de los separadores de gas. Debido a que se presentan problemas operacionales dentro de las facilidades fue necesario realizar ciertas suposiciones.

Por cambios en la planeación del Pozo C-03, este se cierra para llevar a cabo el cambio de pozo productor de crudo liviano a crudo pesado. Ya que el Pozo C-03 está perforado en la misma formación y posee características similares a las de los pozos C-04 y C-05 se asume una cromatografía similar por motivos de cálculos en el presente proyecto.

2.3.1 Bloque GT, Campo C y Y

La producción de los pozos C-04 y C-05 se combinó mediante una tubería, por lo que la cromatografía presentada en la tabla 6 es la resultante de esta mezcla.

Tabla 6. Cromatografía de Gases

POZO		C-01		C-02		C-03		C-04 - C-05		Y-01	
Componentes		Mol %	Peso %	Mol %	Peso %	Mol %	Peso %	Mol %	Peso %	Mol %	Peso %
H ₂	Hidrogeno	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
H ₂	Sulfuro de	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
S	Hidrogeno										
CO ₂	Dióxido de Carbono	1.6	1.1	2.8	2.2	7.5	9.2	7.5	9.2	0.6	0.4
N ₂	Nitrógeno	0.4	0.2	0.8	0.4	1.5	1.2	1.5	1.2	0.2	0.1
C ₁	Metano	7.4	1.9	15.4	4.2	43.4	19.4	43.4	19.4	5.7	1.3
C ₂	Etano	2.7	1.3	4.2	2.2	14.3	11.9	14.3	11.9	2.4	1.1
C ₃	Propano	10.2	7.0	12.2	9.3	12.8	15.7	12.8	15.7	7.7	4.9
iC ₄	i-Butano	9.6	8.7	9.4	9.4	3.2	5.1	3.2	5.1	7.6	6.5
nC ₄	n-Butano	16.5	15.0	14.9	15.0	5.7	9.2	5.7	9.2	14.3	12.1
iC ₅	i-Pentano	13.3	14.9	9.7	12.0	2.3	4.7	2.3	4.7	13.4	14.1
nC ₅	n-Pentano	12.0	13.4	8.2	10.2	2.4	4.8	2.4	4.8	12.8	13.5
C ₆	Hexano	14.2	18.9	10.2	15.0	2.9	6.9	2.9	6.9	18.4	22.9
C ₇	Heptano	9.1	12.7	8.5	13.2	2.2	5.8	2.2	5.8	12.4	16.3
C ₈	Octano	2.8	4.4	3.2	5.8	1.3	4.1	1.3	4.1	4.0	6.0
C ₉	Nonano	0.3	0.5	0.4	0.9	0.5	1.6	0.5	1.6	0.4	0.7
C ₁₀	Decano	0.0	0.1	0.1	0.2	0.1	0.4	0.1	0.4	0.1	0.1
C ₁₁	Undecano	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.1	0.0	0.1	0.0	0.0
C ₁₂ ⁺	Dodecano plus	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total :		100.	100.	100.	100.	100.	100.	100.	100.	100.	100.

Note: 0.00 significa menor a 0.005

Fuente. Compañía Operadora

3. GENERACIÓN ELÉCTRICA

3.1 GENERACIÓN ELÉCTRICA CON DIESEL (ESCENARIO ACTUAL)

Con el fin de justificar la implementación del gas de producción como combustible se realizó una comparación técnica contra los posibles escenarios de suministro eléctrico. La generación eléctrica con diesel es la que actualmente se encuentra en campo para alimentar eléctricamente los sistemas de levantamiento artificial.

3.1.1 Proceso de Generación

El sistema es alimentado con combustible diesel en sitio, por lo cual es necesario llevar el diesel desde las estaciones o proveedoras de servicio, en carrotanques hasta el lugar de generación, Locaciones 1 y 2. El diesel será almacenado en Tanques de 20000 galones (500 barriles).que estarán alimentado a los grupos electrógenos destinados para cada pozo.

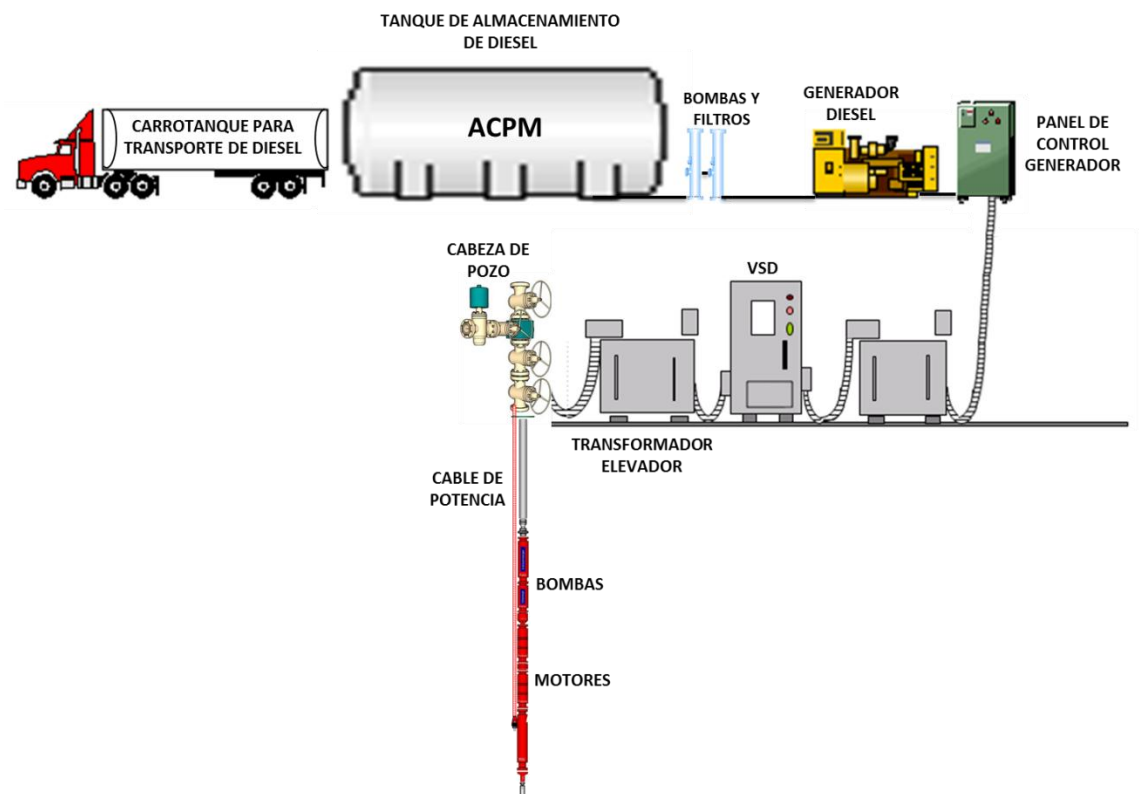
Tabla 7. Información de los motores correspondientes a cada pozo

Motor Information						
POZO	C-01	C-02	C-03	C-04	C-05	Y-01
Motor Horse Power [hp]	1170	1170	168	150	155	1170
Motor Speed [RPM]	2847.2	3428.2	3195.8	3061	3060	3340
Motor Amperage [Amps]	128.5	168.5	30.5	22.8	22.3	128.5
Motor Voltage [Volts]	3236.5	3897	2589	2113.4	2189.4	3236.5
Total Motor Load [hp]	560.2	1062.9	86.6	59.4	63.8	560.2
Load Factor	0.59	0.92	0.65	0.45	0.52	0.59
Efficiency	89.73%	88.98%	89.16%	89.62%	89.40%	89.73%
Required KVA	761.44	1212.9	100.2	84.91	89.91	761.44

Fuente: Los Autores

Los moto generadores llevarán a cabo la transformación de la energía calórica proporcionada por el diesel en energía mecánica a través de un eje que gira a 60 Hz (Estándar de operación 3600 rpm), la energía mecánica es utilizada para mover el generador eléctrico inducido generando un campo magnético que proporcionará la potencia eléctrica. Esta será entregada al driver o variador encargado de controlar la cantidad de energía eléctrica que será enviada a la bomba según la frecuencia de operación (condiciones de operación normales: 60 Hz). Antes de ser enviada a fondo, la carga eléctrica pasará a través del transformador elevador, el cual de acuerdo a su configuración en estrella o delta ayudará a que la energía llegue hasta el fondo aumentando la corriente o su voltaje pero manteniendo el mismo nivel de potencia. De esta forma el sistema BES será alimentado eléctricamente para iniciar el levantamiento artificial.

Figura 33. Diagrama de Generación Eléctrica Actual con Diesel



Fuente: Los Autores

3.2 GENERACIÓN CON GAS

En el capítulo anterior se demostró el alto poder calorífico de los gases producidos por los diferentes pozos del bloque GT a través de sus cromatografías y sus propiedades de combustión, con lo cual se evidencia la posibilidad de la generación eléctrica con gas de campo.

3.2.1 Parámetros para la generación con gas

Con el fin de poder conocer más exigencias requeridas para la generación eléctrica, se consultaron a dos expertos en el tema y a dos compañías diseñadoras de moto generadores o grupos electrógenos que utilizaran gas como combustible, con los cuales se recopilaron las siguientes recomendaciones:

Estos parámetros fueron aprobados con los siguientes argumentos y en base a la utilización de tecnologías de generación con combustibles de propano:

- a.** Para el uso de motores alimentados con gas, se debe tener en cuenta un porcentaje de gases ácidos (H_2S y CO_2) en la composición inferior al 10% en fracción molar. La presencia de ácidos en el gas combustible generan corrosión a lo largo de todo el sistema de producción, alimentación, combustión y emisión de gases, aumentando la vulnerabilidad del sistema a daños por corrosión. Esto se traduce en problemas de mantenimiento tanto preventivo como correctivo, calidad del equipo, tiempos no productivos de producción, tiempo de vida de operación reducido y aumento en la inversión. Para el caso de este proyecto, en la cromatografía de los gases TABLAS 6 a 10, se detecta que la presencia de Sulfuro de Hidrógeno es nula o inferior a 0.005% para todos los gases del bloque. En el caso del Dióxido de Carbono se tiene la siguiente Tabla 8.

Tabla 8. Porcentaje en fracción molar y fracción en peso según cromatografía.

Pozo	COMPONENTE	
	CO2 Dióxido de Carbono	
	% Molar	% Peso
C-01	1.6	1.1
C-02	2.84	2.15
C-03		
C-04	7.46	9.15
C-05	7.46	9.15
Y-01	0.59	0.38

Fuente. Compañía Operadora

El diseño apresurado de las facilidades y los diferentes problemas de diseño por parte del departamento de proyectos, hace imposible la recepción en las facilidades los fluidos de los pozos C-04 y C-05 de manera individual, por lo que se asume que ambos fluidos al venir de la misma zona productora y a la misma profundidad, manejan la misma composición o muy similar. Por otro lado debido a que no se ha puesto en producción el pozo C-03, no se tienen cromatografías para un análisis composicional. En la Tabla se especifica la fracción en peso y fracción en moles de cada uno de los pozos del bloque respecto a la presencia del CO₂, en donde ninguno de los gases supera el límite indicado, sin embargo, cabe notar que las cantidades analizadas en el cromatografía no son proporcionales a las cantidades producidas en campo, por lo cual cuando los gases se mezclan una vez salen de los diferentes equipos FWKOs o Separadores trifásicos, los pozos productores de crudo pesado son los de menor aporte de gas y mayor presencia de CO₂, reduciendo el porcentaje de presencia de CO₂ en la mezcla general de gas, cumpliendo con el requisito. La producción de gas de crudo liviano (pozos C-01, C-02 y C-03) es 14.32 veces mayor que el volumen de crudo pesado como se puede constatar en la tabla 8 a continuación.

Tabla 9. Comparación de volúmenes de producción de gas

Clasificación por °API	Promedio de Producción de Gas por Pozo		Promedio de Producción de Gas por °API	Relación de Producción
	mscf		mscf	
Crudo Liviano	C-01	1456.29	5023.06	14.3163156
	C-02	1520.94		
	Y-01	2045.84		
Crudo Pesado	C-04	138.69	350.86	
	C-05	212.18		

Fuente. Compañía Operadora

- b. El poder calorífico del combustible para estos generadores tiene que ser superior al del propano, ya que son diseñados sobre las características de este fluido y superiores. El poder calorífico superior del propano para venta comercial se encuentra en 2520.87 BTU/ft³, al realizarse la comparación con los poderes caloríficos tanto inferior como superior de los gases de producción de los pozos, los pozos de producción de crudo liviano superan el poder calorífico como se presenta en la siguiente Tabla 9.

Tabla 10. Poderes caloríficos de los gases de producción

Pozo	Real Gross Calorific Value	Real Net Calorific Value
	MBTU.ft-3 @ 14.65 psia, 60°F	
C-01	1.6	1.1
C-02	2.84	2.15
C-03	N/A	N/A
C-04	7.46	9.15
C-05	7.46	9.15
Y-01	0.59	0.38

Fuente. Compañía Operadora. Cromatografía de Gases.

- c. Si hay presencia de agua en el gas y no recibe tratamiento en planta, se pueden generar problemas de corrosión interna en el motor. El sistema de producción no cuenta con una planta de tratamiento para la deshidratación

de gas, existe una planta para la producción de condensados ubicada a 18 kilómetros de la estación EPF, por lo cual no se cuenta con el soporte ni disponibilidad de esta para realizar algún proceso adicional. Por esta razón las compañías consultadas recomendaron el uso de un depurador con el fin de evitar problemas relacionados por la corrosión antes de la combustión y la mezcla con el CO₂ proveniente de los pozos.

- d. La potencia generada por el moto generador esta directamente relacionada con el caudal de alimentación (Combustible). Como se comparó en relación a la eficiencia de generación utilizada con el propano líquido, el gas de producción puede ser utilizado para alimentar este tipo de generadores, sin embargo, el gas de producción tiene mayor poder calorífico en la combustión como se revisó en el capítulo 2, lo que implica un menor caudal de alimentación para la generación del mismo valor de potencia favoreciendo aún más el uso del gas de campo. Adicionalmente, de ser necesario aumentar la potencia de los sistemas electrosumergibles no se evidenciarían problemas para la tasa de alimento y solo estaría limitada por el tamaño del generador o máxima tasa de alimento. La variación en los sistemas de potencia se encuentra en los anexos C Y D suministrados por las compañías consultadas.

- e. El comportamiento del poder calorífico o eficiencia de combustión del gas puede ser controlado mediante el suministro de aire para la combustión (Eficiencia de la combustión con % de Aire en exceso). Debido a que los cálculos de diseño realizados en el capítulo 2 están basados en comportamientos teóricos, se hace siempre necesario realizar la combustión en exceso de aire con el fin de garantizar la mayor eficiencia de combustión (combustión completa) siendo estos parámetros manipulables al momento del encendido y funcionamiento del generador.

3.2.2 Proceso de generación

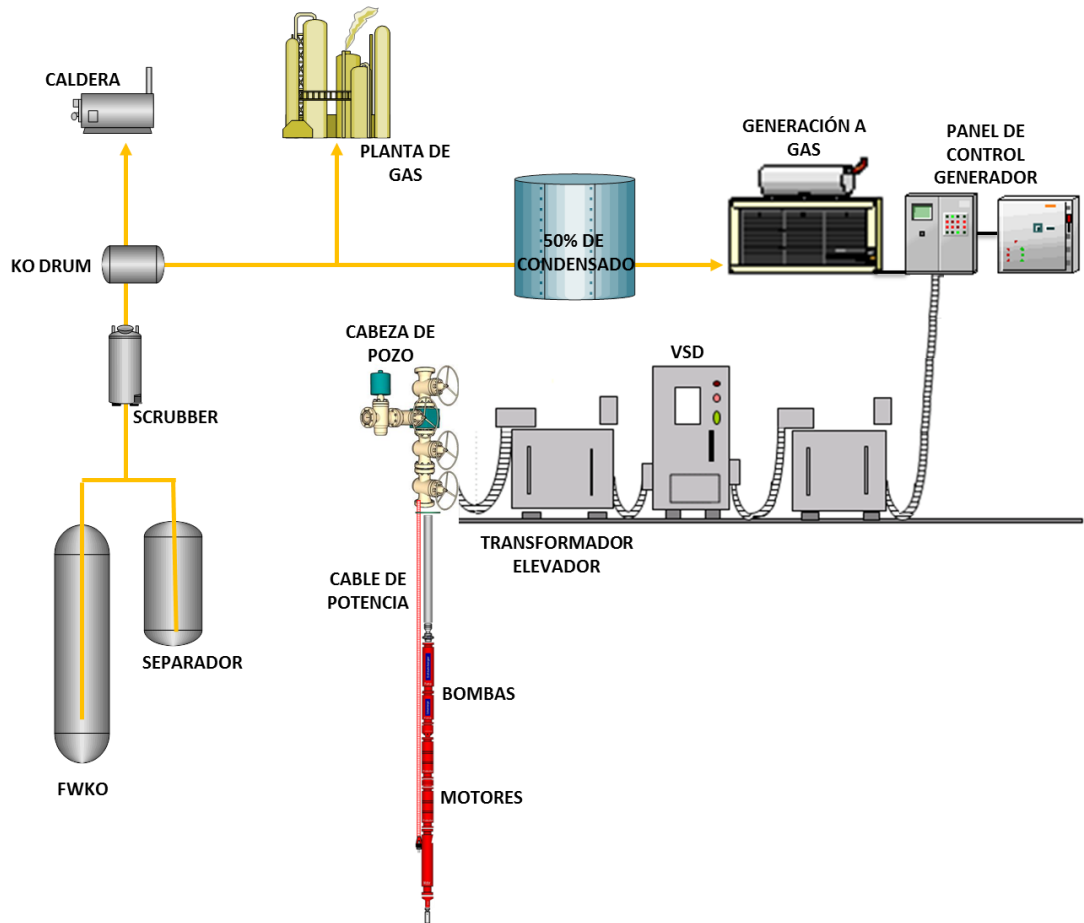
Ya que el gas de producción del Bloque cumple con las diferentes exigencias para la utilización de grupos electrógenos para la generación eléctrica con gas, se ha planteado un esquema general de lo que necesitará ser instalado en superficie para la alimentación eléctrica de las bombas electrosumergibles.

- ✓ FWKOs o Equipos de Separación de gas
- ✓ Knock Out Drums, Scrubbers o recolectores de condensados
- ✓ Tubería de Transporte de gas hasta los generadores
- ✓ Tubería de alimentación de gas para alimentación presurizada
- ✓ Depurador de H₂O
- ✓ Tanque de almacenamiento, 50% Condensado, 50% Libre.
- ✓ Grupo electrógeno (Moto generador)
- ✓ Tablero de operación y funcionamiento
- ✓ Cableado eléctrico
- ✓ Variador o Driver ESP
- ✓ Transformador Elevador
- ✓ Cable de potencia (Transformador Elevador – Bomba Electrosumergible)
- ✓ Bomba Electrosumergible

En la figura 34 se presenta el esquema de diseño propuesto de las facilidades de superficie requeridas para llevar a cabo la generación eléctrica con gas de campo como combustible. Proponiendo así, el uso de un *Free Water Knock Out* para la separación primaria de los fluidos. el uso de un *scrubber* y un *knock out drum* para la recolección de condensados, una vez el gas a realizado su trayecto este tomará 3 destinos diferente: Caldera, Planta de gas y generación. Antes de llegar al generador, el gas será almacenado en un tanque de 500 bbl y posteriormente transitará por un depurador que garantizara la eliminación de

agua en el gas antes de entrar al generador. Una vez se realiza el proceso de combustión la energía generada será enviada al Equipo BES.

Figura 34. Diagrama de generación eléctrica con gas de producción como combustible



Fuente: Los Autores

Una vez se ha logrado la separación del gas y se le ha retirado la mayor cantidad de condensados, en gran parte agua, el total de gas producido debe ser transportado hasta planta de gas (22% del volumen producido), a la caldera (3% del volumen producido) y al lugar de generación (76% del volumen producido) a una presión de 20 psi, en donde la energía que libera el gas mediante la combustión en un motor de combustión interna, transforma la energía calórica en energía mecánica a través de un eje que gira a 60 Hz (3600

rpm), la energía mecánica es utilizada para mover el generador eléctrico inducido generando un campo magnético que proporcionará la potencia eléctrica. Esta será entregada al driver o variador, encargado de controlar la cantidad de energía eléctrica que será enviada a la bomba según la frecuencia de operación (condiciones de operación normales: 60 Hz). Antes de ser enviada a fondo, la carga eléctrica a través del transformador elevador, que de acuerdo a su configuración en estrella o delta ayudará a que la energía llegue hasta el fondo aumentando la corriente o su voltaje pero manteniendo el mismo nivel de potencia.

De esta forma el sistema BES será alimentado eléctricamente para iniciar el levantamiento artificial.

3.2.3 Escenarios de Generación con Gas de producción como Combustible

En este punto se genera la inquietud sobre la mejor ubicación para el generador electrógeno, si se debe instalar en sitio, continuo al variador transportando el gas separado en el EPF y llevarlo hasta los pozos en las locaciones 1 y 2 o si se debe generar en la estación principal y ser transportado mediante tendido eléctrico hasta la locación donde se encuentra el pozo.

Figura 35. Generador a gas.



Fuente: CUMMINS, Low BTU gas generation sets. 1540 -2000kW

Para dar solución a este problema se utilizó el software HYSYS, logrando identificar el comportamiento de las propiedades físicas del gas que pueden influir en la combustión, teniendo en cuenta de que se planea realizar la instalación de un depurador de vapor en EPF, un *Knock Out Drum* y un *scrubber* vertical para la mayor recolección de condensados. Debido a esto se plantearon tres escenarios posibles usando el gas de producción como combustible para la generación eléctrica enfocada al comportamiento en tubería:

- a. Generación eléctrica en el EPF (Locación Principal) y tendido eléctrico hasta locación (Locación 1 y 2).
- b. Transporte del gas hasta la Locación 1, generación eléctrica y tendido eléctrico hasta la locación 2
- c. Transporte de gas hasta la Locación y generación en sitio (Locación 1 y 2).

3.2.3.1 Escenario 1

Para el primer escenario se plantearon las siguientes especificaciones:

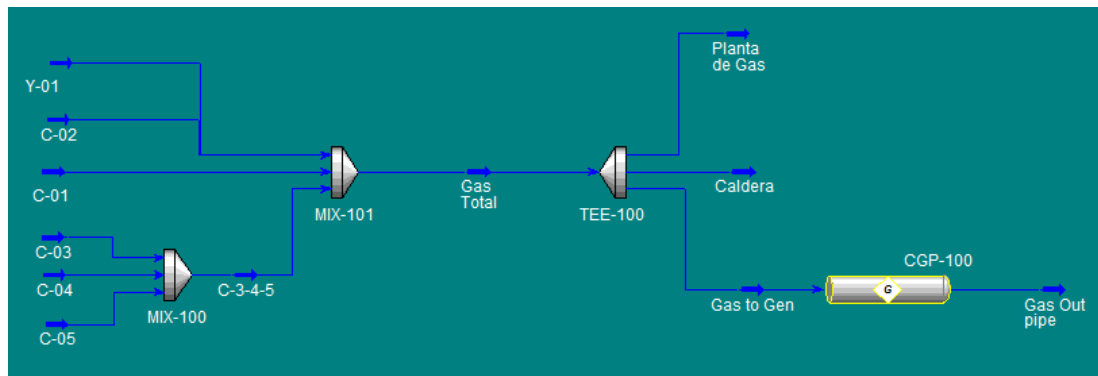
El gas separado es transportado hasta la zona de generación dentro del EPF.

La zona de generación estará ubicada a 100 m (328 pies) de la zona de separación de gas del sistema de alta.

El gas que anteriormente se quemaba en el sistema de alta se utilizará para generación en donde se espera suministrar la mayor cantidad de combustible generando mayor potencia en el sistema eléctrico.

En la figura 36 presenta el diagrama para el comportamiento del gas en el sistema de gas de alta para el sistema de generación en el EPF.

Figura 36. Escenario 1. Diagrama para el comportamiento del gas en el Sistema de gas de alta para generación en EPF.



Fuente: Aspen Hysys V 7.2

El Escenario 1 se plantea como una posibilidad para la generación de energía eléctrica limitando el uso de tubería de producción para transportar el gas. Sin embargo, es necesario transportar la energía generada mediante red eléctrica hasta las locaciones donde se requiere el suministro eléctrico para las bombas electrosumergibles. Para ello únicamente fue transportado el gas hasta el tanque de almacenamiento de suministro de combustible para generadores eléctricos de alta potencia a una distancia de 328 pies. Manteniendo los caudales distribuidos del gas encontrados en la locación:

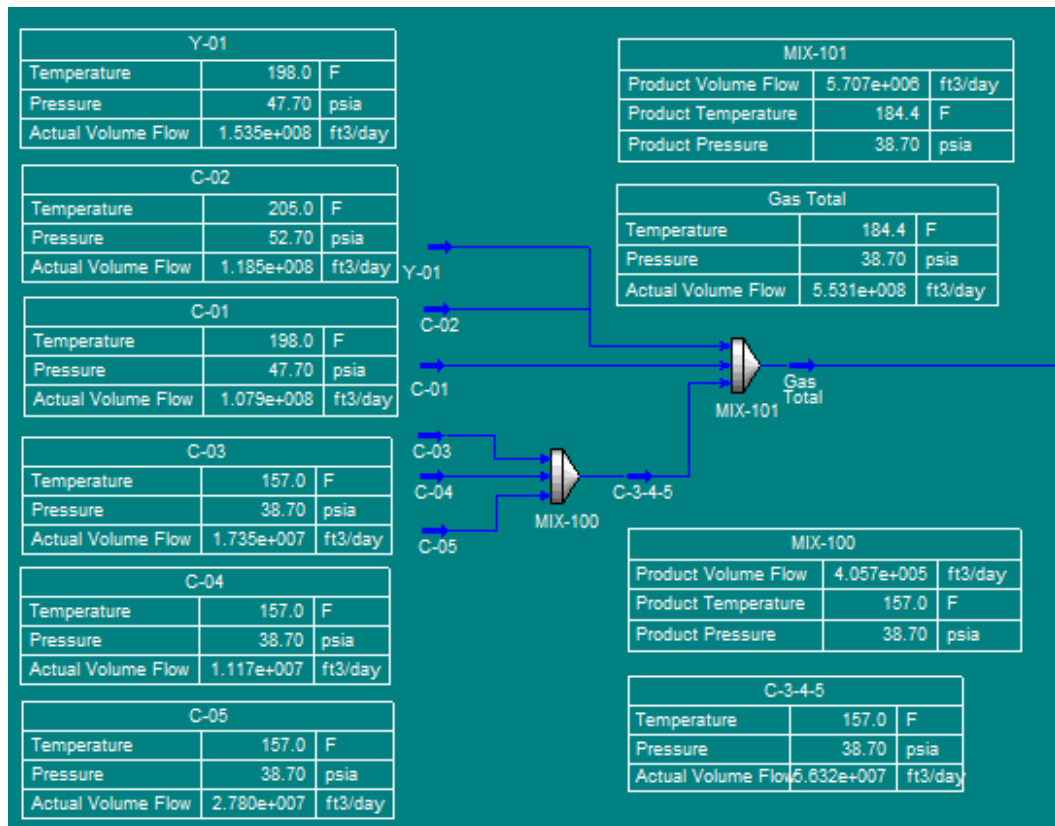
76 % de Generación Eléctrica

22% enviado a Planta de Gas

2% en Generación de Vapor en Caldera para tratamiento Térmico

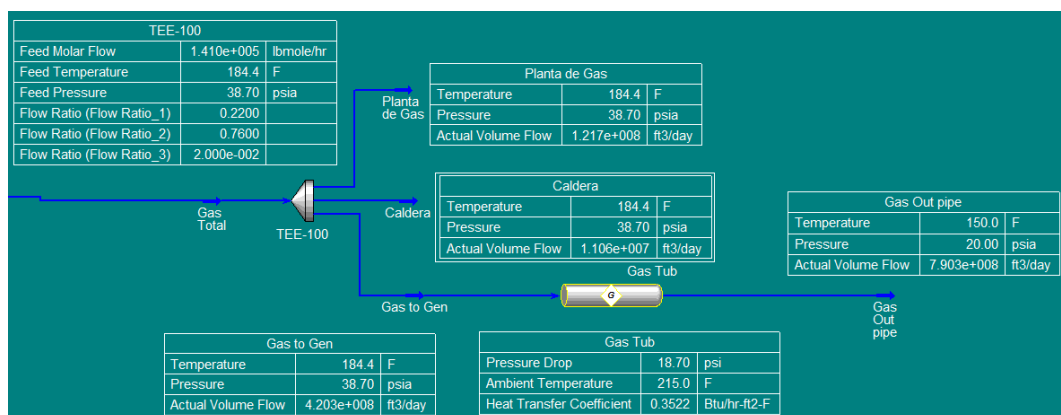
Como se evidencia en la Tabla 11 existe cierta cantidad de condensados en la línea limitando el uso de un compresor (de ser necesario), este inconveniente operacional no representa ningún problema debido a que el gas tiene como destino un tanque de suministro de gas combustible para el generador, que opera con 50% de condensados.

Figura 37. Condiciones de los gases de producción antes y después de ser recolectados en el sistema de gas de alta.



Fuente: Aspen Hysys V 7.2

Figura 38. Condiciones de los gases al ser distribuidos para los diferentes fines de producción y llegada al tanque de suministro de combustible del generador ESCENARIO 1



Fuente: Aspen Hysys V 7.2

Tabla 11. Composición en fracción molar de los gases producidos y desarrollados en el proceso

Name	C-01	C-02	C-04	C-05	C-3-4-5	Gas Total
Comp Mole Frac (Hydrogen)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Comp Mole Frac (H2S)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Comp Mole Frac (CO2)	0.0160	0.0284	0.0746	0.0746	0.0746	0.0212
Comp Mole Frac (Nitrogen)	0.0038	0.0077	0.0148	0.0148	0.0148	0.0054
Comp Mole Frac (Methane)	0.0744	0.1538	0.4339	0.4339	0.4339	0.1251
Comp Mole Frac (Ethane)	0.0267	0.0416	0.1426	0.1426	0.1426	0.0412
Comp Mole Frac (Propane)	0.1024	0.1217	0.1277	0.1277	0.1277	0.1002
Comp Mole Frac (i-Butane)	0.0956	0.0940	0.0317	0.0317	0.0317	0.0812
Comp Mole Frac (n-Butane)	0.1652	0.1494	0.0568	0.0568	0.0568	0.1414
Comp Mole Frac (i-Pentane)	0.1329	0.0968	0.0232	0.0232	0.0232	0.1126
Comp Mole Frac (n-Pentane)	0.1195	0.0823	0.0240	0.0240	0.0240	0.1031
Comp Mole Frac (n-Hexane)	0.1418	0.1019	0.0289	0.0289	0.0289	0.1362
Comp Mole Frac (n-Heptane)	0.0908	0.0849	0.0224	0.0224	0.0224	0.0955
Comp Mole Frac (n-Octane)	0.0278	0.0324	0.0134	0.0134	0.0134	0.0325
Comp Mole Frac (n-Nonane)	0.0027	0.0040	0.0048	0.0048	0.0048	0.0037
Comp Mole Frac (n-Decane)	0.0003	0.0009	0.0010	0.0010	0.0010	0.0007
Comp Mole Frac (n-C11)	0.0001	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0001
Comp Mole Frac (C12+*)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Comp Mole Frac (H2O)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Name	Y-01	C-03	Gas Out pipe	Planta de Gas	Gas to Gen	Caldera
Comp Mole Frac (Hydrogen)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Comp Mole Frac (H2S)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Comp Mole Frac (CO2)	0.0059	0.0746	0.0212	0.0212	0.0212	0.0212
Comp Mole Frac (Nitrogen)	0.0023	0.0148	0.0054	0.0054	0.0054	0.0054
Comp Mole Frac (Methane)	0.0574	0.4339	0.1251	0.1251	0.1251	0.1251
Comp Mole Frac (Ethane)	0.0239	0.1426	0.0412	0.0412	0.0412	0.0412
Comp Mole Frac (Propane)	0.0768	0.1277	0.1002	0.1002	0.1002	0.1002
Comp Mole Frac (i-Butane)	0.0761	0.0317	0.0812	0.0812	0.0812	0.0812
Comp Mole Frac (n-Butane)	0.1428	0.0568	0.1414	0.1414	0.1414	0.1414
Comp Mole Frac (i-Pentane)	0.1340	0.0232	0.1126	0.1126	0.1126	0.1126
Comp Mole Frac (n-Pentane)	0.1278	0.0240	0.1031	0.1031	0.1031	0.1031
Comp Mole Frac (n-Hexane)	0.1841	0.0289	0.1362	0.1362	0.1362	0.1362
Comp Mole Frac (n-Heptane)	0.1243	0.0224	0.0955	0.0955	0.0955	0.0955
Comp Mole Frac (n-Octane)	0.0401	0.0134	0.0325	0.0325	0.0325	0.0325
Comp Mole Frac (n-Nonane)	0.0038	0.0048	0.0037	0.0037	0.0037	0.0037
Comp Mole Frac (n-Decane)	0.0006	0.0010	0.0007	0.0007	0.0007	0.0007
Comp Mole Frac (n-C11)	0.0001	0.0002	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001
Comp Mole Frac (C12+*)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Comp Mole Frac (H2O)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

Fuente: Aspen Hysys V 7.2

Tabla 12. Propiedades de los diferentes gases de producción y desarrollados durante el proceso

Name	C-01	C-02	C-04	C-05	C-3-4-5	Gas Total
Vapour Fraction	0.9785	0.9991	1.0000	1.0000	1.0000	0.9609
Temperature [F]	198.0	205.0	157.0	157.0	157.0	184.4
Pressure [psia]	47.70	52.70	38.70	38.70	38.70	38.70
Molar Flow [lbmole/hr]	3.317e+004	3.867e+004	2769	6891	1.396e+004	1.410e+005
Mass Flow [lb/hr]	2.175e+006	2.293e+006	1.002e+005	2.493e+005	5.052e+005	8.863e+006
Liquid Volume Flow [ft3/day]	1.381e+006	1.504e+006	8.045e+004	2.002e+005	4.057e+005	5.707e+006
Heat Flow [Btu/hr]	-1.954e+009	-2.181e+009	-1.384e+008	-3.445e+008	-6.979e+008	-8.263e+009
Name	Y-01	C-03	Gas Out pipe	Planta de Gas	Gas to Gen	Caldera
Vapour Fraction	0.8364	1.0000	0.9671	0.9609	0.9609	0.9609
Temperature [F]	198.0	157.0	150.0	184.4	184.4	184.4
Pressure [psia]	47.70	38.70	20.00	38.70	38.70	38.70
Molar Flow [lbmole/hr]	5.521e+004	4302	1.072e+005	3.102e+004	1.072e+005	2820
Mass Flow [lb/hr]	3.890e+006	1.557e+005	6.736e+006	1.950e+006	6.736e+006	1.773e+005
Liquid Volume Flow [ft3/day]	2.416e+006	1.250e+005	4.337e+006	1.256e+006	4.337e+006	1.141e+005
Heat Flow [Btu/hr]	-3.431e+009	-2.151e+008	-6.371e+009	-1.818e+009	-6.280e+009	-1.653e+008

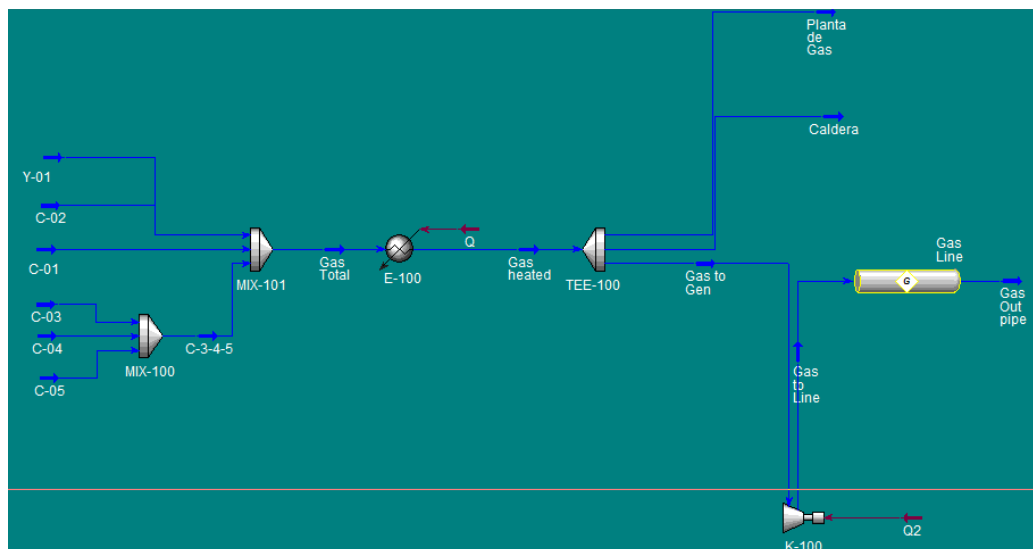
Fuente: Aspen Hysys V 7.2

Una vez el gas es entregado al generador es necesario transportar la energía eléctrica generada hasta las locaciones de los pozos, por lo cual se requiere levantar red eléctrica y diferentes obras civiles para cumplir con el objetivo. Principalmente se requiere de la instalación de una subestación de recibo donde la energía eléctrica será administrada y transformada. Las especificaciones del sistema eléctrico se encuentran descritas en el Escenario 5.

3.2.3.2 Escenario 2

Para el segundo escenario se consideró tender tubería de gas desde el EPF hasta la locación más cercana (Locación 1) y de allí realizar conexionado eléctrico hasta la locación más lejana (Locación 2).

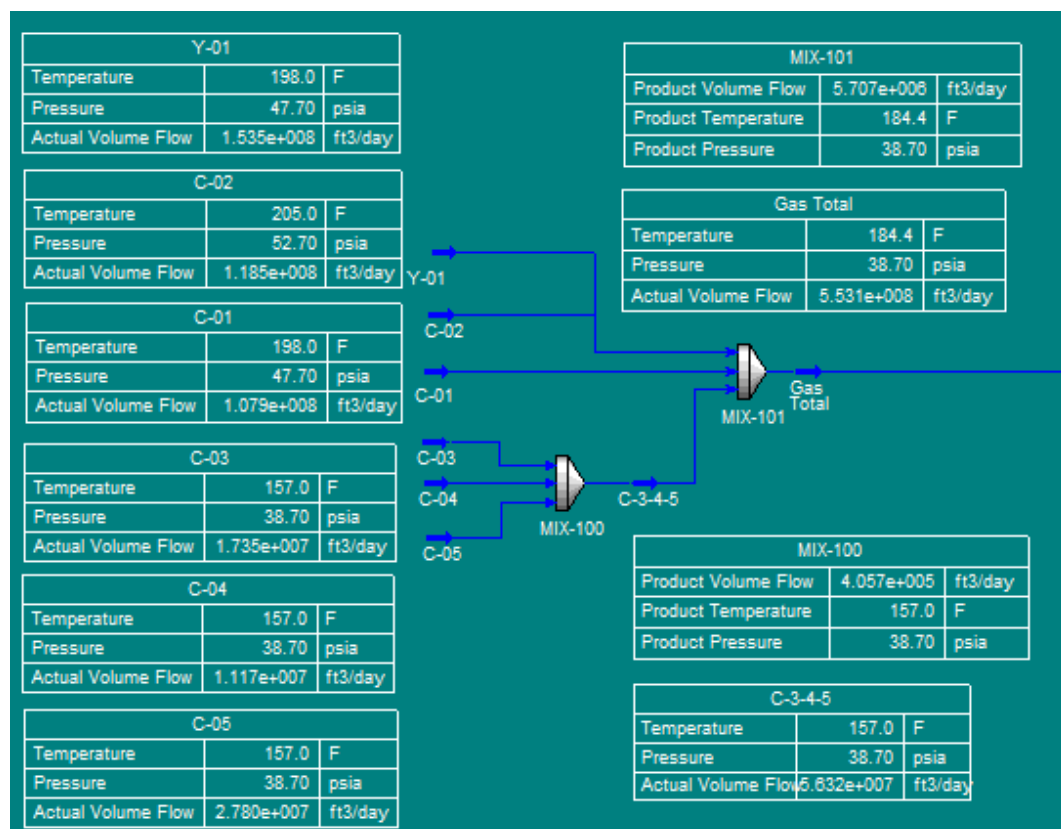
Figura 39. Escenario 2. Diagrama para el comportamiento del gas en el Sistema de gas de alta para generación en EPF



Fuente: Aspen Hysys V 7.2

Debido a problemas presentados por diferentes efectos como el clima, velocidad del viento y la tasa de lluvia que hay en la zona, las pérdidas de temperatura en la tubería son altas, por lo cual se realizaron cálculos con tubería enterrada y con temperatura del subsuelo a 86° F. Sin embargo las pérdidas de presión y temperatura en el recorrido de los 7 km de tubería generan condensado, ocasionando problemas de depositación en la parte baja de la tubería, por otra parte, las pérdidas de presión aproximadas en líneas de gas oscila en 1 psi por cada 100 metros, por lo cual el sistema presentaría perdidas de 70 psi en el recorrido cuando el sistema opera alrededor de los 32 psi en los separadores y FWKOs, imposibilitando su transporte.

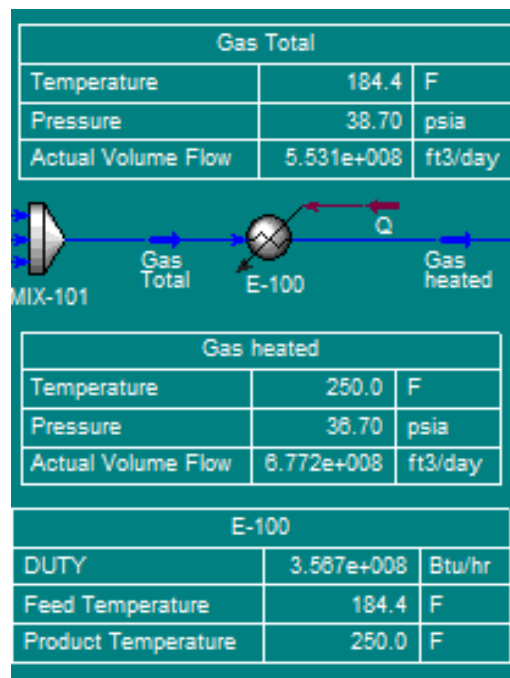
Figura 40. Condiciones de los gases de producción antes y después de ser recolectados en el sistema de gas de alta. ESCENARIO 2



Fuente: Aspen Hysys V 7.2

Como solución a los problemas se decidió instalar un compresor con el fin de aumentar la velocidad y presión de flujo en la tubería, de forma contraproducente, el aumento de la presión a la temperatura de salida de los FWKOs y separadores condensaría el gas total mezclado, por lo que se decidió que era necesario aumentar la temperatura del fluido por encima de la temperatura crítica del gas total, de tal manera que se instalaría un intercambiador de calor para gas alimentado por la caldera que se encontraba instalada previamente en las facilidades.

Figura 41. Parámetros operacionales del intercambiador de calor y comparación variables principales del comportamiento del gas

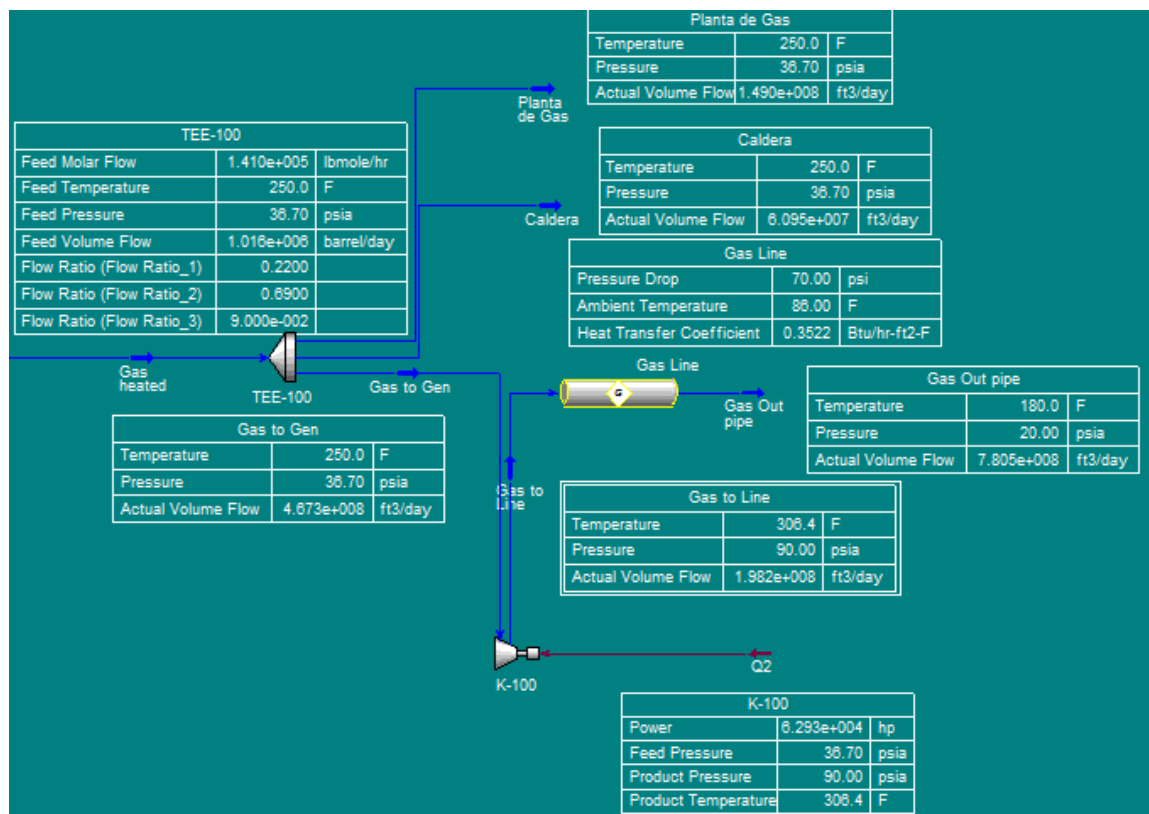


Fuente: Aspen Hysys V 7.2

La utilización de la caldera para el aumento de temperatura obligó a realizar un cambio de porcentajes del volumen producido destinado a generación, planta de gas y caldera como se muestra en la siguiente figura, por lo que fue necesario aumentar el consumo de agua y aumentar el parámetro de operación de la caldera. La instalación de estos sistema logró la disminución de

problemas en la estación compresora de gas por presencia de condensados e hizo posible la entrega del gas en la Locación 1 de forma gaseosa como se evidencia la Tabla 12.

Figura 42. Condiciones de los gases al ser distribuidos para los diferentes fines de producción y llegada al tanque de suministro de combustible del generador ESCENARIO 2



Fuente: Aspen Hysys V 7.2

El suministro de gas sólo se realiza a la Locación 1, por lo que requiere transportar la energía eléctrica hasta la estación 2 donde se alimenta un solo pozo de crudo pesado de bajo consumo (Bajo Caudal). Los requisitos de instalación de la red eléctrica se encuentran especificados en el Escenario 5 Suministro eléctrico con planta y red eléctrica.

Tabla 13. Propiedades de los diferentes gases de producción y desarrollados durante el proceso. ESCENARIO 2

Name	C-01	C-02	C-04	C-05	C-3-4-5	Gas Total	Y-01
Vapour Fraction	0.9785	0.9991	1.0000	1.0000	1.0000	0.9609	0.8364
Temperature [F]	198.0	205.0	157.0	157.0	157.0	184.4	198.0
Pressure [psia]	47.70	52.70	38.70	38.70	38.70	38.70	47.70
Molar Flow [lbmole/hr]	3.317e+004	3.867e+004	2769	6891	1.396e+004	1.410e+005	5.521e+004
Mass Flow [lb/hr]	2.175e+006	2.293e+006	1.002e+005	2.493e+005	5.052e+005	8.863e+006	3.890e+006
Liquid Volume Flow [ft3/day]	1.381e+006	1.504e+006	8.045e+004	2.002e+005	4.057e+005	5.707e+006	2.416e+006
Heat Flow [Btu/hr]	-1.954e+009	-2.181e+009	-1.384e+008	-3.445e+008	-6.979e+008	-8.263e+009	-3.431e+009
Name	C-03	Gas Out pipe	Planta de Gas	Gas to Gen	Caldera	Gas heated	Gas to Line
Vapour Fraction	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Temperature [F]	157.0	180.0	250.0	250.0	250.0	250.0	306.4
Pressure [psia]	38.70	20.00	36.70	36.70	36.70	36.70	90.00
Molar Flow [lbmole/hr]	4302	9.730e+004	3.102e+004	9.730e+004	1.269e+004	1.410e+005	9.730e+004
Mass Flow [lb/hr]	1.557e+005	6.116e+006	1.950e+006	6.116e+006	7.977e+005	8.863e+006	6.116e+006
Liquid Volume Flow [ft3/day]	1.250e+005	3.938e+006	1.256e+006	3.938e+006	5.136e+005	5.707e+006	3.938e+006
Heat Flow [Btu/hr]	-2.151e+008	-5.656e+009	-1.739e+009	-5.456e+009	-7.116e+008	-7.907e+009	-5.296e+009

Fuente: Aspen Hysys V 7.2

Tabla 14. Composición de los diferentes flujos en el Escenario 1

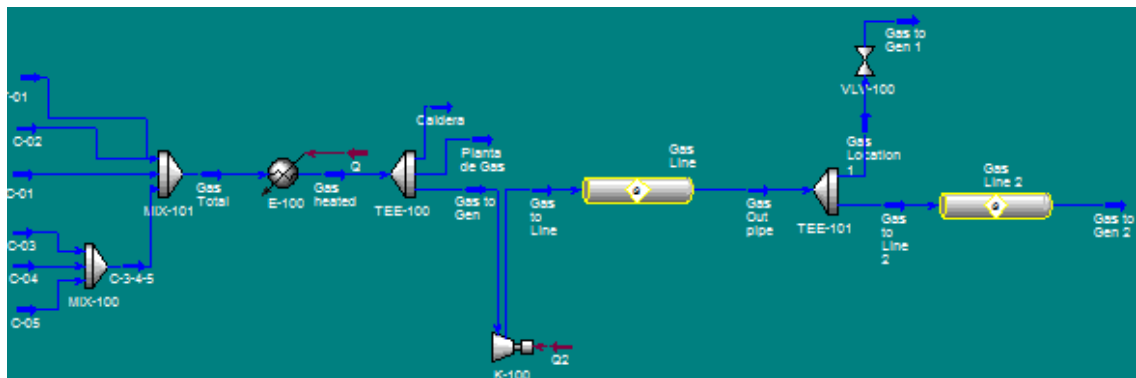
Name	C-01	C-02	C-04	C-05	C-3-4-5	Gas Total	Y-01
Comp Mole Frac (Hydrogen)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Comp Mole Frac (H2S)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Comp Mole Frac (CO2)	0.0160	0.0284	0.0746	0.0746	0.0746	0.0212	0.0059
Comp Mole Frac (Nitrogen)	0.0038	0.0077	0.0148	0.0148	0.0148	0.0054	0.0023
Comp Mole Frac (Methane)	0.0744	0.1538	0.4339	0.4339	0.4339	0.1251	0.0574
Comp Mole Frac (Ethane)	0.0267	0.0416	0.1426	0.1426	0.1426	0.0412	0.0239
Comp Mole Frac (Propane)	0.1024	0.1217	0.1277	0.1277	0.1277	0.1002	0.0768
Comp Mole Frac (i-Butane)	0.0956	0.0940	0.0317	0.0317	0.0317	0.0812	0.0761
Comp Mole Frac (n-Butane)	0.1652	0.1494	0.0568	0.0568	0.0568	0.1414	0.1428
Comp Mole Frac (i-Pentane)	0.1329	0.0968	0.0232	0.0232	0.0232	0.1126	0.1340
Comp Mole Frac (n-Pentane)	0.1195	0.0823	0.0240	0.0240	0.0240	0.1031	0.1278
Comp Mole Frac (n-Hexane)	0.1418	0.1019	0.0289	0.0289	0.0289	0.1362	0.1841
Comp Mole Frac (n-Heptane)	0.0908	0.0849	0.0224	0.0224	0.0224	0.0955	0.1243
Comp Mole Frac (n-Octane)	0.0278	0.0324	0.0134	0.0134	0.0134	0.0325	0.0401
Comp Mole Frac (n-Nonane)	0.0027	0.0040	0.0048	0.0048	0.0048	0.0037	0.0038
Comp Mole Frac (n-Decane)	0.0003	0.0009	0.0010	0.0010	0.0010	0.0007	0.0006
Comp Mole Frac (n-C11)	0.0001	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0001	0.0001
Comp Mole Frac (C12+*)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Comp Mole Frac (H2O)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Name	C-03	Gas Out pipe	Planta de Gas	Gas to Gen	Caldera	Gas heated	Gas to Line
Comp Mole Frac (Hydrogen)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Comp Mole Frac (H2S)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Comp Mole Frac (CO2)	0.0746	0.0212	0.0212	0.0212	0.0212	0.0212	0.0212
Comp Mole Frac (Nitrogen)	0.0148	0.0054	0.0054	0.0054	0.0054	0.0054	0.0054
Comp Mole Frac (Methane)	0.4339	0.1251	0.1251	0.1251	0.1251	0.1251	0.1251
Comp Mole Frac (Ethane)	0.1426	0.0412	0.0412	0.0412	0.0412	0.0412	0.0412
Comp Mole Frac (Propane)	0.1277	0.1002	0.1002	0.1002	0.1002	0.1002	0.1002
Comp Mole Frac (i-Butane)	0.0317	0.0812	0.0812	0.0812	0.0812	0.0812	0.0812
Comp Mole Frac (n-Butane)	0.0568	0.1414	0.1414	0.1414	0.1414	0.1414	0.1414
Comp Mole Frac (i-Pentane)	0.0232	0.1126	0.1126	0.1126	0.1126	0.1126	0.1126
Comp Mole Frac (n-Pentane)	0.0240	0.1031	0.1031	0.1031	0.1031	0.1031	0.1031
Comp Mole Frac (n-Hexane)	0.0289	0.1362	0.1362	0.1362	0.1362	0.1362	0.1362
Comp Mole Frac (n-Heptane)	0.0224	0.0955	0.0955	0.0955	0.0955	0.0955	0.0955
Comp Mole Frac (n-Octane)	0.0134	0.0325	0.0325	0.0325	0.0325	0.0325	0.0325
Comp Mole Frac (n-Nonane)	0.0048	0.0037	0.0037	0.0037	0.0037	0.0037	0.0037
Comp Mole Frac (n-Decane)	0.0010	0.0007	0.0007	0.0007	0.0007	0.0007	0.0007
Comp Mole Frac (n-C11)	0.0002	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001
Comp Mole Frac (C12+*)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Comp Mole Frac (H2O)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

Fuente: Aspen Hysys V 7.2

3.1.3.3 Escenario 3

Para el tercer escenario se decidió abastecer con gas de producción de manera continua a las dos locaciones con sistemas de bombeo electrosumergible, para lo cual se mantuvieron ciertos parámetros y precauciones operacionales analizadas en los escenarios anteriores.

Figura 43. Escenario 3. Diagrama para el comportamiento del gas en el Sistema de gas de alta para en las locaciones 1 y 2



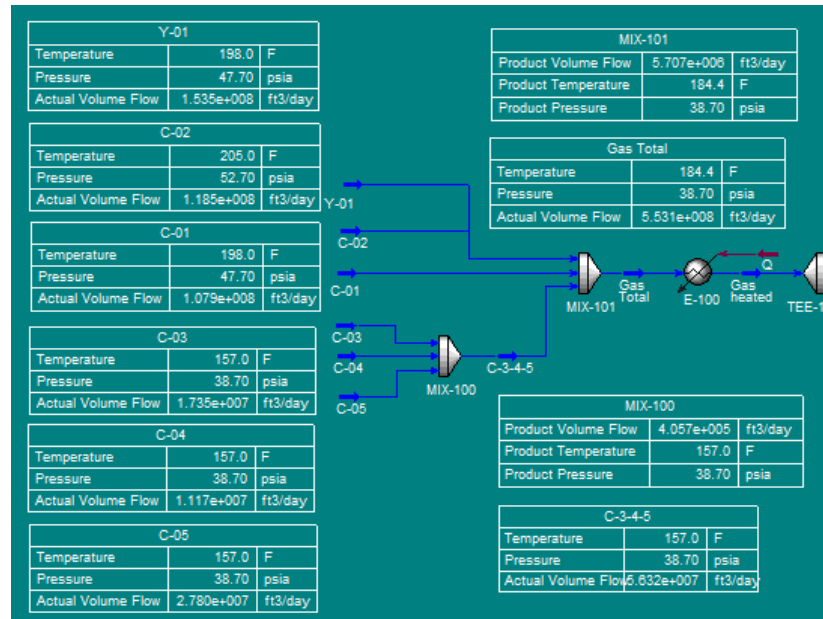
Fuente: Aspen Hysys V 7.2

En este escenario se hizo necesario mantener la temperatura ganada por el intercambiador de calor, ya que presentaba los mismos problemas operacionales que en el ESCENARIO 2, por el contrario, el aumento de la distancia ocasionado por la alimentación de la Locación 2, obligó a incrementar la salida de compresión del gas.

Como se explicó anteriormente, se incrementó la presión de descarga del compresor, por lo que también se vio incrementada la presión antes de la bifurcación hacia la Locación 2, haciendo necesario la instalación de un sistema para generar la caída de presión para lograr almacenar el gas en el tanque de almacenamiento de combustible de suministro del generador. Con este fin se instaló una válvula expansora, generando una caída de presión

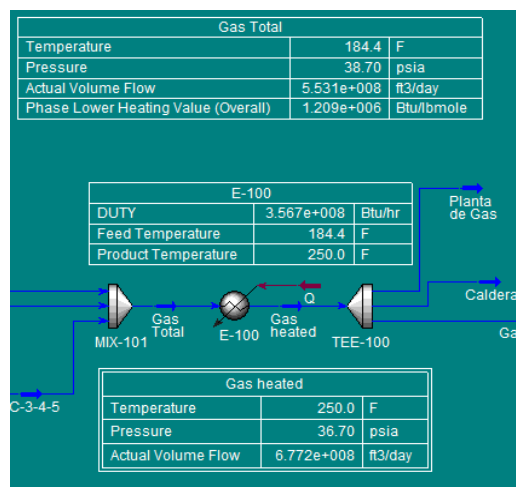
suficiente para entregar el gas en el tanque de suministro de combustible a las condiciones de operación.

Figura 44. Condiciones de los gases de producción antes y después de ser recolectados en el sistema de gas de alta. ESCENARIO 3



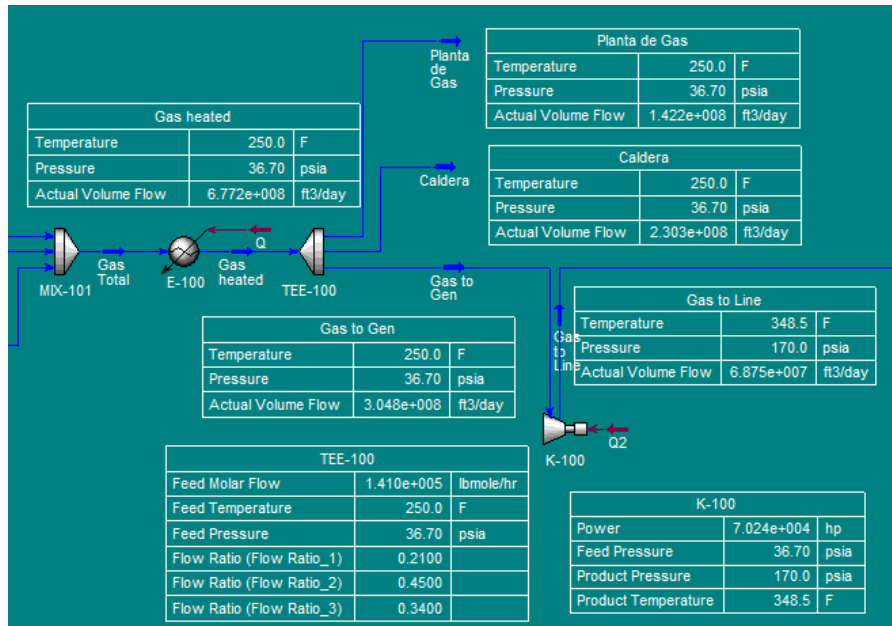
Fuente: Los autores (Aspen Hysys V 7.2)

Figura 45. Parámetros operacionales del intercambiador de calor y comparación variables principales del comportamiento del gas



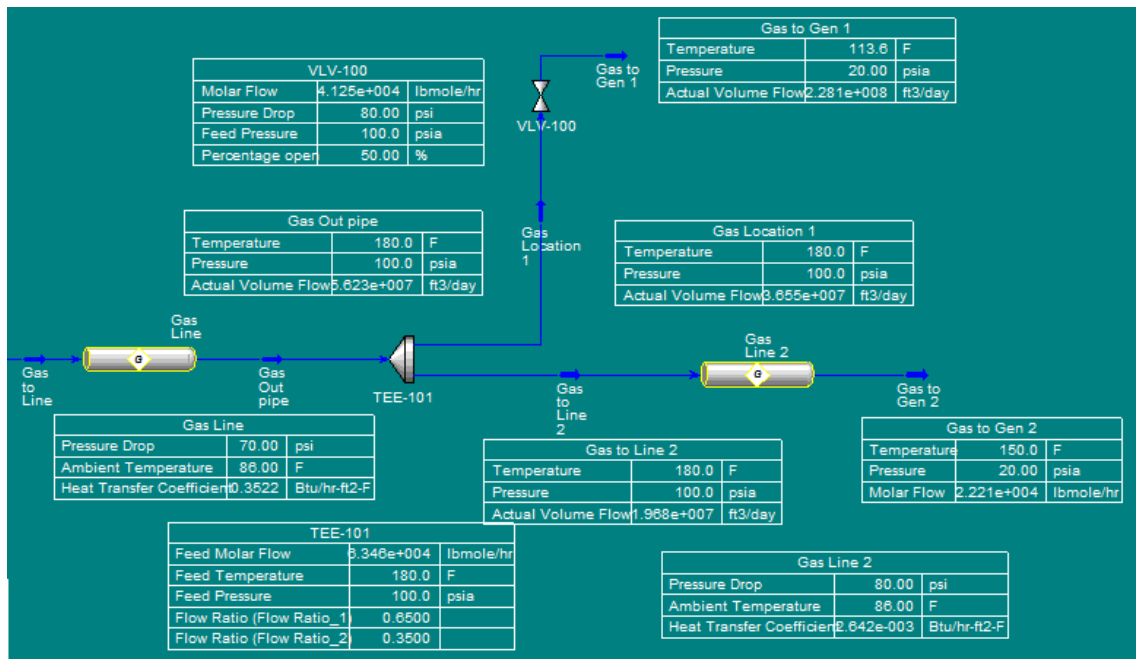
Fuente: Los autores (Aspen Hysys V 7.2)

Figura 46. Condiciones de los gases al ser distribuidos para los diferentes fines de producción y llegada a la unidad de compresión



Fuente: Los autores (Aspen Hysys V 7.2)

Figura 47. Propiedades de los gases al ser bifurcados para la alimentación de las locaciones y condiciones de llegada.



Fuente: Los autores (Aspen Hysys V 7.2)

Tabla 15. Propiedades de los diferentes gases de producción y desarrollados durante el proceso. ESCENARIO 3

Name	C-01	C-02	C-04	C-05	C-3-4-5	Gas Total
Vapour Fraction	0.9785	0.9991	1.0000	1.0000	1.0000	0.9609
Temperature [F]	198.0	205.0	157.0	157.0	157.0	184.4
Pressure [psia]	47.70	52.70	38.70	38.70	38.70	38.70
Molar Flow [lbmole/hr]	3.317e+004	3.867e+004	2769	6891	1.396e+004	1.410e+005
Mass Flow [lb/hr]	2.175e+006	2.293e+006	1.002e+005	2.493e+005	5.052e+005	8.863e+006
Liquid Volume Flow [ft3/day]	1.381e+006	1.504e+006	8.045e+004	2.002e+005	4.057e+005	5.707e+006
Heat Flow [Btu/hr]	-1.954e+009	-2.181e+009	-1.384e+008	-3.445e+008	-6.979e+008	-8.263e+009
Name	Y-01	C-03	Gas Out pipe	Planta de Gas	Gas to Gen	Caldera
Vapour Fraction	0.8364	1.0000	0.5721	1.0000	1.0000	1.0000
Temperature [F]	198.0	157.0	180.0	250.0	250.0	250.0
Pressure [psia]	47.70	38.70	100.0	36.70	36.70	36.70
Molar Flow [lbmole/hr]	5.521e+004	4302	6.346e+004	2.961e+004	6.346e+004	4.794e+004
Mass Flow [lb/hr]	3.890e+006	1.557e+005	3.988e+006	1.861e+006	3.988e+006	3.013e+006
Liquid Volume Flow [ft3/day]	2.416e+006	1.250e+005	2.568e+006	1.198e+006	2.568e+006	1.940e+006
Heat Flow [Btu/hr]	-3.431e+009	-2.151e+008	-4.000e+009	-1.660e+009	-3.558e+009	-2.688e+009
Name	Gas heated	Gas to Line	Gas Location 1	Gas to Gen 2	Gas to Line 2	Gas to Gen 1
Vapour Fraction	1.0000	1.0000	0.5721	0.9671	0.5721	0.7683
Temperature [F]	250.0	348.5	180.0	150.0	180.0	113.6
Pressure [psia]	36.70	170.0	100.0	20.00	100.0	20.00
Molar Flow [lbmole/hr]	1.410e+005	6.346e+004	2.221e+004	4.125e+004	4.125e+004	2.221e+004
Mass Flow [lb/hr]	8.863e+006	3.988e+006	1.396e+006	2.592e+006	2.592e+006	1.396e+006
Liquid Volume Flow [ft3/day]	5.707e+006	2.568e+006	8.989e+005	1.669e+006	1.669e+006	8.989e+005
Heat Flow [Btu/hr]	-7.907e+009	-3.379e+009	-1.400e+009	-2.452e+009	-2.600e+009	-1.400e+009

Fuente: Aspen Hysys V 7.2

Tabla 16. Composición en fracción molar de los gases producidos y desarrollados en el proceso ESCENARIO 3

Name	C-01	C-02	C-04	C-05	C-3-4-5	Gas Total	Y-01	C-03	Gas Out pipe
Comp Mole Frac (Hydrogen)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Comp Mole Frac (H2S)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Comp Mole Frac (CO2)	0.0160	0.0284	0.0746	0.0746	0.0746	0.0212	0.0059	0.0746	0.0212
Comp Mole Frac (Nitrogen)	0.0038	0.0077	0.0148	0.0148	0.0148	0.0054	0.0023	0.0148	0.0054
Comp Mole Frac (Methane)	0.0744	0.1538	0.4339	0.4339	0.4339	0.1251	0.0574	0.4339	0.1251
Comp Mole Frac (Ethane)	0.0267	0.0416	0.1426	0.1426	0.1426	0.0412	0.0239	0.1426	0.0412
Comp Mole Frac (Propane)	0.1024	0.1217	0.1277	0.1277	0.1277	0.1002	0.0768	0.1277	0.1002
Comp Mole Frac (i-Butane)	0.0956	0.0940	0.0317	0.0317	0.0317	0.0812	0.0761	0.0317	0.0812
Comp Mole Frac (n-Butane)	0.1652	0.1494	0.0568	0.0568	0.0568	0.1414	0.1428	0.0568	0.1414
Comp Mole Frac (i-Pentane)	0.1329	0.0968	0.0232	0.0232	0.0232	0.1126	0.1340	0.0232	0.1126
Comp Mole Frac (n-Pentane)	0.1195	0.0823	0.0240	0.0240	0.0240	0.1031	0.1278	0.0240	0.1031
Comp Mole Frac (n-Hexane)	0.1418	0.1019	0.0289	0.0289	0.0289	0.1362	0.1841	0.0289	0.1362
Comp Mole Frac (n-Heptane)	0.0908	0.0849	0.0224	0.0224	0.0224	0.0955	0.1243	0.0224	0.0955
Comp Mole Frac (n-Octane)	0.0278	0.0324	0.0134	0.0134	0.0134	0.0325	0.0401	0.0134	0.0325
Comp Mole Frac (n-Nonane)	0.0027	0.0040	0.0048	0.0048	0.0048	0.0037	0.0038	0.0048	0.0037
Comp Mole Frac (n-Decane)	0.0003	0.0009	0.0010	0.0010	0.0010	0.0007	0.0006	0.0010	0.0007
Comp Mole Frac (n-C11)	0.0001	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0001	0.0001	0.0002	0.0001
Comp Mole Frac (C12+)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Comp Mole Frac (H2O)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Name	Planta de Gas	Gas to Gen	Caldera	Gas heated	Gas to Line	Gas Location 1	Gas to Gen 2	Gas to Line 2	Gas to Gen 1
Comp Mole Frac (Hydrogen)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Comp Mole Frac (H2S)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Comp Mole Frac (CO2)	0.0212	0.0212	0.0212	0.0212	0.0212	0.0212	0.0212	0.0212	0.0212
Comp Mole Frac (Nitrogen)	0.0054	0.0054	0.0054	0.0054	0.0054	0.0054	0.0054	0.0054	0.0054
Comp Mole Frac (Methane)	0.1251	0.1251	0.1251	0.1251	0.1251	0.1251	0.1251	0.1251	0.1251
Comp Mole Frac (Ethane)	0.0412	0.0412	0.0412	0.0412	0.0412	0.0412	0.0412	0.0412	0.0412
Comp Mole Frac (Propane)	0.1002	0.1002	0.1002	0.1002	0.1002	0.1002	0.1002	0.1002	0.1002
Comp Mole Frac (i-Butane)	0.0812	0.0812	0.0812	0.0812	0.0812	0.0812	0.0812	0.0812	0.0812
Comp Mole Frac (n-Butane)	0.1414	0.1414	0.1414	0.1414	0.1414	0.1414	0.1414	0.1414	0.1414
Comp Mole Frac (i-Pentane)	0.1126	0.1126	0.1126	0.1126	0.1126	0.1126	0.1126	0.1126	0.1126
Comp Mole Frac (n-Pentane)	0.1031	0.1031	0.1031	0.1031	0.1031	0.1031	0.1031	0.1031	0.1031
Comp Mole Frac (n-Hexane)	0.1362	0.1362	0.1362	0.1362	0.1362	0.1362	0.1362	0.1362	0.1362
Comp Mole Frac (n-Heptane)	0.0955	0.0955	0.0955	0.0955	0.0955	0.0955	0.0955	0.0955	0.0955
Comp Mole Frac (n-Octane)	0.0325	0.0325	0.0325	0.0325	0.0325	0.0325	0.0325	0.0325	0.0325
Comp Mole Frac (n-Nonane)	0.0037	0.0037	0.0037	0.0037	0.0037	0.0037	0.0037	0.0037	0.0037
Comp Mole Frac (n-Decane)	0.0007	0.0007	0.0007	0.0007	0.0007	0.0007	0.0007	0.0007	0.0007
Comp Mole Frac (n-C11)	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001
Comp Mole Frac (C12+)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Comp Mole Frac (H2O)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

Fuente: Aspen Hysys V 7.2

3.2.4 Elección del Generador

Al ser viable la implementación de generadores eléctricos con gas de campo como combustible, se procedió a seleccionar el generador de acuerdo a las características de las bombas electrosumergibles y el mejor escenario para la alimentación de estas. A continuación se presentan las especificaciones del motor en fondo en la tabla 16.

Como parámetro principal está la potencia necesaria para cada equipo, obligando a utilizar un generador para cada bomba y cumplir con la potencia requerida, teniendo en cuenta las pérdidas por distancia desde el lugar de generación hasta el variador. En el anexo C y D se encuentran las especificaciones de los generadores que pueden ser utilizados debido a su gran similitud con el gas de producción y la relación caudal potencia. Las tecnologías de bajo poder calorífico y la utilización de sistemas de levantamiento con gas, se adaptan perfectamente a las necesidades del proyecto ya que cumplen con los requisitos de generación de potencia, logrando escoger cualquiera de los dos.

3.3 GENERACIÓN ELÉCTRICA EN PLANTA Y TENDIDO ELÉCTRICO

Con el fin de fortalecer los argumentos del proyecto, se realizó un análisis sobre la posibilidad de suministrar energía eléctrica desde el pueblo más cercano, se establecieron las siguientes distancias trazadas sobre la línea de carretera:

Pueblo – Locación principal EPF: 25 Km

Locación Principal EPF – Locación 1: 6.5 Km

Locación 1 – Locación 2: 7.5 Km

Por razones de seguridad a la población, economía, transporte y negociación de predios, se consultó que la mejor alternativa era la construcción del sistema eléctrico sobre la vía, manteniendo las distancias recorridas sobre carretera

como se indico anteriormente. De esta forma además se facilita el monitoreo y mantenimiento de la infraestructura de distribución eléctrica.

3.3.1 Proceso de suministro eléctrico con planta eléctrica y red eléctrica.

El sistema eléctrico comienza en la planta de generación eléctrica, a partir de la cual se realiza la transformación de energía de otras fuentes (hidráulica, térmica, etc.) a energía eléctrica. Este proceso suele realizarse a nivel de media tensión (1 kilovoltio- 30 kilovoltios).

Con el fin de reducir las pérdidas por disipación de calor (proporcionales a la corriente eléctrica que circula a través de los conductores) en los elementos de conducción, la energía eléctrica suministrada por la planta de generación es elevada a un nivel de alta tensión (mayor a 30 kilovoltios), nivel al que se le refiere como nivel de transmisión (En este proceso de elevación de tensión se mantiene la potencia suministrada, reduciéndose la corriente eléctrica y en consecuencia, las pérdidas por disipación). El transporte de la energía eléctrica se realiza en este nivel, desde las plantas hasta los centros poblacionales o de producción que se desean abastecer, en este caso, los pozos del bloque GT.

El tendido eléctrico dispuesto para la transmisión entre la planta de generación y el centro de producción corresponde a una longitud cubierta de 31.5 kilómetros, que comprenden la disposición de conductores específicos para el nivel de potencia y tensión que se requiere, así como estructuras físicas de soporte (torres). Finalmente, el tendido eléctrico en alta tensión siempre debe contar con un conductor de guarda para la protección del circuito ante descargas eléctricas.

Cabe resaltar que, convencionalmente, el proceso de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica se realiza con base en un sistema trifásico. Este aspecto, aunado a la evidente diferencia entre el nivel de tensión de transmisión, y el nivel requerido para los equipos (en este caso el variador o

driver) hace necesaria la instalación de subestaciones eléctricas para la reducción de voltaje.

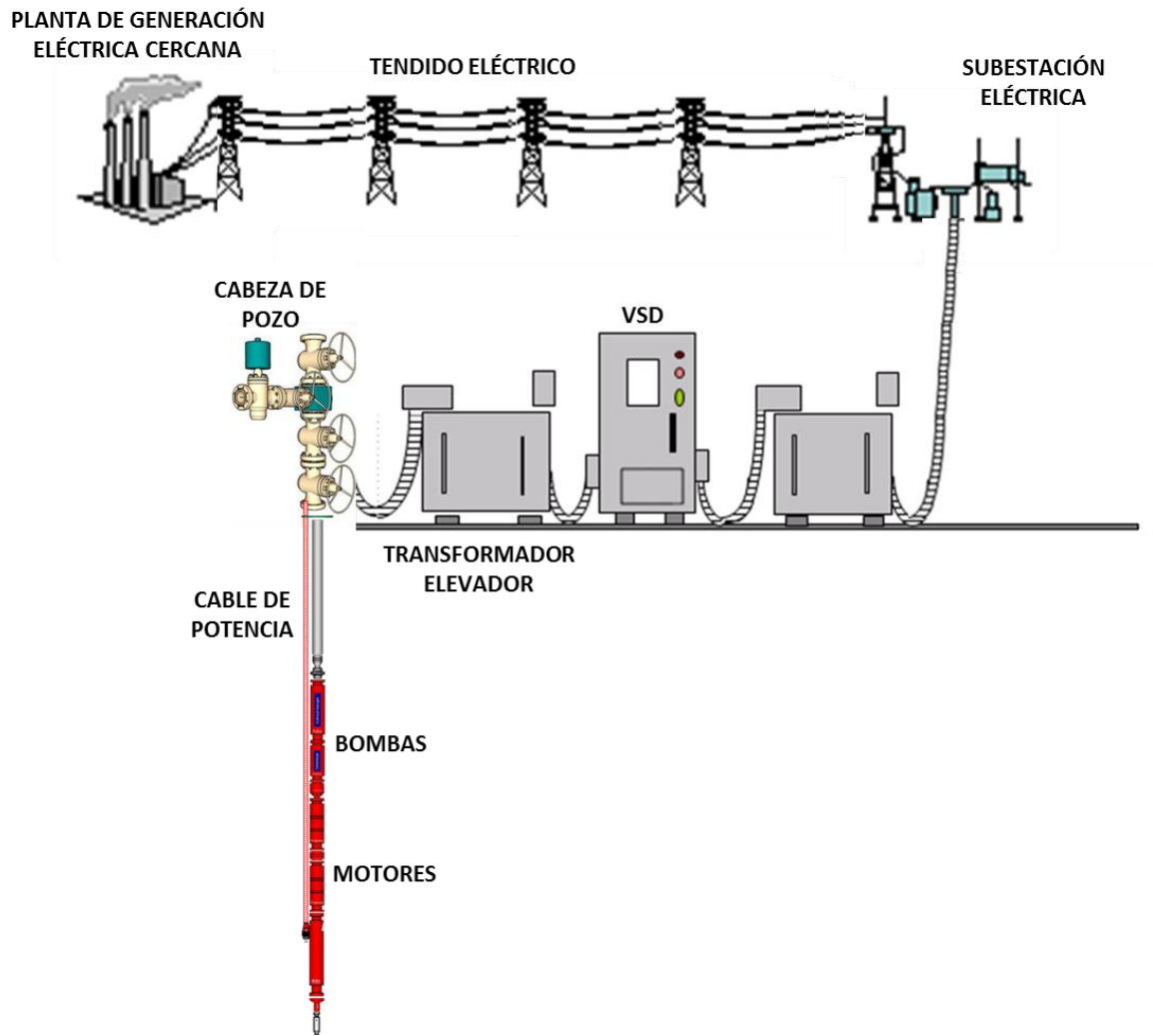
Debido a que el objetivo del proyecto es la alimentación de las bombas electrosumergibles, se dispone la ubicación de una primera subestación estará ubicada en la Locación 1, despreciando la posibilidad de la instalación en las cercanías del EPF para la alimentación de los consumos descritos en el capítulo 1. De esta forma, se maximiza la potencia transmitida a los equipos, reduciéndose los costos operativos.

Teniendo en cuenta que la ubicación de la Locación 2 es a 7.5 Km de la Locación 1, se requiere de la ubicación de una segunda subestación en la Locación 2, con el fin de minimizar las pérdidas de energía por disipación en los conductores. De esta forma se establece que el tendido eléctrico a nivel de transmisión llega hasta ambas locaciones, realizándose una reducción de voltaje para cada una a través de cada subestación asignada.

Una vez el flujo eléctrico llega a la Locación, este es entregado al Variador o Driver encargado de controlar la cantidad de energía eléctrica que será enviada a la bomba según la frecuencia de operación (condiciones de operación normales: 60 Hz). Antes de ser enviada a fondo, la carga eléctrica pasará a través del transformador elevador, el cual de acuerdo a su configuración en estrella o delta (conexiones trifásicas) ayudará a que la energía llegue hasta el fondo aumentando la corriente o su voltaje pero manteniendo el mismo nivel de potencia. De esta forma el sistema BES será alimentado eléctricamente para iniciar el levantamiento artificial.

La figura 48 presenta el diagrama de suministro eléctrico por planta y red eléctrica y el anexo E se encuentra la descripción técnica y la valorización del escenario 4.

Figura 48. Diagrama de suministro eléctrico por planta y red eléctrica.



Fuente: Los Autores

4. ANÁLISIS FINANCIERO

Con el fin de realizar una evaluación, desde el punto de vista económico, se lleva a cabo el siguiente análisis financiero que permitirá determinar cuál de los escenarios planteados es la mejor opción. Para ello se emplearán como indicadores de rentabilidad la Tasa Interna de Retorno (TIR), la Relación Beneficio/Costo y el PayBack. El período de evaluación es de 1 año.

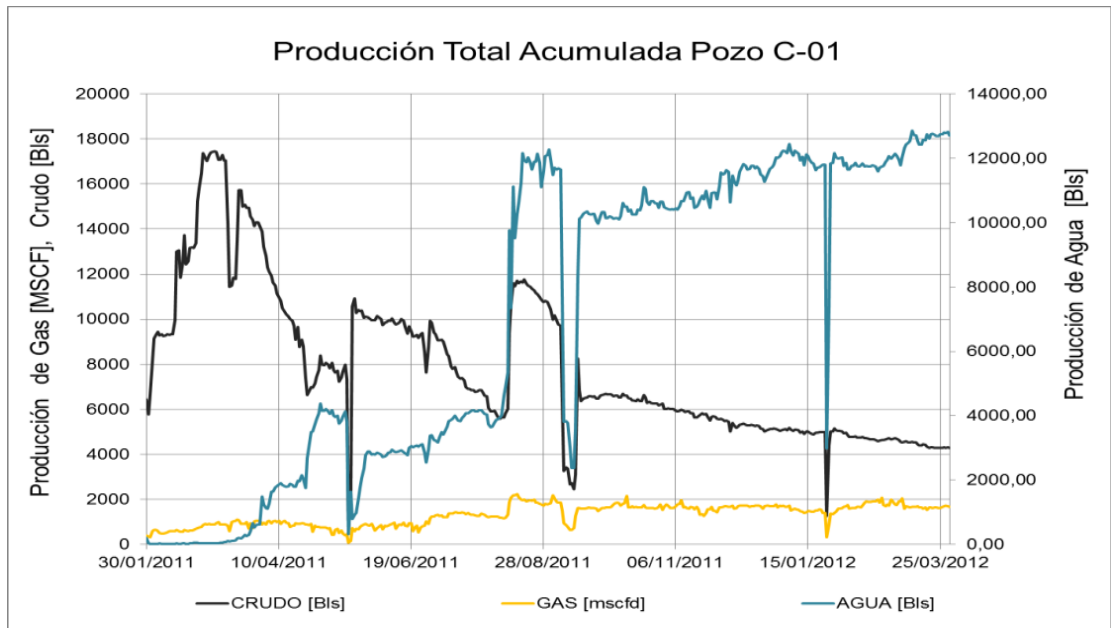
Es necesario anotar que todos los cálculos se hacen con el precio del barril en un escenario pesimista con un precio por debajo que se tomará de 65U\$, con el fin de no subestimar el comportamiento reciente del crudo en alza, respaldando la rentabilidad del proyecto.

4.1 PRODUCCIÓN DIARIA

Se asume que el comportamiento de la producción de aceite se tendrá una tasa de declinación mensual del 7% durante el año de estudio. También se asume que la producción de gas se mantiene constante. A continuación se presentan los comportamientos que presentaron los pozos en los últimos meses, comportamientos que fueron utilizados para hacer algunas suposiciones de producción.

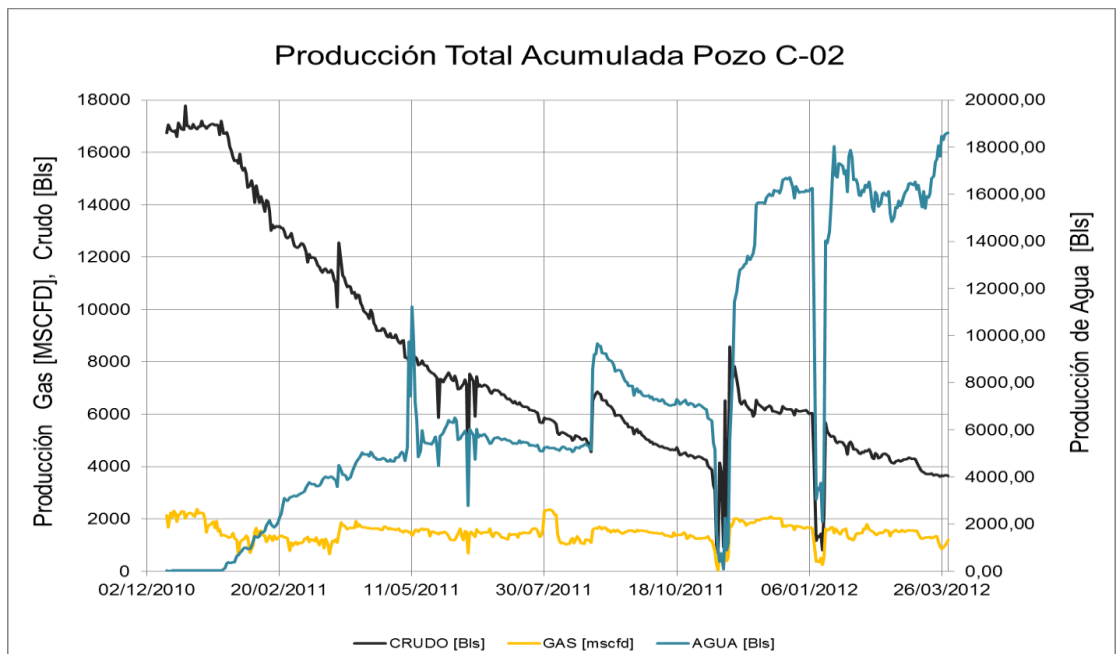
La tabla 17 se basó inicialmente en el aporte diario de cada pozo, está basada en el comportamiento de la producción de petróleo, agua y gas presentada en las graficas de la 49 la 54. Estas gráficas serán utilizadas posteriormente para la estimación de los caudales para el año siguiente al cual será aplicado el proyecto.

Figura 49 Producción Total Acumulada Pozo C-01



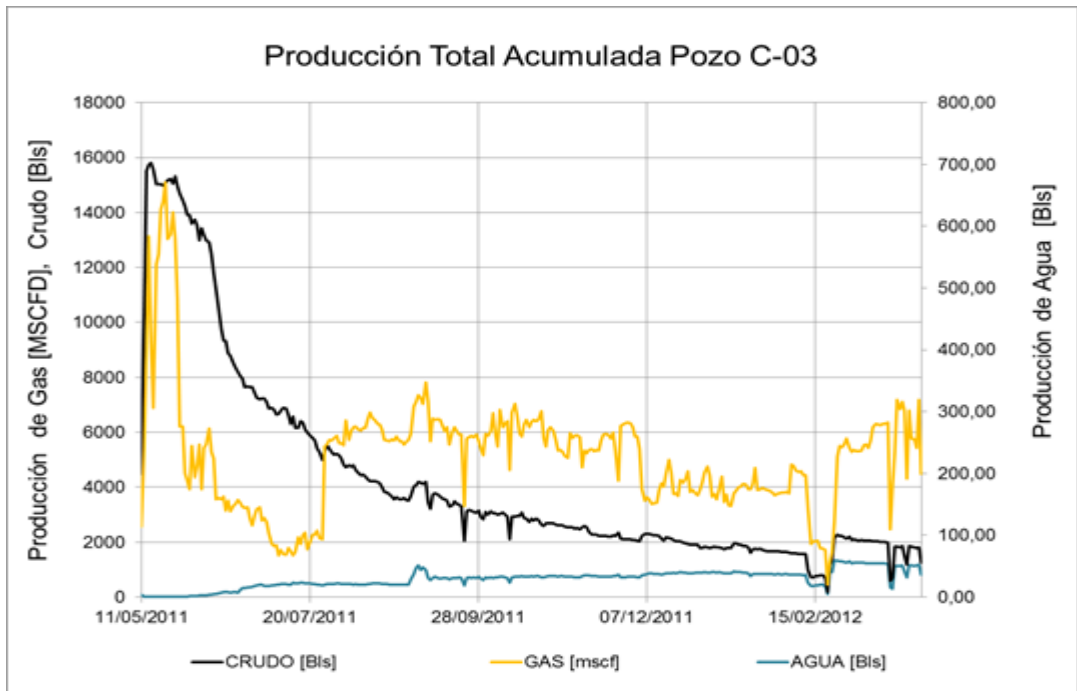
Fuente. Los Autores

Figura 50 Producción Total Acumulada Pozo C-02



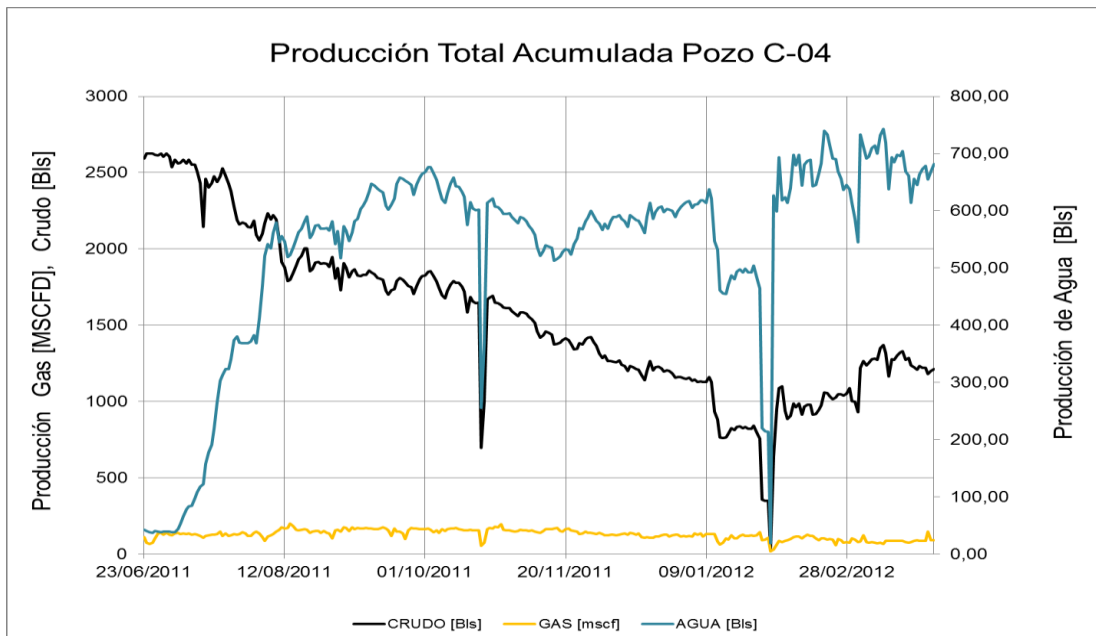
Fuente. Los Autores

Figura 51 Producción Total Acumulada Pozo C-03



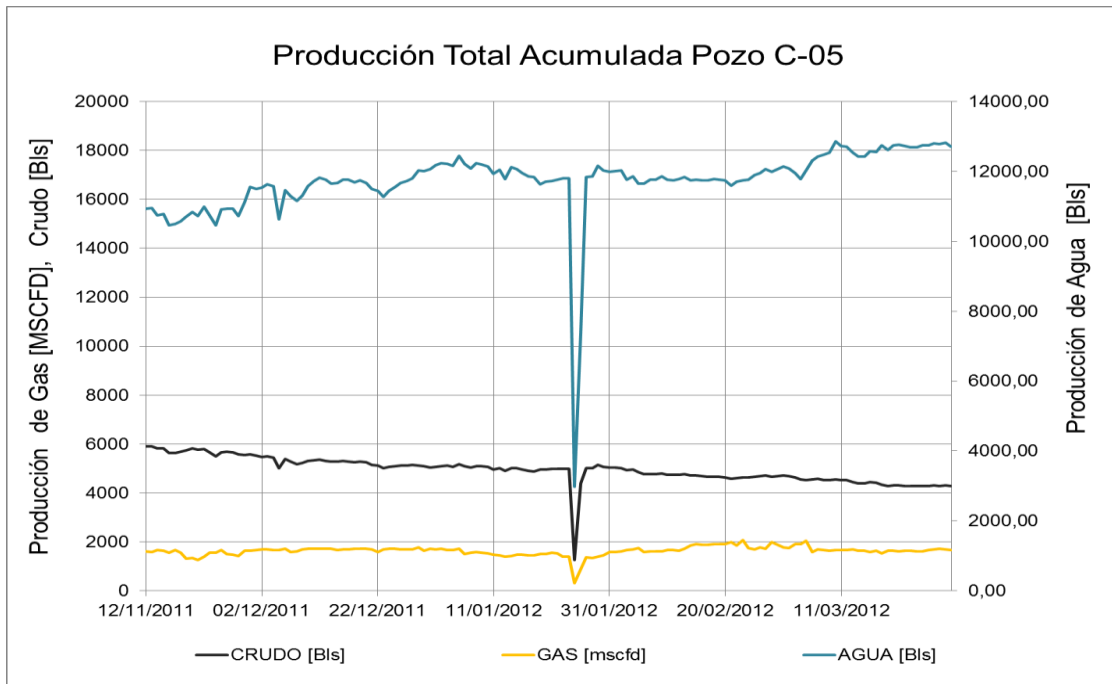
Fuente. Los Autores

Figura 52 Producción Total Acumulada Pozo C-04



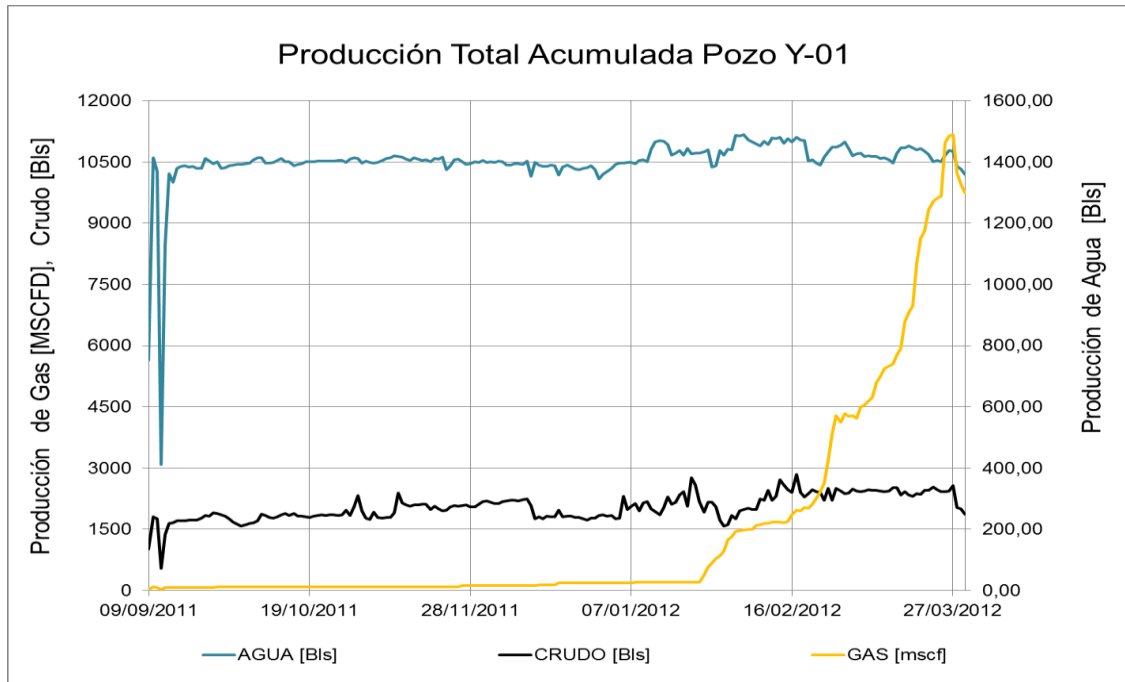
Fuente. Los Autores

Figura 53 Producción Total Acumulada Pozo C-05



Fuente. Los Autores

Figura 54 Producción Total Acumulada Pozo Y-01



Fuente. Los Autores

Tabla 16 Proyección de Producción 1er Semestre

POZO	Qo Diario [Bbld]	Producción esperada durante el año [Bbl]					
		1 ^{er} mes	2 ^{do} mes	3 ^{er} mes	4 ^{to} mes	5 ^{to} mes	6 ^{to} mes
C-01	4.565	136.950	135.581	134.225	132.882	131.554	130.238
C-02	3.887	116.610	115.444	114.289	113.147	112.015	110.895
C-03	1.263	37.890	37.511	37.136	36.765	36.397	36.033
C-04	1.208	36.240	35.878	35.519	35.164	34.812	34.464
C-05	1.287	38.610	38.224	37.842	37.463	37.089	36.718
Y-01	10.203	306.087	303.026	299.996	296.996	294.026	291.085
TOTAL Bbl	22.413	672.387	665.663	659.006	652.416	645.892	639.433

Fuente. Los Autores

Tabla 17. Proyección de Producción 2do Semestre

POZO	Producción esperada durante el año [Bbl]					
	7 ^{mo} mes	8 ^{vo} mes	9 ^{no} mes	10 ^{mo} mes	11 ^{mo} mes	12 ^{mo} mes
C-01	128.936	127.646	126.370	125.106	123.855	122.617
C-02	109.786	108.688	107.601	106.525	105.460	104.405
C-03	35.673	35.316	34.963	34.613	34.267	33.924
C-04	34.119	33.778	33.440	33.106	32.775	32.447
C-05	36.351	35.987	35.627	35.271	34.918	34.569
Y-01	288.175	285.293	282.440	279.615	276.819	274.051
TOTAL Bbl	633.039	626.708	620.441	614.237	608.094	602.014

Fuente. Los Autores

4.2 INGRESOS

Los ingresos provienen directamente de la venta del crudo producido en el bloque GT. El monto de los ingresos dependerá fundamentalmente de dos aspectos, de la producción de aceite y del precio del barril de petróleo, adicionalmente a esto, se le deducirán los costos que la Compañía Operadora tendrá que pagar por regalías, para poder estimar los ingresos netos.

A partir de los ingresos se obtendrá un flujo de caja del proyecto para evaluar cuál de los escenarios es el más rentable.

Únicamente se contabilizan los ingresos anuales con el aceite producido, debido a que el gas de producción se quema.

4.2.1 Regalías

Las regalías del gobierno colombiano inician a una tasa del 8% hasta que la producción neta de la Compañía por campo rebasa los 5.000 Barriles Producidos por Día (BPPD), a partir de lo cual se incrementan 1% por cada aumento de 10,000 BPPD producidos por campo, hasta un máximo de 25%. Debido a que la producción diaria del campo Y es de 10.203 barriles y del Campo C es de 12.210 barriles el porcentaje que se debe pagar es del 9%, para el escenario pesimista que se desea utilizar se asumirá un pago del 10% en regalías.

Tabla 18 Ingresos Anuales

Tiempo (meses)	Qo [Bls]	Ingresos Brutos [US\$]	Regalías (10%) [US\$]	Ingresos Netos [US\$]
1	672,387	43,705,136	4,370,514	39,334,622
2	625,320	40,645,776	4,064,578	36,581,198
3	581,547	37,800,572	3,780,057	34,020,515
4	540,839	35,154,532	3,515,453	31,639,079
5	502,980	32,693,714	3,269,371	29,424,343
6	467,772	30,405,154	3,040,515	27,364,639
7	435,028	28,276,794	2,827,679	25,449,114
8	404,576	26,297,418	2,629,742	23,667,676
9	376,255	24,456,599	2,445,660	22,010,939
10	349,917	22,744,637	2,274,464	20,470,173
11	325,423	21,152,512	2,115,251	19,037,261
12	302,644	19,671,836	1,967,184	17,704,653
Total	5584687 [Bbl]	[US\$] 363.004.679	[US\$] 36.300.467	[US\$] 326.704.211

Fuente. Los Autores

4.3 OPEX BASE

El OPEX BASE son los costos de operación que se tienen independientemente de la forma de generar energía, (generadores a gas y sus distintas configuraciones, generadores a diesel, red eléctrica y tendido eléctrico), así este valor se mantiene constante en todos los escenarios y para incluir el escenario en estudio se le adiciona el OPEX de dicho escenario. La tabla 19 presenta el OPEX Base que incluye los costos operativos, el mantenimiento correctivo y preventivo de los equipos, el transporte de personal y de fluidos, y el pago de nómina del personal del campo.

Para el cálculo del OPEX base, se tuvieron en cuenta parámetros operacionales que se mantenían constantes a pesar de la reducción de producción de equipos, como la renta de estos, el pago del personal, etc. Sin embargo los caudales de producción de agua y el tratamiento químico que recibe el crudo sí están directamente relacionados con la producción. En el campo se producen aproximadamente 30 mil barriles de agua, los cuales son tratados en el CPF cercano descrito en el capítulo 1, aledaño al CPF, se encuentra un campo que produce crudo pesado con altas cantidades de sal, por lo que se recibe el agua de producción de crudo liviano del bloque GT con fines de reducir el nivel de cloruros del campo cercano (crudo pesado), en el CPF, asumiendo todos los costos de tratamiento. Para el tratamiento químico se tuvo en cuenta una reducción proporcional a la producción, teniendo en cuenta que ellos presentan cobro por barril tratado.

Tabla 19. Opex Base

OPEX BASE	
Mensual	Anual
US\$ 1.732.120	US\$ 20.785.445

Fuente. Los Autores

4.4 DEPRECIACIONES E IMPUESTOS

La depreciación es la pérdida de valor que sufren los activos fijos por el funcionamiento operativo al que se le somete, es una medida proporcional al tiempo, a mayor tiempo mayor va a ser el desgaste del equipo. Para este y todos los escenarios se consideró una tasa de depreciación del 20% anual.

$$\text{Valor de depreciación} = \text{Costo del equipo} * 20\% \quad \textbf{(Ecuación 45)}$$

Los impuestos a los que se ve afectada la industria petrolera es principalmente el impuesto de renta.

4.4.1 Impuesto de Renta

Es la principal fuente de recaudo de impuestos en la actividad de producción de petróleo. En Colombia, ha oscilado, en los últimos años, entre el 30 y el 40%. Este impuesto se aplica sobre la ganancia bruta cuando ya se ha descontado la depreciación. En este proyecto se aplicará un impuesto de renta del 33%.

4.5 ESCENARIO ACTUAL

El escenario actual se expondrá de manera detallada, los escenarios siguientes se rigen bajo los mismos análisis a los realizados en este escenario.

4.5.1 Costos operativos (OPEX)

Los costos operativos, para este escenario, tienen en cuenta el costo del combustible, los pagos de nómina de los empleados que hacen posible la

generación y el mantenimiento de los generadores a diesel, las facilidades que se arriendan mensualmente y los costos de transporte de diesel.

La tabla 20 presenta los consumos de diesel por pozo y los costos asociados a su compra. El valor que paga la compañía operadora, por el diesel es de 3,23US\$/Galón.

Como se mencionó anteriormente, el pozo Y-01 se encuentra aportando naturalmente y por esto no requiere consumir combustible.

Tabla 20. Consumo de Diesel por Pozo

Pozo	Consumo Diesel [Galón/Día]	Costo Mes [US\$]
C-01	1,085	US\$ 105,136
C-02	1,107	US\$ 107,268
C-03	703	US\$ 68,120
C-04	695	US\$ 67,345
C-05	698	US\$ 67,636
Y-01	Natural Flow	-
TOTAL MES		US\$ 415,507

Fuente. Compañía Operadora

Se debe tener claro que para propósitos del proyecto se asumieron comportamientos constantes a los que se venían presentando, esta es la razón por la que el pozo Y-01 no tiene consumo de diesel, debido a que este pozo producirá por flujo natural durante el tiempo de evaluación del proyecto. La tabla 21 presenta los costos operacionales descritos anteriormente teniendo en cuenta además los costos de consumo de combustible.

Tabla 21. Opex Escenario Actual.

DESCRIPCIÓN	VALOR MES [US\$]
Pozo C-01 Costo Diesel	US\$ 105,136
Pozo C-02 Costo Diesel	US\$ 107,268
Pozo C-03 Costo Diesel	US\$ 68,120
Pozo C-04 Costo Diesel	US\$ 67,345
Pozo C-05 Costo Diesel	US\$ 67,636
Pozo Y-01 Costo Diesel	-
Auxiliar de Producción	US\$ 4,654
Electromecánico	US\$ 11,171
Monitoreo del Variador	US\$ 1,359
Tanque Diesel (5000 galones)	US\$ 896
Tea Media	US\$ 1,103
Tea Alta	US\$ 3,804
Transporte de Diesel	US\$ 1,869
TOTAL	US\$ 440,367
TOTAL ANUAL	US\$ 5,284,412

Fuente. Compañía Operadora

A los costos operativos reflejados en la anterior tabla se le debe adicionar los costos operativos base (constantes e independientes del tipo de generación que se utilice), que se mencionaron al inicio de este capítulo (Tabla 19), con el fin de tener un valor real de los costos operativos.

Tabla 22. OPEX Total al año según escenario Actual.

OPEX BASE* Año	OPEX Escenario Actual Año	OPEX TOTAL Año
US\$ 20,785,445	US\$ 5,284,412	US\$ 26,069,857

Fuente. Los Autores

4.5.2 Inversión inicial (CAPEX)

Los Costos de capital, incluirán las inversiones en equipos destinados a la generación. Para el escenario actual de generación con diesel como

combustible, la inversión inicial es igual a US\$0 como se puede observar en la tabla 23, esto debido a que los equipos ya se encuentran comprados e instalados en campo.

Tabla 23. CAPEX Escenario Actual

DESCRIPCIÓN	VALOR US\$
Sistema de Monitoreo	US\$ 0
3 Generadores de 2000 Kva	US\$ 0
3 Generadores de 150 Kva	US\$ 0
TOTAL	US\$ 0

Fuente. Compañía Operadora

La tabla 24 presenta el flujo de caja para el escenario actual, en este se tienen en cuenta las inversiones, los ingresos reducidos por las regalías, los egresos conformados por el OPEX base y el OPEX según el escenario, la depreciación de los equipos, el impuesto de renta y finalmente el flujo de efectivo total.

4.5.3 Flujo de caja del proyecto

Tabla 24. Flujo de Caja Escenario Actual

Depreciación	20%	Tasa interna de oportunidad	12%	REGALÍAS	10%	Impuesto de Renta	33%
--------------	-----	-----------------------------	-----	----------	-----	-------------------	-----

MESES	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Inversión (US\$)	0												
Ingresos netos (US\$)		39.334.622	36.581.198	34.020.515	31.639.079	29.424.343	27.364.639	25.449.114	23.667.676	22.010.939	20.470.173	19.037.261	17.704.653
Ingresos brutos		43.705.136	40.645.776	37.800.572	35.154.532	32.693.714	30.405.154	28.276.794	26.297.418	24.456.599	22.744.637	21.152.512	19.671.836
Regalías (10%)		4.370.514	4.064.578	3.780.057	3.515.453	3.269.371	3.040.515	2.827.679	2.629.742	2.445.660	2.274.464	2.115.251	1.967.184
Egresos (US\$)		11.455.522	11.334.274	11.221.513	11.116.645	11.019.118	10.928.418	10.844.067	10.765.620	10.692.665	10.624.817	10.561.717	10.503.035
OPEX Base		1.732.120	1.610.872	1.498.111	1.393.243	1.295.716	1.205.016	1.120.665	1.042.218	969.263	901.415	838.316	779.634
OPEX Según Escenario		440.368	440.368	440.368	440.368	440.368	440.368	440.368	440.368	440.368	440.368	440.368	440.368
Impuesto de Renta		9.257.174	9.257.174	9.257.174	9.257.174	9.257.174	9.257.174	9.257.174	9.257.174	9.257.174	9.257.174	9.257.174	9.257.174
Depreciación		25.861	25.861	25.861	25.861	25.861	25.861	25.861	25.861	25.861	25.861	25.861	25.861
FLUJO DE EFECTIVO TOTAL (US\$)	0	27.879.100	25.246.925	22.799.002	20.522.433	18.405.225	16.436.221	14.605.048	12.902.056	11.318.274	9.845.357	8.475.544	7.201.617

Fuente. Los Autores

Como se observa en el flujo de caja de la tabla 25, los valores para todos los períodos son positivos, lo que significa que en todos los meses hay ganancia, sin embargo todos estos valores se deben traer a presente para evaluar la viabilidad del proyecto.

4.5.4 Indicadores de Rentabilidad

Para realizar una evaluación financiera se utilizan diferentes indicadores de rentabilidad, tales como Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR), tiempo de recuperación de la inversión (Payback Time) y la relación costo beneficio. Cada indicador evalúa un criterio diferente y se debe utilizar más de uno a la hora de evaluar la rentabilidad de un proyecto.

4.5.4.1 Valor presente neto

El método del valor presente neto es muy utilizado ya que es de fácil aplicación y todos los ingresos y egresos futuros se transforman a pesos de hoy, y así puede verse fácilmente, si los ingresos son mayores a los egresos. Cuando el VPN es menor a cero implica que hay una pérdida a una cierta tasa de interés por el contrario cuando es mayor que cero se presenta una ganancia y cuando es igual a cero se dice que el proyecto es indiferente. La ecuación 47 es la ecuación general para hallar el valor presente neto de un proyecto y esta es igual a:

$$ValorPresenteTotal = \sum_{n=0}^N \frac{FDC}{(1+i)^n} \quad \text{(Ecuación 47)}$$

$$FDC = GananciaNeta - Impuestos \quad \text{(Ecuación 48)}$$

Ganancia Neta = Ingresos – Egresos

(Ecuación 49)

Tabla 25. Valor Presente neto escenario actual

Meses	FLUJO DE EFECTIVO TOTAL (US\$)	VPN (US\$)
0	0	0
1	27.904.960	27.642.358
2	25.151.537	24.680.382
3	22.590.853	21.959.055
4	20.209.417	19.459.357
5	17.994.681	17.163.764
6	15.934.977	15.056.135
7	14.019.453	13.121.600
8	12.238.015	11.346.460
9	10.581.277	9.718.096
10	9.040.511	8.224.884
11	7.607.599	6.856.115
12	6.274.991	5.601.924
TOTAL	US\$ 189.548.270	US\$ 180.830.129

Fuente. Los Autores

4.5.4.2 Tasa interna de retorno

La tasa interna de retorno, TIR, es la tasa que iguala el valor presente neto a cero, es conocida también como la tasa de rentabilidad, producto de la reinversión de los flujos netos de efectivo dentro de la operación propia del negocio o la tasa crítica de rentabilidad, cuando se compara con la tasa mínima de rendimiento requerida para un proyecto de inversión específico. Matemáticamente el cálculo del TIR se lleva a cabo hallando la tasa de interés, en la cual la suma del valor presente de los flujos de caja, es igual a la inversión inicial. La tabla 27 presenta el valor de la tasa interna de retorno para este escenario. La ecuación 50 que representa lo anteriormente mencionado:

$$VPN = 0 = \left[\frac{FDC1}{(1+i)^1} \right] + \left[\frac{FDC2}{(1+i)^2} \right] + \left[\frac{FDC3}{(1+i)^3} \right] + \dots + \left[\frac{FDCn}{(1+i)^n} \right] - Inversión \quad (\text{Ecuación 50})$$

La tabla 26 recopila el flujo de efectivo total para el escenario actual. La tabla 27 recopila los valores del VPN y la TIR para este mismo escenario, tomando como tasa efectiva anual 12%.

Tabla 26. Flujo de efectivo escenario actual

Meses	FLUJO DE EFECTIVO TOTAL (US\$)
0	0
1	27.904.960
2	25.151.537
3	22.590.853
4	20.209.417
5	17.994.681
6	15.934.977
7	14.019.453
8	12.238.015
9	10.581.277
10	9.040.511
11	7.607.599
12	6.274.991
TOTAL	US\$ 189.548.270

Fuente. Los Autores

Tabla 27. VPN y TIR para el escenario 1

ESCENARIO	Actual (Diesel)
VPN [US\$]	179.288.401
TIR (%)	1789%

Fuente. Los Autores

4.5.4.3 Tiempo de recuperación de la inversión o PAYBACK TIME

El tiempo de recuperación de la inversión, es el tiempo en el cual se recupera el dinero que se invirtió inicialmente, es decir, para que los flujos de caja netos positivos sean iguales a la inversión inicial. La ecuación que permite calcular el tiempo de recuperación de la inversión es la 55:

$$\text{Payback} = \frac{\text{Inversión Inicial}}{\text{Flujo De Efectivo Anual}} \quad (\text{Ecuación 51})$$

La tabla 28 presenta la inversión inicial para el escenario actual, que es de US\$0 como se explicó anteriormente, el flujo de efectivo anual y el tiempo de recuperación de la inversión que es 0, debido a que la inversión inicial es igualmente 0US\$.

Tabla 28. Tiempo de Recuperación de la inversión (PayBack)

Inversión Inicial [US\$]	FDE Anual [US\$]	PayBack (Días)
0 (US\$)	US\$ 189.548.270	0

Fuente. Los Autores}

4.5.4.4 Relación Costo Beneficio

La relación costo beneficio permite conocer cuánto se gana por cada dólar invertido. Un resultado menor o igual a uno, indica que el proyecto no es económicamente viable.

Tabla 29. Relación Costo/Beneficio

Valor presente Neto [US\$]	Inversión inicial [US\$]	Relación Beneficio/Costo
179.288.401	0	2,493

Fuente. Los Autores

La relación costo beneficio obtenida para este escenario es mayor a uno, por lo que el proyecto es económicamente viable.

4.6 OTROS ESCENARIOS

En esta sección se tendrán en cuenta los demás escenarios, utilizando el mismo análisis que para el actual explicado anteriormente. A continuación se encuentran los cálculos correspondientes a estos escenarios.

4.6.1 OPEX

La siguiente tabla presenta los consumos de gas y electricidad, y los costos asociados a su compra. El valor que paga la compañía operadora por el gas es cero, aumentando la rentabilidad de la inversión ya que únicamente se pagan costos operativos; para el escenario 4 se da un costo 0.15 Kw/hr y también se incluyen costos operativos para este escenario.

Tabla 30. Consumo de gas por Pozo para los escenarios Gas 1, 2 y 3.

Pozo	Consumo Gas [SCF/Día]	Costo Mes [US\$]
C-01	85,830.04	0
C-02	128,746.36	0
C-03	19,200.01	0
C-04	17,280.36	0
C-05	15,365.90	0
Y-01	Natural Flow	0
TOTAL MES [US\$]		0

Fuente. Los Autores

Para el cálculo de los costos operativos del escenario 4 se debe tener en cuenta el cálculo con la ecuación 52:

$$\text{Costo[US\$]} = \text{Potencia[Kw]} * \frac{0,15\text{US\$}}{\frac{\text{Kw}}{\text{h}}} * \frac{24\text{h}}{1\text{día}} * \frac{30\text{días}}{1\text{mes}} \quad (\text{Ecuación 52})$$

Tabla 31. Consumo Eléctrico del Escenario 4.

Pozo	Consumo de Potencia [Kw/h]	Costo Mes [US\$]
C-01	417.91	42,125.25
C-02	792.92	79,926.68
C-03	55.24	5,568.49
C-04	44.31	4,466.69
C-05	47.15	4,752.44
Y-01	208.88	Natural Flow
TOTAL [US\$]		US\$ 136,839.55

Fuente. Los Autores

La tabla 32 presenta los costos operacionales descritos anteriormente teniendo en cuenta además los costos de consumo de combustible o electricidad, para obtener como resultado un total de gastos operativos para los escenarios.

Tabla 32. Opex Escenario Gas 1, 2, y 3.

DESCRIPCIÓN	VALOR MES US\$
Pozo C-01 Costo GAS	-
Pozo C-02 Costo GAS	-
Pozo C-03 Costo GAS	-
Pozo C-04 Costo GAS	-
Pozo C-05 Costo GAS	-
Pozo Y-01 Costo GAS	-
Auxiliar de Producción	4,654.61

Fuente. Compañía Operadora

Tabla 32. Continuación Opex Escenario Gas 1, 2, y 3.

DESCRIPCIÓN	VALOR MES US\$
Monitoreo del Variador	1,359.96
Tanque GAS (500 Bls)	896.90
Tea Alta	
Transporte de GAS	1,869.94
TOTAL	21,055.83
TOTAL ANUAL	US\$ 252,669.98

Fuente. Compañía Operadora

Tabla 33. Opex Escenario 4.

DESCRIPCIÓN	VALOR MES US\$
Pozo C-01 Costo Eléctrico	42,125.25
Pozo C-02 Costo Eléctrico	79,926.68
Pozo C-03 Costo Eléctrico	5,568.49
Pozo C-04 Costo Eléctrico	4,466.69
Pozo C-05 Costo Eléctrico	4,752.44
Pozo Y-01 Costo Eléctrico	21,055.10
Auxiliar de Producción	4,654.61
Electromecánico	11,171.07
Monitoreo del Variador	1,359.96
Tea Media	1,103.35
Tea Alta	3,804.64
TOTAL	179,988.28
TOTAL ANUAL	US\$ 2,159,859.41

Fuente. Los Autores

La tabla 34, presenta el OPEX Total del Año para los escenarios 1, 2 y 3 que para estos es igual la suma del OPEX Base del Año con el OPEX - Escenario del Año calculado en la tabla 32 y 33.

Tabla 34. Opex Total Año para Escenario 1, 2 y 3.

OPEX BASE* Año [US\$]	OPEX Escenarios a Gas Año [US\$]	OPEX TOTAL Año [US\$]
\$ 20.785.445,30	\$ 252,669.98	US\$ 21,011,115.28

Fuente. Los Autores

Tabla 35. Opex Total Año Escenario 4.

OPEX BASE* Año [US\$]	OPEX Escenario 4 (Tendido Eléc) [US\$] Año	OPEX TOTAL Año [US\$]
20,785,445.30	2,159,859.36	US\$ 22,945,304.66

Fuente. Los Autores

4.6.2 Inversión inicial (CAPEX)

Debido a que el fundamento de la construcción de los escenarios varía principalmente en el costo de la inversión inicial se presentan las tablas de la 36 a la 39 con las especificaciones de costos de capital o CAPEX para el escenario 1, 2, y 3 respectivamente.

Tabla 36. CAPEX Escenario 1

DESCRIPCIÓN	VALOR US\$
Sistema de Monitoreo	23,333
14 Km de Línea Eléctrica	459,292
Servidumbre	151,106
Transformador EPF	138,920
Sub Estación Locación 1	981,408
Sub Estación Locación 2	348,183
Tubería	11,497
Sincronizador	377,765
4 Generadores de 1000 Kva	2,374,527
TOTAL	US\$ 4,866,034

Fuente. Los Autores

Tabla 37. CAPEX Escenario 2

DESCRIPCIÓN	VALOR US\$
Sistema de Monitoreo	23,333
Tubería 6.5 Km	31,356
7.5 Km de Línea Eléctrica	246,049
Intercambiador de Calor	184,835
Unidad compresora	1,122,093
Servidumbre	80,949
Sub-estación Locación 2	348,183
Transformador Locación 1	95,609
Re-conector	46,833
3 Generadores de 2000 Kva	1,780,895
2 Generadores de 150 Kva	570,799
TOTAL	US\$ 4,530,938

Fuente. Los Autores

Tabla 38. CAPEX Escenario 3

DESCRIPCIÓN	VALOR US\$
Sistema de Monitoreo	23,333
Sistema Eléctrico (Conexiones)	3,280
Tubería 14 Km	52,260
Unidad Compresora	1,122,093
Intercambiador de Calor	184,835
3 Generadores de 2000 Kva	1,780,895
2 Generadores de 150 Kva	570,799
TOTAL	(US\$) 3,737,497

Fuente. Los Autores

Tabla 39. CAPEX Escenario 4

DESCRIPCIÓN	VALOR US\$
Sistema de Monitoreo	23,333
39 Km de Línea Eléctrica (incluye servidumbre)	1,442,006
Sub Estación Locación 1	981,408
Sub Estación Locación 2	348,183
TOTAL	(US\$) 2,794,931

Fuente. Los Autores

4.6.3 Flujo de Caja

En esta sección se presentan los flujos de caja para cada uno de los escenarios, en este punto las variaciones son considerables para cada situación.

Tabla 40. Flujo de Caja Escenario Gas 1

Depreciación	20%	Tasa de oportunidad	12%	REGALÍAS	10%	Impuesto de Renta	33%
--------------	-----	---------------------	-----	----------	-----	-------------------	-----

125

MESES	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Inversión (US\$)	4.866.034												
Sistema de Monitoreo	23.333												
Línea Eléctrica	459.292												
Servidumbre	151.106												
Transformador EPF	138.920												
Sub Estación Locación 1	981.409												
Sub Estación Locación 2	348.184												
Tubería	11.497												
Sincronizador	377.765												
4 Generadores de 1000 Kva	2.374.528												
Ingresos netos (US\$)		39.334.622	36.581.198	34.020.515	31.639.079	29.424.343	27.364.639	25.449.114	23.667.676	22.010.939	20.470.173	19.037.261	17.704.653
Ingresos brutos		43.705.136	40.645.776	37.800.572	35.154.532	32.693.714	30.405.154	28.276.794	26.297.418	24.456.599	22.744.637	21.152.512	19.671.836
Regalías (10%)		4.370.514	4.064.578	3.780.057	3.515.453	3.269.371	3.040.515	2.827.679	2.629.742	2.445.660	2.274.464	2.115.251	1.967.184
Egresos (US\$)		11.211.594	11.090.346	10.977.585	10.872.717	10.775.190	10.684.490	10.600.139	10.521.692	10.448.737	10.380.888	10.317.789	10.259.107
OPEX Base		1.732.120	1.610.872	1.498.111	1.393.243	1.295.716	1.205.016	1.120.665	1.042.218	969.263	901.415	838.316	779.634
OPEX Según escenario		21.056	21.056	21.056	21.056	21.056	21.056	21.056	21.056	21.056	21.056	21.056	21.056
Depreciación		81.101	81.101	81.101	81.101	81.101	81.101	81.101	81.101	81.101	81.101	81.101	81.101
Impuesto de Renta		9.377.317	9.377.317	9.377.317	9.377.317	9.377.317	9.377.317	9.377.317	9.377.317	9.377.317	9.377.317	9.377.317	9.377.317
FLUJO DE EFECTIVO TOTAL (US\$)	-4.866.034	28.123.028	25.490.853	23.042.930	20.766.362	18.649.153	16.680.149	14.848.976	13.145.984	11.562.202	10.089.285	8.719.472	7.445.546

Fuente. Los Autores

Tabla 41. Flujo de Caja Escenario Gas 2

Depreciación	20%	Tasa de oportunidad		0.94888%	REGALÍAS	10%	Retención en la fuente		33%				
MESES	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Inversión (-)	-4,530,938												
Sistema de Monitoreo	23,333												
Tubería 6.5 Km	31,356												
7.5 Km de Línea Eléctrica	246,049												
Intercambiador de Calor	184,835												
Unidad compresora	1,122,093												
Servidumbre	80,950												
Sub-estación Locación 2	348,184												
Transformador Locación 1	95,609												
Reconector	46,833												
3 Generadores de 2000 Kva	1,780,896												
2 Generadores de 150 Kva	570,799												
Ingresos (+)		43,705,136	40,645,776	37,800,572	35,154,532	32,693,714	30,405,154	28,276,794	26,297,418	24,456,599	22,744,637	21,152,512	19,671,836
Costos		1,753,176	1,753,176	1,753,176	1,753,176	1,753,176	1,753,176	1,753,176	1,753,176	1,753,176	1,753,176	1,753,176	2,659,364
OPEX (-)		1,753,176	1,753,176	1,753,176	1,753,176	1,753,176	1,753,176	1,753,176	1,753,176	1,753,176	1,753,176	1,753,176	1,753,176
Depreciación (-)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	906,188
Ganancias antes de impuestos (EBIT)		41,951,959	38,892,600	36,047,395	33,401,355	30,940,538	28,651,978	26,523,617	24,544,242	22,703,423	20,991,461	19,399,336	17,012,473
Regalías (10%) (-)		4,370,514	4,064,578	3,780,057	3,515,453	3,269,371	3,040,515	2,827,679	2,629,742	2,445,660	2,274,464	2,115,251	1,967,184
Impuesto de Renta (-)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	112,549,924
Ganancia después de impuestos		37,581,446	34,828,022	32,267,338	29,885,902	27,671,167	25,611,463	23,695,938	21,914,500	20,257,763	18,716,997	17,284,085	-97,504,636
Depreciación (+)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	906,187.62
FLUJO DE EFECTIVO TOTAL	-4,530,938	37,581,446	34,828,022	32,267,338	29,885,902	27,671,167	25,611,463	23,695,938	21,914,500	20,257,763	18,716,997	17,284,085	-96,598,448

Fuente. Los Autores

Tabla 42. Flujo de Caja Escenario Gas 3

Depreciación	20%	Tasa de oportunidad	12%	REGALÍAS	10%	Impuesto de Renta	33%
--------------	-----	---------------------	-----	----------	-----	-------------------	-----

MESES	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Inversión (US\$)	3.737.498												
Sistema de Monitoreo	23.333												
Sistema Eléctrico (Conexiones)	3.281												
Tubería 14 Km	52.261												
Unidad Compresora	1.122.093												
7Intercambiador de Calor	184.835												
3 Generadores de 2000 Kva	1.780.896												
2 Generadores de 150 Kva	570.799												
Ingresos Netos (US\$)		39.334.622	36.581.198	34.020.515	31.639.079	29.424.343	27.364.639	25.449.114	23.667.676	22.010.939	20.470.173	19.037.261	17.704.653
Ingresos Brutos		43.705.136	40.645.776	37.800.572	35.154.532	32.693.714	30.405.154	28.276.794	26.297.418	24.456.599	22.744.637	21.152.512	19.671.836
Regalías (10%)		4.370.514	4.064.578	3.780.057	3.515.453	3.269.371	3.040.515	2.827.679	2.629.742	2.445.660	2.274.464	2.115.251	1.967.184
Egresos (US\$)		11.198.992	11.077.744	10.964.983	10.860.115	10.762.588	10.671.888	10.587.537	10.509.090	10.436.135	10.368.286	10.305.187	10.246.505
OPEX Base		1.732.120	1.610.872	1.498.111	1.393.243	1.295.716	1.205.016	1.120.665	1.042.218	969.263	901.415	838.316	779.634
OPEX Según escenario		21.056	21.056	21.056	21.056	21.056	21.056	21.056	21.056	21.056	21.056	21.056	21.056
Impuesto de Renta		9.383.524	9.383.524	9.383.524	9.383.524	9.383.524	9.383.524	9.383.524	9.383.524	9.383.524	9.383.524	9.383.524	9.383.524
Depreciación		62.292	62.292	62.292	62.292	62.292	62.292	62.292	62.292	62.292	62.292	62.292	62.292
FLUJO DE EFECTIVO TOTAL (US\$)	-3.737.498	28.135.630	25.503.455	23.055.532	20.778.964	18.661.755	16.692.751	14.861.578	13.158.586	11.574.804	10.101.887	8.732.074	7.458.148

Fuente. Los Autores

Tabla 43. Flujo de Caja Escenario 4 Tendido Eléctrico.

Depreciación	20%	Tasa de oportunidad	12%	REGALÍAS	10%	Impuesto de Renta	33%
--------------	-----	---------------------	-----	----------	-----	-------------------	-----

MESES	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Inversión (US\$)	2.794.931												
Sistema de Monitoreo	23.333												
39 Km de Línea Eléctrica (incluye servidumbre)	1.442.006												
Sub Estación Locación 1	981.409												
Sub Estación Locación 2	348.184												
Ingresos netos (US\$)		39.334.622	36.581.198	34.020.515	31.639.079	29.424.343	27.364.639	25.449.114	23.667.676	22.010.939	20.470.173	19.037.261	17.704.653
Ingresos brutos		43.705.136	40.645.776	37.800.572	35.154.532	32.693.714	30.405.154	28.276.794	26.297.418	24.456.599	22.744.637	21.152.512	19.671.836
Regalías (10%)		4.370.514	4.064.578	3.780.057	3.515.453	3.269.371	3.040.515	2.827.679	2.629.742	2.445.660	2.274.464	2.115.251	1.967.184
Egresos (US\$)		11.294.952	11.173.703	11.060.942	10.956.074	10.858.547	10.767.847	10.683.496	10.605.050	10.532.094	10.464.246	10.401.147	10.342.465
OPEX Base		1.732.120	1.610.872	1.498.111	1.393.243	1.295.716	1.205.016	1.120.665	1.042.218	969.263	901.415	838.316	779.634
OPEX Según escenario		179.988	179.988	179.988	179.988	179.988	179.988	179.988	179.988	179.988	179.988	179.988	179.988
Depreciación		46.582	46.582	46.582	46.582	46.582	46.582	46.582	46.582	46.582	46.582	46.582	46.582
Impuesto de Renta		9.336.261	9.336.261	9.336.261	9.336.261	9.336.261	9.336.261	9.336.261	9.336.261	9.336.261	9.336.261	9.336.261	9.336.261
FLUJO DE EFECTIVO TOTAL (US\$)	-2.794.931	28.039.670	25.407.495	22.959.572	20.683.004	18.565.796	16.596.792	14.765.618	13.062.627	11.478.845	10.005.927	8.636.114	7.362.188

Fuente. Los Autores

4.6.4 Indicadores de Rentabilidad

A continuación se presentan los diferentes valores obtenidos para los indicadores de rentabilidad y de acuerdo a los escenarios planteados.

Tabla 44. Indicadores de rentabilidad según escenario

ESCENARIO	VPN [US\$]	TIR	Payback [Días]	Rel. Beneficio/Costo
Actual (Diesel)	179,288,401	1789%	0	2.493
Gas 1	179,352,059	570%	9	2.456
Gas 2	179,666,345	613%	9	2.463
Gas 3	180,410,510	745%	7	2.480
Tendido eléctrico	180,092,165	995%	5	2.476

Fuente. Los Autores

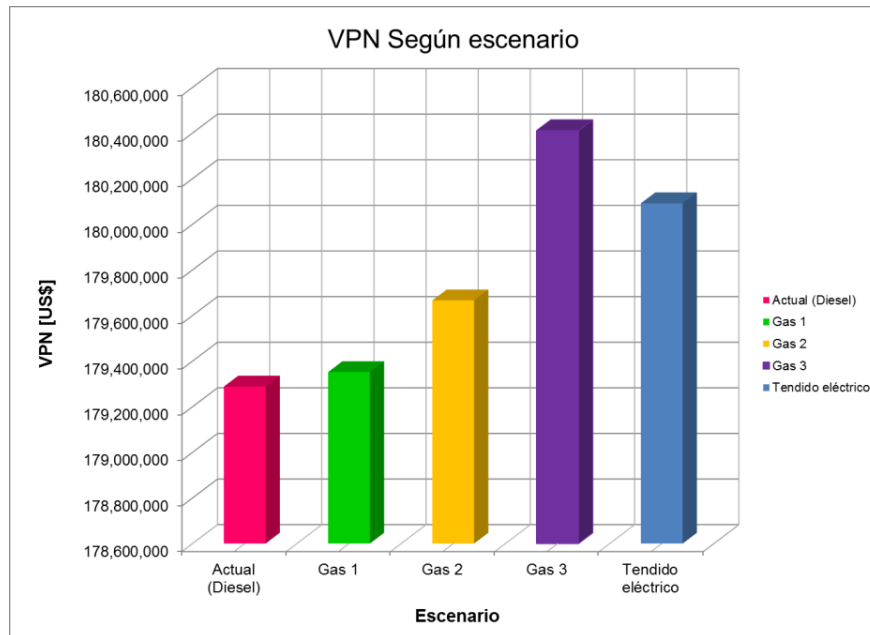
4.6.4.1 VPN

Tabla 45. Comparación valor presente neto Escenario Actual, Escenario de Gas 1, 2, 3 y Escenario 4 (Tendido Eléctrico).

ESCENARIO	VPN [US\$]
Actual (Diesel)	179,288,401
Gas 1	179,352,059
Gas 2	179,666,345
Gas 3	180,410,510
Tendido eléctrico	180,092,165

Fuente. Los Autores

Figura 55. Comparación VPN Según Escenario



Fuente. Los Autores

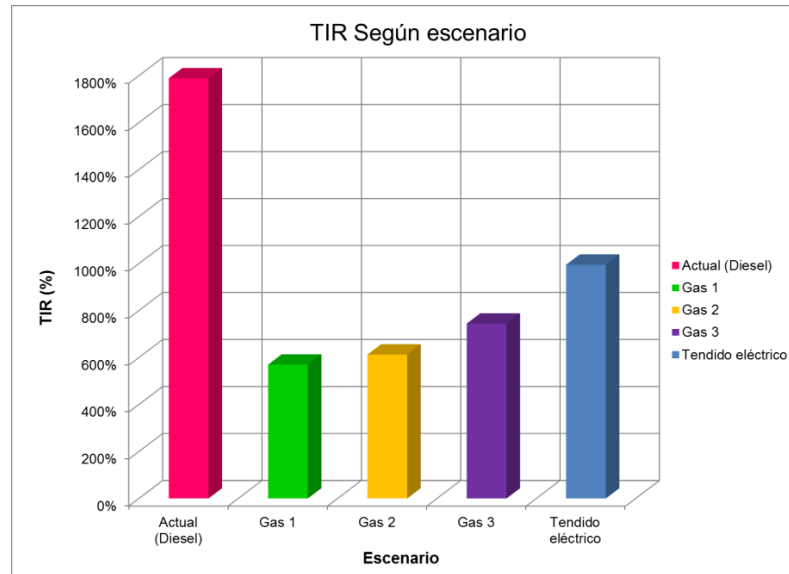
4.6.4.2 Tasa Interna de Retorno

Tabla 46. TIR para los Diferentes Escenarios.

ESCENARIO	TIR
Actual (Diesel)	1789%
Gas 1	570%
Gas 2	613%
Gas 3	745%
Tendido eléctrico	995%

Fuente. Los Autores

Figura 56. Comparación TIR Según Escenario.



Fuente. Los Autores

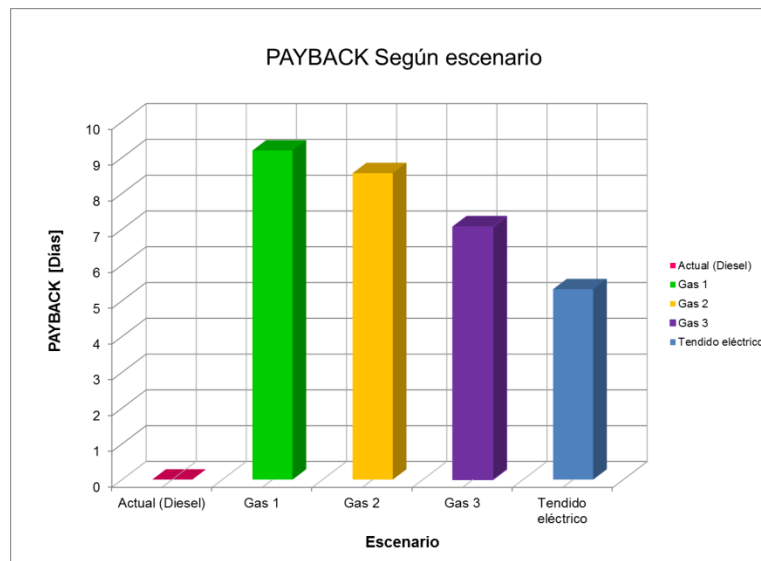
4.6.4.3 Payback

Tabla 47. PayBack para cada Escenario.

ESCENARIO	Payback [Días]
Actual (Diesel)	0
Gas 1	9
Gas 2	9
Gas 3	7
Tendido eléctrico	5

Fuente. Los Autores

Figura 57. Comparación PayBack según escenario.



Fuente. Los Autores

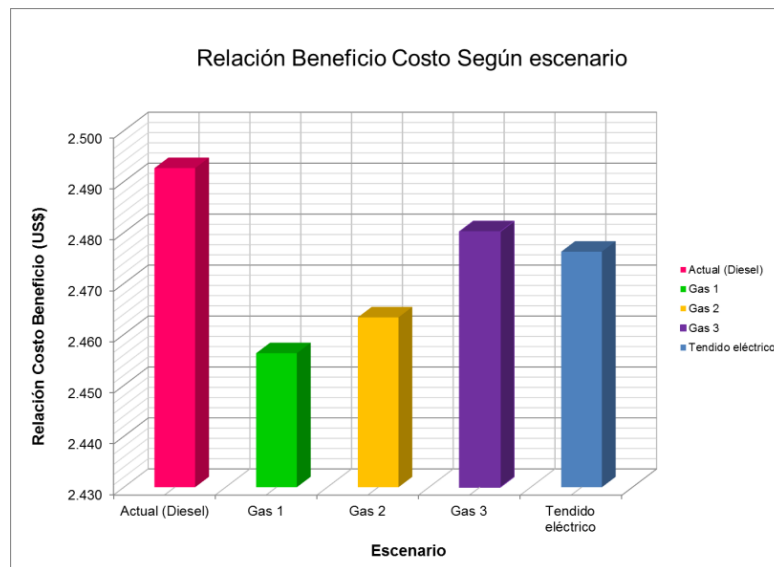
4.6.4.4 Relación Beneficio/Costo

Tabla 48. Relación Beneficio/Costo Escenarios

ESCENARIO	Rel. Beneficio/Costo
Actual (Diesel)	2.4926426
Gas 1	2.4563061
Gas 2	2.4633439
Gas 3	2.4801698
Tendido eléctrico	2.4762420

Fuente. Los Autores

Figura 58. Comparación Relación Costo Beneficio



Fuente. Los Autores

4.6.4.5. Posible Escenario sin uso del Gas para Generación

En el caso de que las condiciones operacionales sean las actuales o se tome como decisión el Escenario 4 (Tendido Eléctrico) y no se realice ningún cambio con la quema y venteo de gas, se presentaran inconvenientes legales de acuerdo a los artículos del código penal presentado a continuación:

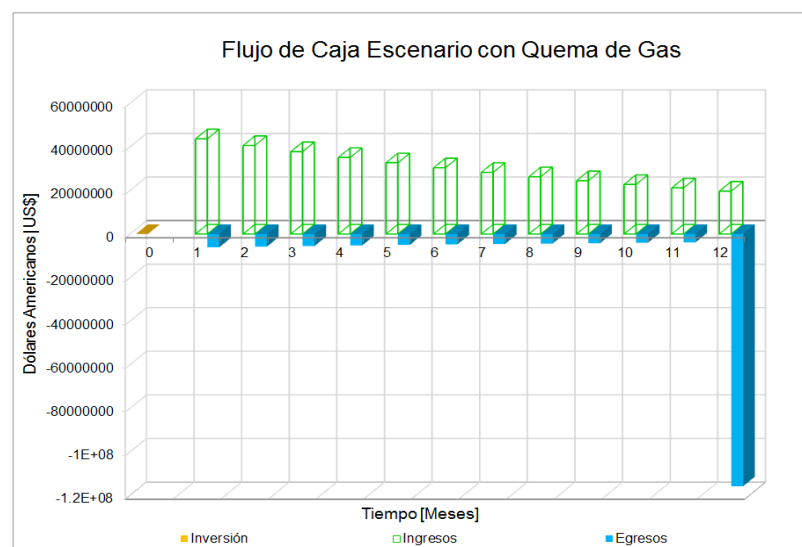
Artículo 36. De la ley 1453 de 2011, El artículo 333 del Código Penal quedara así:

Artículo 333. Contaminación ambiental por explotación de yacimiento minero o hidrocarburo. El que provoque, contamine o realice directa o indirectamente en los recursos de agua, suelo, subsuelo o atmósfera, con ocasión a la extracción o excavación, exploración, construcción y montaje, explotación, beneficio, transformación, transporte de la actividad minera o de hidrocarburos, incurrirá en prisión de cinco (5) a diez (10) años, y multa de treinta mil (30.000) a cincuenta mil (50.000) salarios mínimos legales mensuales vigentes.

Artículo 332. Contaminación ambiental. El que con incumplimiento de la normatividad existente, provoque, contamine o realice directa o indirectamente emisiones, vertidos, radiaciones, ruidos, depósitos o disposiciones al aire, la atmósfera o demás componentes del espacio aéreo, el suelo, el subsuelo, las aguas terrestres, marítimas o subterráneas o demás recursos naturales, en tal forma que ponga en peligro la salud humana o los recursos fáunicos, forestales, florísticos o hidrobiológicos, incurrirá, sin perjuicio de las sanciones administrativas a que hubiere lugar, en prisión de cincuenta y cinco (55) a ciento doce (112) meses y multa de ciento cuarenta (140) a cincuenta mil (50.000) salarios mínimos legales mensuales vigentes.

De acuerdo con lo anterior se puede generar un posible escenario en el cual el campo pueda ser cerrado e incurra en multas y prisión del representante legal. Por lo tanto se tendría cierre total del campo, incurriendo en gastos como pago de la multa de equipos en renta, servicios, pagos de nomina y seguridad entre otros sin recibir ningún ingreso de este. El pago de la multa será determinada por un inspector, el cual dependiendo el nivel de contaminación dictara el valor de la multa.

Figura 59. Flujo de caja si se continúa con la quema del gas.



Fuente. Los Autores

CONCLUSIONES

Como se demostró con el análisis financiero, todas las inversiones son muy rentables y muy atractivas, de acuerdo a los flujos de caja con los que cuenta esta industria y en especial este campo.

En una proyección más lejana, la generación eléctrica a base de diesel deja de ser rentable cuando supera a los 4 años, debido a que la compra de diesel supera con creces los ingresos estipulados por la compañía.

Para realizar la generación eléctrica con gas de campo como combustible, es necesaria la instalación de diferentes sistemas y equipos que garanticen la llegada del gas hasta las estaciones a condiciones ideales de operación, aumentando los gastos de inversión (CAPEX) pero reduciendo aproximadamente en U\$ 10.000/día los gastos operativos (OPEX)

Los escenarios propuestos para la generación eléctrica con gas de campo representan una alta inversión, sin embargo, estos garantizan un ahorro muy superior al presentado por el escenario actual. Por lo cual es necesario evaluar la inversión teniendo en cuenta los futuros planes de la empresa y los estudios realizados por yacimientos.

El tendido eléctrico por su cuenta representa una de las mejores propuestas, ya que representa una inversión moderada y un consumo racional de Kw por hora, siendo la opción intermedia entre los 5 escenarios presentes.

El mejor escenario con proyección a un año continua siendo el actual, alimentación eléctrica con combustible diesel, ya que para proyectos petroleros no se recomienda hacer proyecciones a tiempos superiores a un año. Esto se debe a la volatilidad de los precios en el mercado como las alzas en los combustibles, precio del barril, variación económica del dólar, etc. Debilitando la veracidad de este tipo de proyectos e inversiones a un tiempo mayor al estudiado en este proyecto.

A pesar de que el escenario con generación eléctrica con combustible diesel demuestra ser el mas rentable, cabe anotar que en los cálculos de la evaluación financiera no se contempla los costos por multas que puede ocasionar la quema y venteo del gas de producción, reduciendo fuertemente la rentabilidad de la inversión y fortaleciendo las inversiones de los escenarios a gas.

RECOMENDACIONES

Para garantizar el correcto funcionamiento de los generadores, es necesario realizar un diseño mas preciso sobre el generador y su tanque de suministro de combustible de gas, siendo necesario evaluar el comportamiento con el que llega el gas al tanque y la presión de alimentación necesaria por el generador.

La inversión en red eléctrica alimentada por planta generadora de energía, presenta el escenario mas equitativo en cuanto a inversión y gastos operativos, adicionalmente tiene la ventaja del comportamiento de la economía actual en donde la electrificadoras ya no rigen o gobiernan el precio por Kw suministrado, siendo posible la compra en bolsa por el numero de Kw por mes o año, ofreciendo una mejor rentabilidad al someterse a la compra “al por mayor” y dando la viabilidad de profundizar en el escenario relacionado.

El suministro de combustible diesel representa uno de los mayores costos en el consolidado del opex, por lo cual se requiere realizar un análisis mas detallado para este escenario debido al comportamiento volátil de los combustibles en el territorio colombiano, y replantear la posibilidad de utilizar otra forma de suministro eléctrico.

El alto nivel de gas que presenta el bloque puede ser aprovechado de diferentes maneras, entre estas se abre la posibilidad a levantamiento artificial “Gas Lift” para otros pozos con menores caudales de producción y con otras propiedades del fluido.

BIBLIOGRAFÍA

ÁLVAREZ, German. Optimización de producción, consumo de energía y nivel de armónicos para equipos de bombeo electrosumergible en un campo petrolero del magdalena medio. Trabajo de grado. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2011. 120 p.

BLANK, Leland; TARQUIN, Anthony. Ingeniería Económica. 4ta Edición. McGraw-Hill, 1999

BUTTLER, Michael. Un dinámico mercado global del gas. En: Oilfield Review. Invierno, 2003/2004. Ed. 2 en español, p 3 – 7

CASADO, Gustavo y COLMENARES, Sergio. Identificación de problemas potenciales operacionales y alternativas de manejo en el control de producción de arena en pozos horizontales. Trabajo de grado. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2011. 233 p.

CASTILLO, Luis. Propuesta técnico-económica para la eliminación de las “quemadas” de gas natural, mediante la recolección, tratamiento y manejo del gas natural asociado a la producción de los campos Casabe y Casabe Sur de la Superintendencia de operaciones del RIO-SOR-GRM-ECOPETROL S.A. Proyecto para Especialista en Gerencia de Hidrocarburos. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2011. 100 p.

CUMMINS POWER GENERATION. Suministro de Combustible. Cap: 6 Diseño Mecánico. En: Generadores Enfriados por Líquido – Manual de Operación. 2004 Cummins Power Generation. p 115 – 132

HOLDICH, Stephen. Grandes Expectativas para el gas natural. En: Oilfield Review. Invierno, 2003/2004. Ed. 2 en español, p 1.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN. Referencias bibliográficas. Contenido, forma y estructura.. NTC-5613. Bogotá D.C.: El Instituto, 2005. 38 p.

SCHNEIDER ELECTRIC DE COLOMBIA. Lista de precios general 2012. Abril 18 de 2012. Bogotá D.C.: Schneider Electric de Colombia S.A., 2012. p 297

MARADEY, Juan. Gas. En: Termodinámica aplicada. División editorial y de publicaciones UIS. 2002. 201-252 p.

MEJÍA, Jenny y PALMA, Jorge. Metodología para la evaluación económica y el análisis de riesgo e incertidumbre de un proyecto de inyección de agua. Trabajo de grado. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2011. 160 p.

OLAYA, Daniel. La tasa interna de oportunidad y la creación de empresas. En: Revista del Instituto Internacional de Costos. Julio/Diciembre, 2008. N°3, p 89 - 101.

PALASON, Ruperto. 4. Combustión de las sustancias orgánicas. En: Una teoría de la elaboración. Área de Cálculo, Diseño y Construcción S.L. 2008. 51-64 p.

PÁEZ, Edison. Análisis costo beneficio para implementación de unidad recuperadora de vapores en campos productores de crudo pesado con dilución de nafta. Monografía Especialista en Gerencia de Hidrocarburos. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2011. 72 p.

SANCHEZ, Javier. Análisis de la generación eléctrica con gas natural en Colombia. Monografía Especialista en Gerencia de Hidrocarburos. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2005. 118 p.

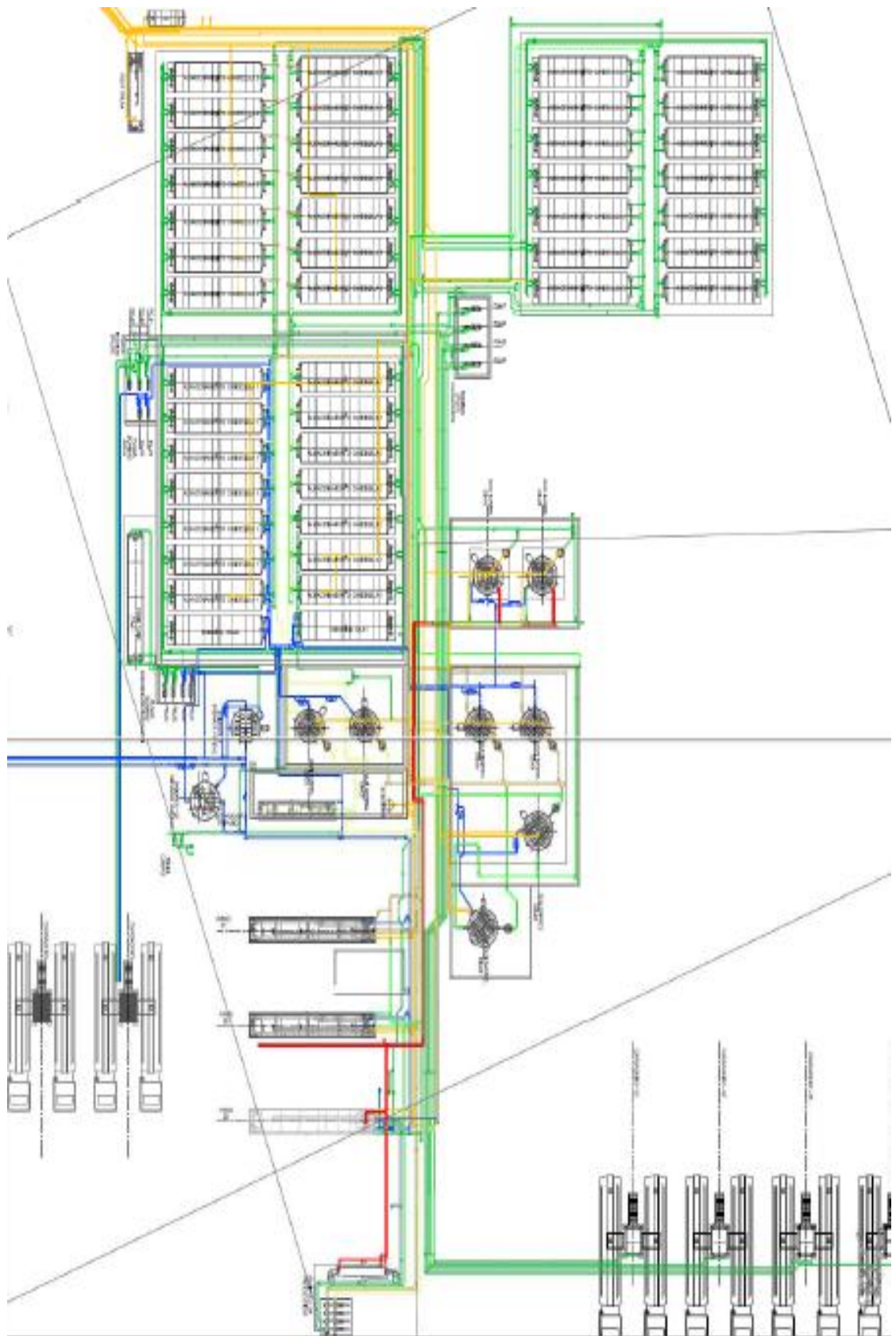
UNICO. Gas-powered Lift System. Catalogo de Generación. Octubre, 2010. p 4

ANEXOS

ANEXO A

MAPA FACILIDADES EPF

Fuente: Compañía Operadora



ANEXO B

CÁLCULOS DE COMBUSTIÓN

Fuente: Los Autores

ANEXO B

CÁLCULOS DE COMBUSTIÓN

Como primera medida se realizará el conteo del número de moléculas presentes en cada componente del gas (el CH_4 posee una molécula de carbono y cuatro moléculas de hidrógeno) para luego multiplicar dicho valor por el número de moles del componente presente en el gas. Por ejemplo, 5CH_4 nos indica que existen cinco moléculas de metano, en las cuales están presentes cinco moléculas de carbono y veinte moléculas de hidrogeno. Estos valores calculados serán primordiales para realizar el balance estequiométrico de la ecuación de combustión del gas, a su vez, estos datos servirán para calcular valores como la relación aire – combustible, poder calorífico, temperatura de rocío y temperatura de llama adiabática; que es el objetivo principal.

La nomenclatura que con la que se trabajó es la siguiente:

C: Cantidad de moléculas de carbonos

X: Fracción molar de carbonos * Cantidad de carbonos

H: Cantidad de moléculas de hidrógenos

Y: Fracción molar de hidrógenos * Cantidad de hidrógenos

O: Cantidad de moléculas de oxígeno

Z: Fracción molar de oxígenos * Cantidad de oxígenos

N: Cantidad de moléculas de nitrógeno

W: Fracción molar de nitrógenos * Cantidad de nitrógenos

Tabla 49. Conteo de componentes POZO C-01

COMBUSTIÓN TEÓRICA		%Mol	C	X	H	Y	O	Z	N	W
CO ₂	Dióxido de Carbono	1.60	1	1.6	0	0	2	3.2	0	0
N ₂	Nitrógeno	0.38	0	0	0	0	0	0	2	0.76
C ₁	Metano	7.44	1	7.44	4	29.76	0	0	0	0
C ₂	Etano	2.67	2	5.34	6	16.02	0	0	0	0
C ₃	Propano	10.24	3	30.72	8	81.92	0	0	0	0
iC ₄	i-Butano	9.56	4	38.24	10	95.6	0	0	0	0
nC ₄	n-Butano	16.52	4	66.08	10	165.2	0	0	0	0
iC ₅	i-Pentano	13.29	5	66.45	12	159.48	0	0	0	0
nC ₅	n-Pentano	11.95	5	59.75	12	143.4	0	0	0	0
C ₆	Hexano	14.18	6	85.08	14	198.52	0	0	0	0
C ₇	Heptanos	9.08	7	63.56	16	145.28	0	0	0	0
C ₈₊	Octanos	3.09	8	24.72	18	55.62	0	0	0	0
TOTAL		100	46	448.98	110	1090.8	2	3.2	2	0.76

Fuente. Los Autores

La tabla 50 tiene el valor de épsilon (ϵ , oxígeno teórico, según ec. 4) y los valores de las moles de los productos, en este caso, para combustión teórica, solo se tiene como productos: CO₂, H₂O y N₂ (Según la teoría del numeral 2.1.1.). Este procedimiento se realizará para todos los gases.

Tabla 50. Oxígeno teórico y moles de productos del Pozo C-01

épsilon	720.08
x_CO2	448.98
(y/2)_H2O	545.4
[(eps*ψ)+(w/2)]_N2	2715.08

Fuente. Los Autores

En la tabla 51 se puede observar valores como el número total de moles de productos, con el cual se determinará la fracción molar del agua en los productos y (como se aclaró en el numeral 2.1.4. del trabajo de grado) al multiplicar esta fracción por la presión total (en este caso la ambiente), se obtendrá la presión parcial del agua en los productos, con este valor y con ayuda de las tablas termodinámicas del agua se puede determinar la temperatura de saturación a la presión parcial, que será la temperatura de rocío. La relación A/C se calcula fácilmente con la aplicación de las ecuaciones 6 y 9 incluidas en el trabajo de grado.

Tabla 51. Relación A/C y Temperatura de rocío del POZO C-01

prod_Tot (mol)	3709.46	Rel_A/C	15.23
FracMolar_H2O	0.147	M_Comb	6540.4
P_total (kPa)	101.325	T_rocio (°C)	53.82
P_pH2O (kPa)	14.90		

Fuente. Los Autores

Tabla 52. Entalpías de formación para los componentes del gas

Componentes		h_form@298K [KJ/Kmol]
CO ₂	Dióxido de Carbono	-393415
N ₂	Nitrógeno	0
C ₁	Metano	-74808
C ₂	Etano	-84565
C ₃	Propano	-104700
iC ₄	i-Butano	-134830
nC ₄	n-Butano	-126270
iC ₅	i-Pentano	-154290
nC ₅	n-Pentano	-147390
C ₆	Hexano	-167990
C ₇	Heptano	-188590
C ₈	Octano	-208450

Fuente. Los Autores

La tabla 52 muestra las entalpías de formación estándar (a 298°K) para los componentes de los gases con los que se trabajarán. Esta tabla se utilizará para todos los gases de los distintos pozos.

Tabla 53. Poder calorífico Pozo C-01

Componentes		h_form@298K [KJ/Kmol]	h_react [KJ/Kmol]
CO ₂	Dióxido de Carbono	-393415	-232.11
N ₂	Nitrógeno	0	0.00
C ₁	Metano	-74808	-429.40
C ₂	Etano	-84565	-202.11
C ₃	Propano	-104700	-804.10
iC ₄	i-Butano	-134830	-1026.06
nC ₄	n-Butano	-126270	-1803.14
iC ₅	i-Pentano	-154290	-2067.49
nC ₅	n-Pentano	-147390	-1883.64
C ₆	Hexano	-167990	-3092.70
C ₇	Heptano	-188590	-2344.17
C ₈	Octano	-208450	-929.69
TOTAL			-14814.60

Fuente. Los Autores

Tabla 54. Entalpía Producida

h_prod [KJ]	-176635.47	n_CO2*h_f_CO2
	-131891.90	n_H2O*h_f_H2O
Total	-308527.37	

Fuente. Los Autores

De acuerdo con lo anterior, la energía liberado por el combustible será:

$$h_{\text{prod}} - h_{\text{react}} [\text{KJ}] = -294118.03$$

Por lo tanto:

Tabla 55. Poder Calorífico en KJoule y BTU pozo C-01

PC_Inferior [KJoule]	271944.2469	PC_Superior [BTU]	257775.9517
PC_Superior [KJoule]	294118.0293	PC_Inferior [BTU]	278794.48

Fuente. Los Autores

En conclusión la temperatura de llama adiabática:

$$T_{\text{llama_adiab}} [^{\circ}\text{C}] = 2140.4$$

La tabla 55 presenta el cálculo del poder calorífico (ec. 26) calculando la diferencia entre la entalpía de los productos y de los reactivos. El valor absoluto del valor calculado es el poder calorífico inferior del gas y fácilmente teniendo este dato, se puede calcular el poder calorífico superior (ec. 29). La temperatura de llama adiabática se calcula por medio del proceso de iteración mencionado en el inciso 2.2.3. (ec. 41).

Los procesos anteriores se realizarán para los demás gases.

Tabla 56. Conteo de componentes Pozo C-02

COMBUSTIÓN		%Mol	C	X	H	Y	O	Z	N	W
CO ₂	Dióxido de Carbono	2.84	1	2.84	0	0	2	5.68	0	0
N ₂	Nitrógeno	0.77	0	0	0	0	0	0	2	1.54
C ₁	Metano	15.38	1	15.38	4	61.52	0	0	0	0
C ₂	Etano	4.16	2	8.32	6	24.96	0	0	0	0
C ₃	Propano	12.17	3	36.51	8	97.36	0	0	0	0
iC ₄	i-Butano	9.40	4	37.6	10	94	0	0	0	0
nC ₄	n-Butano	14.94	4	59.76	10	149.4	0	0	0	0
iC ₅	i-Pentano	9.68	5	48.4	12	116.2	0	0	0	0
nC ₅	n-Pentano	8.23	5	41.15	12	98.76	0	0	0	0
C ₆	Hexano	10.19	6	61.14	14	142.7	0	0	0	0
C ₇	Heptanos	8.49	7	59.43	16	135.8	0	0	0	0
C ₈₊	Octanos	3.75	8	30	18	67.5	0	0	0	0
TOTAL		100.00	46.00	400.53	110	988.2	2	5.68	2	1.54

Fuente. Los Autores

Tabla 57. Conteo de componentes Pozo C-03

COMBUSTIÓN		%Mol	C	X	H	Y	O	Z	N	W
CO ₂	Dióxido de Carbono	7.46	1	7.46	0	0	2	14.92	0	0
N ₂	Nitrógeno	1.48	0	0	0	0	0	0	2	2.96
C ₁	Metano	43.39	1	43.39	4	173.56	0	0	0	0
C ₂	Etano	14.26	2	28.52	6	85.56	0	0	0	0
C ₃	Propano	12.77	3	38.31	8	102.16	0	0	0	0
iC ₄	i-Butano	3.17	4	12.68	10	31.7	0	0	0	0
nC ₄	n-Butano	5.68	4	22.72	10	56.8	0	0	0	0
iC ₅	i-Pentano	2.32	5	11.6	12	27.84	0	0	0	0
nC ₅	n-Pentano	2.40	5	12	12	28.8	0	0	0	0
C ₆	Hexano	2.89	6	17.34	14	40.46	0	0	0	0
C ₇	Heptanos	2.24	7	15.68	16	35.84	0	0	0	0
C ₈₊	Octanos	1.94	8	15.52	18	34.92	0	0	0	0
TOTAL		100.00	46.00	225.22	110	617.64	2	14.92	2	2.96

Fuente. Los Autores

Tabla 58. Conteo de componentes Pozo C-04 y C-05.

COMBUSTIÓN		%Mol	C	X	H	Y	O	Z	N	W
CO ₂	Dióxido de Carbono	7.46	1	7.46	0	0	2	14.92	0	0
N ₂	Nitrógeno	1.48	0	0	0	0	0	0	2	2.96
C ₁	Metano	43.39	1	43.39	4	173.56	0	0	0	0
C ₂	Etano	14.26	2	28.52	6	85.56	0	0	0	0
C ₃	Propano	12.77	3	38.31	8	102.16	0	0	0	0
iC ₄	i-Butano	3.17	4	12.68	10	31.7	0	0	0	0
nC ₄	n-Butano	5.68	4	22.72	10	56.8	0	0	0	0
iC ₅	i-Pentano	2.32	5	11.6	12	27.84	0	0	0	0
nC ₅	n-Pentano	2.40	5	12	12	28.8	0	0	0	0
C ₆	Hexano	2.89	6	17.34	14	40.46	0	0	0	0
C ₇	Heptanos	2.24	7	15.68	16	35.84	0	0	0	0
C ₈₊	Octanos	1.94	8	15.52	18	34.92	0	0	0	0
TOTAL		100.00	46.00	225.22	110	617.64	2	14.92	2	2.96

Fuente. Los Autores

Tabla 59. Conteo de componentes Pozo Y-01.

COMBUSTIÓN		%Mol	C	X	H	Y	O	Z	N	W
CO ₂	Dióxido de Carbono	0.59	1	0.59	0	0	2	1.18	0	0
N ₂	Nitrógeno	0.23	0	0	0	0	0	0	2	0.46
C ₁	Metano	5.74	1	5.74	4	22.96	0	0	0	0
C ₂	Etano	2.39	2	4.78	6	14.34	0	0	0	0
C ₃	Propano	7.68	3	23.04	8	61.44	0	0	0	0
iC ₄	i-Butano	7.61	4	30.44	10	76.1	0	0	0	0
nC ₄	n-Butano	14.28	4	57.12	10	142.8	0	0	0	0
iC ₅	i-Pentano	13.40	5	67	12	160.8	0	0	0	0
nC ₅	n-Pentano	12.78	5	63.9	12	153.36	0	0	0	0
C ₆	Hexano	18.41	6	110.46	14	257.74	0	0	0	0
C ₇	Heptanos	12.43	7	87.01	16	198.88	0	0	0	0
C ₈₊	Octanos	4.46	8	35.68	18	80.28	0	0	0	0
TOTAL		100.00	46.00	485.76	110	1168.7	2	1.18	2	0.46

Fuente. Los Autores

Tabla 60. Oxígeno teórico y moles de productos del POZO C-02

Pozo	C-02	C-03	C-04 – C-05	Y-01
epsilon	644.73	372.17	372.17	777.345
x_CO2	400.53	225.22	225.22	485.76
(y/2)_H2O	494.08	308.82	308.82	584.35
[(eps*3,77)+(w/2)]_N2	2431.40	1404.56	1404.56	2930.82

Fuente. Los Autores

Tabla 61. Producción Total y aportes de H₂O.

Pozo	C-02	C-03	C-04 – C05	Y-01
prod_Tot (mol)	3326.01	1938.60	1938.60	4000.93
FraccMolar_H2O	0.149	0.159	0.159	0.146
P_total (kPa)	101.325	101.325	101.325	101.325
P_pH2O (kPa)	15.05	16.14	16.14	14.80

Fuente. Los Autores

Tabla 62. Relación A/C.

POZO	C-02	C-03	C-04 – C-05	C-06
Rel_A/C	15.10	14.30	14.30	15.31
M_Comb	5906.96	3600.44	3600.44	7023.14
T_rocio (°C)	54.02	55.48	55.48	53.68

Fuente. Los Autores

Tabla 63. Combustión Teórica POZO C-02

COMBUSTIÓN TEÓRICA		%Mol	C	h_form@298K [KJ/Kmol]	h_react [KJ]
CO ₂	Dióxido de Carbono	2.84	1	-393415	-1117.30
N ₂	Nitrógeno	0.77	0	0	0.00
C ₁	Metano	15.38	1	-74808	-1150.55
C ₂	Etano	4.16	2	-84565	-351.79
C ₃	Propano	12.17	3	-104700	-1274.20
iC ₄	i-Butano	9.40	4	-134830	-1267.40
nC ₄	n-Butano	14.94	4	-126270	-1886.47
iC ₅	i-Pentano	9.68	5	-154290	-1493.53
nC ₅	n-Pentano	8.23	5	-147390	-1213.02
C ₆	Hexano	10.19	6	-167990	-1711.82
C ₇	Heptanos	8.49	7	-188590	-1601.13
C ₈₊	Octanos	3.75	8	-208450	-781.69
TOTAL		100.00	46.00		-13848.89

Fuente. Los Autores

Tabla 64. Poder calorífico y temperatura de llama adiabática POZO C-03

COMBUSTIÓN		%Mol	h_form@298K [KJ/Kmol]	h_react [KJ]
CO ₂	Dióxido de Carbono	7.46	-393415	-2934.88
N ₂	Nitrógeno	1.48	0	0.00
C ₁	Metano	43.39	-74808	-3245.92
C ₂	Etano	14.26	-84565	-1205.90
C ₃	Propano	12.77	-104700	-1337.02
iC ₄	i-Butano	3.17	-134830	-427.41
nC ₄	n-Butano	5.68	-126270	-717.21

Fuente. Los Autores

Tabla 64. Continuación poder calorífico y temperatura de llama adiabática POZO C-03.

iC ₅	i-Pentano	2.32	-154290	-357.95
nC ₅	n-Pentano	2.40	-147390	-353.74
C ₆	Hexano	2.89	-167990	-485.49
C ₇	Heptanos	2.24	-188590	-422.44
C ₈₊	Octanos	1.94	-208450	-404.39
TOTAL		100.00		-11892.35

Fuente. Los Autores

Tabla 65. Entalpia de Formación y de Reacción

COMBUSTIÓN TEÓRICA			h_{form}@298K [KJ/Kmol]	h_{react} [KJ]
CO ₂	Dióxido de Carbono	7.46	-393415	-2934.88
N ₂	Nitrógeno	1.48	0	0.00
C ₁	Metano	43.39	-74808	-3245.92
C ₂	Etano	14.26	-84565	-1205.90
C ₃	Propano	12.77	-104700	-1337.02
iC ₄	i-Butano	3.17	-134830	-427.41
nC ₄	n-Butano	5.68	-126270	-717.21
iC ₅	i-Pentano	2.32	-154290	-357.95
nC ₅	n-Pentano	2.40	-147390	-353.74
C ₆	Hexano	2.89	-167990	-485.49
C ₇	Heptanos	2.24	-188590	-422.44
C ₈₊	Octanos	1.94	-208450	-404.39
TOTAL		100.00		-11892.35

Fuente. Los Autores

Tabla 66. Total de Energía Producida por la Reacción

Pozo	C-02	C-03	C-04 – C-05	C-06
h _{prod} [KJ]	-157574.51	-88604.93	-88604.93	-191105.27
h _{prod} [KJ]	-119481.39	-74680.71	-74680.71	-141311.02
TOTAL	-277055.90	-163285.63	-163285.63	-332416.29
h _{prod} - h _{react} [KJ]	-263207.01	-151393.28	-151393.28	-317601.70

Fuente. Los Autores

Tabla 67. Poder Calorífico de los Gases de Producción

Pozo	C-02	C-03	C-04 – C-05	Y-01
PC_Inferior [BTU]	131604.44	131604.44	131604.44	301054.65
PC_Superior [BTU]	143505.69	143505.69	143505.69	323574.22

Fuente. Los Autores

Tabla 68. Temperatura de Llama adiabática

Pozo	C-02	C-03	C-04 – C-05	Y-01
T_llama_adiab [°C]	2137.5	2123	2123	2140.9

Fuente. Los Autores

ANEXO C

**GRUPOS GENERADORES A
GAS DE BAJO BTU**

Fuente: CUMMINS POWER GENERATION

Grupos generadores de gas de bajo BTU

> 1540–2000 kW | serie QSV91



Nuestra energía trabajando para ti.™



Características estándar

Responsabilidad de fuente única

Diseño, fabricación y pruebas de motor, alternador, sistema de control y grupo generador completo todos son proporcionados por Cummins.

Alternador

- Sin anillos rozantes ni carbones, autoexcitador
- Regulación de tensión precisa
- Rotor y excitatriz impregnados con aceite y resina resistente al ácido
- Capacidad por corto circuito excepcional
- Baja distorsión de forma de onda con cargas no lineales

Aplicaciones

- Vertederos de residuos sólidos
- Gas de digestor de aguas residuales municipales
- Biogás de residuos agrícolas
- Metano de minas de carbón
- Gas de combustión

Motor Cummins

- Motor de 4 tiempos robusto, enfriado por agua
- MCM700/SSM558 gestión electrónica de autoridad total
- Actuador Woodward PROACT para impulsar válvula de mariposa
- Sistema de control de motor CENSE
- Capaz de operar con combustibles que contienen componentes corrosivos como SO₂, halógenos y siloxanos.
- Bajas emisiones de NO_x (óxido de nitrógeno): 0,5g/hp-hr (250mg/Nm³)

PowerCommand® 3.3

- Red de capacidad completa de conexión en paralelo y carga compartida
- Regulación de tensión integrada
- Alternador de calidad superior y sistema de protección del grupo generador
- Protección de alternador AmySentry™
- Panel operador de 320 x 240 píxeles en múltiples idiomas

Grupos generadores de gas de bajo BTU | Datos técnicos

60 Hz	Salida eléctrica	Consumo de combustible	Eficiencia eléctrica
C1750N6C	1750 kW	16,1 mmBTU/h	37,1%
C2000N6C	2000 kW	18,4 mmBTU/h	37,1%

50 Hz	Salida eléctrica	Consumo de combustible	Eficiencia eléctrica
C1540N5C	1540 kW	4204 kW	36,6%
C1750N5C	1750 kW	4631 kW	37,8%
C2000N5C	2000 kW	5136 kW	38,9%

Socio probado

Creando innovadores soluciones de energía de bajo BTU requiere más que productos de gran calidad. También requiere conocimientos técnicos y expertos industriales, conocimiento del mercado mundial y una organización de apoyo inmejorable.

- Cummins Power Generation ofrece soluciones que se ajustan a sus necesidades, desde ventas de equipos y contratos de mantenimiento hasta proyectos llave en mano para acuerdos completos de construir-poseer-operar
- Servicio de soporte 24 horas/7 días a la semana disponible a través de los distribuidores en 130 países
- Los servicios incluyen mantenimiento completo de la planta, garantías de intervalos de mantenimiento, operaciones en emplazamiento, gestión de riesgo, cumplimiento de contrato, supervisión y control remotos, e instrumentación y notificación de alarma
- Los servicios adicionales de nuestros socios incluyen análisis y control de gas, instrumentación, operaciones en emplazamiento, recopilación y análisis avanzados de datos

Rendimiento probado

Cummins Power Generation proveen potencia mundialmente para cogeneración, picos e instalaciones de bajo BTU – un testimonio a su rendimiento, fiabilidad y diseño de vanguardia.

- Alimentado por gas natural, gas digestor, gas de residuos y otros biogases
- Combustión de alta eficiencia y muy bajas emisiones
- Altas densidades de potencia y largos intervalos de mantenimiento para soluciones económicas de cogeneración o fuente primaria de energía
- Tecnología PowerCommand® para control de grupo generador avanzado y supervisión remota

Nuestra energía trabajando para ti.™

www.cumminspower.com

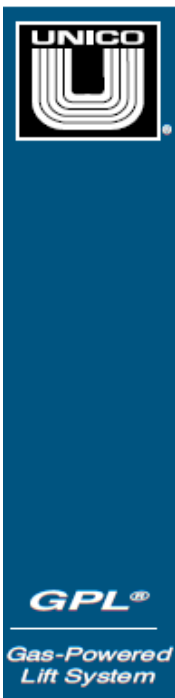
© 2009 Cummins Power Generation Inc. Reservados todos los derechos. Cummins Power Generation y Cummins son marcas comerciales registradas de Cummins Inc. Nuestra energía trabajando para ti.™ es una marca comercial de Cummins Power Generation. Especificaciones sujetas a cambios sin previo aviso. F-1523 (9/09) Reino Unido



ANEXO D

GPL®. Gas Powered Lift System.

Fuente: UNICO



GPL®
Gas-Powered Lift System



Overview

The GPL® gas-powered lift system from Unico combines a power source and advanced well automation control into a compact unit specifically designed for oil and gas production. The unique system provides a fully integrated solution for customers with pumping applications remote from electrical service. The system is easy to install and maintain.

Improves Operations

The GPL® system gives operators a tool to improve their oil and gas production operations. The unit has been uniquely integrated to optimize well production while minimizing fuel consumption and maximizing the engine service interval.

Wide Range of Fuels

The system can automatically switch between wellhead natural gas and liquid propane tank fuel sources. Optional equipment allows operation from low-energy wellhead natural gas. This option can eliminate or substantially reduce liquid propane consumption.

Multidrive Operation

A sealed electronic enclosure accepts multiple universal well automation controllers, each of which can operate a specific type of artificial lift as well as auxiliary motor-control operations such as surface pumps. Up to four controllers can be used, provided the total power requirement does not exceed that of the engine/generator.

Universal Application

Each universal well automation controller can be configured for sucker-rod (SRP), progressing cavity (PCP), or electric submersible pump (ESP) operation. The well controller has evolved over thousands of installations into the most advanced artificial lift automation system available today.

Direct Electric Submersible Pump Operation

ESP systems operated by variable-frequency drives generally require filters to smooth the electrical output and suppress potentially damaging voltage spikes. Most ESP systems also require an output step-up transformer to overcome cable voltage drop in deep wells. The GPL® system includes a unique control option for directly operating ESP systems by coordinating engine speed and generator voltage. The cost and space savings achieved by eliminating the drive, filter, and transformer can be substantial.

Extended Run Life

The engine/generator has been specifically designed for continuous operation rather than standby. This provides extended service intervals and run life that substantially exceed other units in the market.

Unattended Operation

Protective features and automatic restart control maximize uptime without pumper intervention. Starts, stops, faults, warnings, and other events are automatically logged for analysis.

Remote Monitoring and Control

Optional wireless communication by radio link, cellular phone, or satellite provides continuous remote monitoring and control of pumping operations using Unico's GMC® remote monitoring system. The system provides real-time monitoring, analysis, reporting, and notification of alarms and other conditions.

Features & Specifications

Engine/Generator Specifications

Output kW	hp	Engine		Enclosure H x W x D	Weight lb	Consumption		
		cc	rpm			LP scf/h	LP gal/h	NG scf/h
24	30	1,600	2,700	42" x 42" x 42"	1,130	120	3.3	288
32	40	1,600	3,600	42" x 42" x 42"	1,170	160	4.4	384
32	40	3,000	2,100	42" x 42" x 55"	1,500	160	4.4	384
40	50	3,000	2,700	42" x 42" x 55"	1,560	200	5.5	480
40	50	3,000+	2,100	42" x 42" x 55"	1,500	200	5.5	480
48	60	3,000+	2,400	42" x 42" x 55"	1,560	240	6.6	576
48	60	4,300	2,100	48" x 36" x 88"	2,070	240	6.6	576
56	70	4,300	2,400	48" x 36" x 88"	2,110	280	7.7	672
64	80	4,300	2,700	48" x 36" x 88"	2,150	320	8.8	768
72	90	5,700	2,400	60" x 44" x 104"	2,560	360	9.9	864
80	100	5,700	2,700	60" x 44" x 104"	2,600	400	11.0	960
96	120	8,100	2,100	60" x 44" x 104"	3,000	480	13.2	1,152
112	140	8,100	2,400	60" x 44" x 104"	3,100	560	15.4	1,344
128	160	8,100	2,700	60" x 44" x 104"	3,150	640	17.6	1,536
144	180	8,100+	2,100	60" x 44" x 104"	3,200	720	19.8	1,728
160	200	8,100+	2,400	60" x 44" x 104"	3,250	800	22.0	1,920

The listed kW output is the generator electrical capacity operating from 1,000 Btu/scf natural gas (NG). Optional equipment allows operation with proportionally reduced power from natural gas with energy content as low as 400 Btu/scf. The output with liquid propane will be approximately 10% higher.

The listed power output is the mechanical load that can be driven by an induction motor with an efficiency of approximately 98%.

Generator voltage is typically 480 V, but 240 V and 600 V are optionally available. Generator voltages of 2,400 V and 3,300 V are available for direct ESP operation.



The operator interface features a graphical display

Engine/Generator Features

- Specifically designed for continuous operation
- Operation from natural gas or liquid propane
- Operation from low-energy natural gas
- Automatic switchover between wellhead and propane tank
- Integral drip-proof environmental base
- Liquid propane fuel vaporizer
- Fuel conditioning system
- Fuel input pressure monitor
- Fuel-specific engine control
- Induction-hardened intake valve seats
- Sintered powder metal exhaust valve seats
- Durable high-silicon-content pistons
- Heavy-duty deep discharge battery
- Battery power management
- Specially formulated synthetic engine oil
- Increased oil capacity
- Oversize engine air filter
- Enhanced ignition system
- Engine speed optimization
- Integrated lift drive control
- Multidrive configuration
- Drive energy recirculation
- Power demand limiting
- Automatic shutdown protection and engine restart

Features & Specifications (continued)

Drive Control Features

Common Artificial Lift Features

- Improves production, efficiency, and reliability
- Automated system parameter identification
- Density and flow loss calculations from fluid and gas properties
- Manual, preset, and remote speed control
- Pump flow monitor and production accumulator
- Casing and tubing pressure compensation
- Pump intake and discharge pressure monitors
- Fluid level monitor and control
- Input power meter and energy efficiency monitor
- Input, motor, and lift power monitors
- Power and torque smoothing control
- Automatic restart from faults and fuel outages
- Time-stamped event, warning, and fault logging
- Motor voltage, current, and frequency monitors
- Pump speed optimization
- Gas interference monitor
- Sensorless fluid level and fluid flow estimation
- Optional casing and tubing pressure sensor inputs
- Extend range operation to twice base speed
- Standard ANSI and Modbus RTU serial communications
- User-programmable multichannel data sampler
- Optional ControlNet, Modbus Plus, Profibus, and Ethernet
- Optional 900 MHz and 2.4 GHz wireless communications
- Optional interface for multichannel analog data logging
- Optional 1 gigabyte mass storage memory
- Windows computer, iPhone, and iPad interface software
- User-programmable Excel spreadsheet report generator software



Electric Submersible Pump (ESP) Systems

- Embedded tubing, casing, and ESP models
- Downhole motor/pump speed monitor and limiter
- Optional downhole pressure and surface flow sensor inputs
- Programmable pump-off control
- Casing and tubing pressure compensation
- Pump differential pressure monitor and limiter
- Embedded drive, transformer, and cable models



Progressing Cavity Pump (PCP) Systems

- Embedded rod, tubing, casing, pump, fluid, and reservoir models
- Pump speed and power flow optimizers
- Coordinated dual motor control for large pumps
- Motor and rod speed monitors and limiters
- Motor and rod torque monitors and limiters
- Downhole pump speed and torque monitors
- Optional downhole pressure and surface flow sensor inputs
- Pump differential pressure monitor and limiter
- Dual speed pump-off control prevents sand-in
- Low torque and speed fault detection

GPL[®]

Gas-Powered Lift System

Gas-Powered Lift System

GPL®

Features & Specifications (continued)



Sucker-rod pumps (SRP)



CRP® Crank Rod Pumps



LRP® Linear Rod Pumps



HRP® Hydraulic Rod Pumps

Sucker-Rod Lift Systems

- Embedded rod, tubing, casing, pump, pumping unit, fluid, and reservoir models
- Conventional, phased crank, beam balance, and air balance geometries
- Mark II, Reverse Mark, and Rotaflex geometries
- Rod string weight and resonance calculator
- Deviated well compensation
- System simulation mode
- Pump speed and power flow optimizers
- Extend range operation to twice base speed
- Single-, dual-, or triple-speed operation or continuously variable optimize mode
- Rotaflex racetrack mode with automatic cornering control
- Soft landing feature to eliminate fluid pound effects
- Programmable crank angle speed-change set points
- Motor voltage, current, speed, and torque bar graph meters
- Gearbox torque monitor and limiter
- Counterbalance monitor and assistant (SRP and HRP™ systems)
- Crank angle and speed monitors
- Operates without rod load and position sensors
- Optional load cell and inclinometer inputs
- Pump fill monitor and optimizer
- Dual speed pump-off control prevents sand-in problems
- Motion profile optimizer to reduce gas interference
- Downhole pump position, velocity, and load monitors
- Rod position and velocity monitors
- Rod load monitor and limiter
- Rod power monitor
- Rod/pump friction monitor
- Actual surface and pump dynamometer graph generators
- Predicted surface and pump dynamometer graph generators
- Stored surface and pump dynamometer graphs
- Automatic rod friction compensation
- Bridle separation monitor and minimum rod load control
- Belt-slip monitor and diagnostic alarm (SRP systems)

UNICO-Worldwide



All trade designations are provided without reference to the rights of their respective owners. Specifications subject to change without notice.

8816 10/10

United States

Corporate Headquarters

Unico, Inc.
3725 Nicholson Rd.
P. O. Box 0505
Franksville, WI
53126-0505

262.886.5678
262.504.7396 fax

www.unicous.com

Bakersfield, California

661.679.7850
New Lenox, Illinois
815.485.5775

Wixom, Michigan
248.380.7610
Austinburg, Ohio
216.387.8486

Midland, Texas
432.218.7665

Sandy, Utah
801.942.2500

Canada

Mississauga, Ontario
905.602.4677

Mexico
Tampico
52.833.217.4543

South America

El Tigre, Venezuela
58.283.241.4024

Europe

Milton Keynes, England
44.1908.260000

Wilsdorf, Germany
49.2739.303.0
Bucharest, Romania
40.728.664.830

Asia

Beijing, China
86.10.6218.6365
Osaka, Japan
81.66.945.0077

ANEXO E

**DISEÑO TÉCNICO Y VALORIZACIÓN DEL
PROYECTO CON SUMINISTRO CON RED ELÉCTRICA**

Fuente: Los Autores

ANEXO D

1. LÍNEA ELÉCTRICA

Según normativa vigente para suministrar energía a una instalación mayor a 500 kVA y menor a 5000 KVA debe ser a nivel de tensión de 34,5 kV. Esto con el fin de mantener la regulación y pérdidas de potencia dentro del margen establecido por los reglamentos, por ende como la carga de las bombas suman un total de 3.9 MVA y la distancia de la conexión a la red a los posos, amerita dicho nivel de tensión.

Tabla 69. Nivel de Tensión requerida y capacidad instalada.

NIVEL DE TENSIÓN	CAPACIDAD INSTALADA (KVA).
Baja (127/220 V) *	Hasta 30 KVA
Media (13 200 V) *	Superior a 30 KVA hasta 500
Media (34 500 V) *	Desde 400 KVA en adelante.

Fuente: Los Autores

En cuanto a regulación y pérdidas de potencia, asumiendo que las 4 primeras bombas están conectado al primer campo y las otras dos restantes al campo 2 y alimentando por 34.5 kV, por la distancia se debe tomar un calibre de conductor número 266.8 AWG ya que la regulación da 2.88% hasta el campo 2 (ver siguiente tabla) el cual está al límite de la norma que es el 3%. Las

pérdidas de potencia se muestran en la tabla siguiente y está dentro del rango de la norma que es 2.7%

Tabla 70. Calculo de Regulación

TRAMO	Punto de conexión-campo 1	Campo 1-campo 2
LONG (km)	25	7
S DEL TRAMO (KVA)	3094.65	846.35
CORRIENTE I(A)	51.78831915	14.16348986
MOMENTO(KVA/M)	77366250	5924450
CALIBRE CONDUCTOR	ACSR 266.8 AWG	ACSR 266.8 AWG
Kg	41.72	41.72
δ PARCIAL	2.7118	0.176736305
δ TOTAL	2.7118	2.888536305

Fuente: Los Autores

(La regulación corresponde a la caída o pérdida de tensión desde el punto de conexión hasta el punto de alimentación de las cargas, es un factor importante en el diseño para garantizar el adecuado funcionamiento de los equipos)

Tabla 71. Calculo de pérdidas de potencia

TRAMO	Punto de conexión-campo 1	Campo 1-campo 2
LONG (km)	25	7
S TOTAL TRAMO (KVA)	3094.65	846.35
CORRIENTE I(A)	51.78831915	14.16348986
MOMENTO(KVA/M)	77366250	5924450
CALIBRE CONDUCTOR	ACSR 266.8 AWG	ACSR 266.8 AWG
RK	0.255	0.255
δP PARCIAL	1.927325581	0.126925835
δP TOTAL	1.927325581	1.800399746

Fuente: Los Autores

Las distancias entre postes en la zona urbana son del orden de 70 m de distancia, pero por ser un proyecto rural las distancias pueden ser mayor dependiendo de la topología de la zona, por lo general en terrenos llanos el espaciamiento de las estructuras es menor incrementándose el número de apoyos, este espaciamiento también varía de acuerdo con la altura de los apoyos (12, 14, 16 18 o más metros de altura) y el diámetro del conductor utilizado (1/0 AWG, 2/0 AWG, 4/0 AWG, 266,8 MCM o mayor), todos estos obedecen a características propias de cada diseño.

Los costos de la línea en por unidad de longitud (\$/km), se calculan con base en los costos reconocidos para las unidades constructivas de los Operadores de Red, de acuerdo con la metodología establecida en la resolución CREG 097 del 2008 (COSTO UC (\$COL - DIC 2007)) se aplica IPC para ajustar los valores a la actualidad. El costo total de la línea sería \$ 1,945,299,200

Tabla 72. Costo sobre km de línea

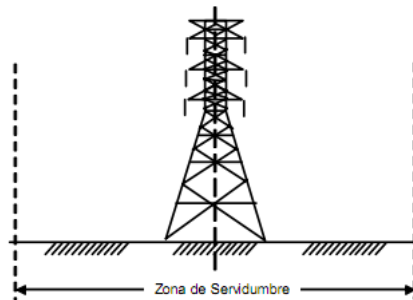
COSTOS - LÍNEAS NIVEL 34,5 kV	\$/km MRZ 2012
km de 3 conductores ACSR 266	\$ 26,721,660
1 Cable de guarda 1/4 acero	\$ 2,256,744
Poste de concreto de 14 m 750 kg Retención	\$ 8,940,721
Estructura de poste de concreto de 14 m 750 kg Retención	\$ 4,743,490
MONTAJE Y OBRA CIVIL	\$ 10,455,112
INGENIERÍA	\$ 2,955,126
INTERVENTORIA	\$ 2,644,890
ADMINISTRACIÓN DE LA EJECUCIÓN	\$ 1,250,015
INSPECTORIA	\$ 264,489
COSTOS FINANCIEROS	\$ 558,353
Total \$/km	\$ 60,790,600

Fuente: Los Autores

Al costo anteriormente mencionado se le debe sumar el costo de la servidumbre, que corresponde a la franja de seguridad, acceso y

mantenimiento, la cual para líneas de 34,5 kV debe ser de 10 metros de ancho tomando como eje central la línea.

Figura 60. Diagrama de Torre eléctrica y Zona de Servidumbre



Fuente: Los Autores

Este valor se paga a los propietarios de los predios, por una única vez, de acuerdo con el área de la franja utilizada, la cual se eleva a escritura pública.

Para el proyecto se utiliza un estimado de \$2000 el m² de servidumbre. Con un total de \$ 640,000,000

Para mejor confiabilidad es recomendable instalar un reconector en donde inicia la línea, el cual tiene un costo incluida la instalación de \$ 86,738,153

Sumando todas las cantidades, el total del costo aproximado de la instalación de la línea de 34,5KV desde el punto de conexión hasta el campo 2 es de **\$ 2,672,037,353.**

2. SUBESTACIONES

Para la subestaciones es recomendable por confiabilidad tener un transformador por bomba, ya que en caso de que un transformador se dañe no saque todos los posos.

En campo 1 se va a tener dos bahías de líneas 34,5kV y 3 bahías de trfo. Los costos de esta subestación se indican en la siguiente tabla:

Tabla 73. Costos Sub - Estación Campo 1

Subestación Campo1	\$ MRZ 2012	Cantidad	Total
Bahía de línea, subestación Convencional Reducida Tipo 1	\$ 269,840,620	2	\$ 539,681,241
Bahía de transformador, subestación Convencional Reducida Tipo 1	\$ 162,064,198	4	\$ 648,256,794
Módulo de Barraje Nivel 3 Tipo 1, barra sencilla, Tipo Convencional	\$ 36,115,518	1	\$ 36,115,518
Transformador poso 1 (1 MVA)	\$ 177,163,875	1	\$ 177,163,875
Transformador poso 2 (1.5MVA)	\$ 208,666,390	1	\$ 208,666,390
Transformador poso 3-4 (1.5MVA)	\$ 208,666,390	1	\$ 208,666,390
Total			\$ 1,818,550,209

Fuente: Los Autores

Nota: los costos de la subestación ya incluyen la obra civil, la puesta en servicio, ingeniería, administración de la ejecución, inspección y costos financieros.

PARA EL CAMPO 2:

Tabla 74. Costos Sub - Estación Campo 2

Subestación Campo2	\$ MRZ 2012	Cantidad	Total
Bahía de línea, subestación Convencional Reducida Tipo 1	\$ 269,840,620	1	\$ 269,840,620
Bahía de transformador, subestación Convencional Reducida Tipo 1	\$ 62,064,198	1	\$ 162,064,198
Módulo de Barraje Nivel 3 Tipo 1, barra sencilla, Tipo Convencional	\$ 36,115,518	1	\$ 36,115,518
Transformador poso 5-6 (1 MVA)	\$ 177,163,875	1	\$ 177,163,875
Total			\$ 645,184,212

Fuente: Los Autores

Nota: los costos de la subestación ya incluye la obra civil, la puesta en servicio, ingeniería, administración de la ejecución, inspección y costos financieros.

En los costos anteriormente mencionados de las subestaciones, no se tiene en cuenta la compra de los terrenos en donde se va a construir la subestación. Si suponemos que el metro cuadrado en la zona es de \$400,000 entonces:

Tabla 75. Costos de Servidumbre.

Subestación	Área m2	Costo
Campo 1	450	\$ 180,000,000
Campo 2	270	\$ 108,000,000

Fuente: Los Autores

3. CONSOLIDADO

Tabla 76. Consolidado Total de la Inversión

Costo estimado de la línea	\$ 2,672,037,353
Costo estimado de la subestación campo 1	\$ 1,998,550,209
Costo estimado de la subestación campo 2	\$ 753,184,212
Total	\$ 5,423,771,774

Fuente: Los Autores

ANEXO F

**SUMINISTRO DE COMBUSTIBLE.
GENERADORES ENFRIADOS POR LÍQUIDO.
MANUAL DE APLICACIÓN.
DISEÑO MECÁNICO Páginas 115-132.**

Fuente: CUMMINS Power Generator 2004

Suministro de Combustible

Suministro de Diesel

Los generadores impulsados por un motor diesel son generalmente diseñados para operar con combustible diesel ASTM D975 numero 2. Tal vez otros combustibles funcionen durante operación de corto plazo, si cumplen con la calidad y características físicas descritas en la **Tabla 6-6**. Consulte al fabricante del motor para el uso de otros combustibles.

Se debe tener cuidado en la compra de combustible y en el llenado de los tanques para prevenir la entrada de suciedad y humedad al sistema de combustible. La suciedad tupidará los inyectores y causará desgaste acelerado en los componentes finamente maquinados del sistema de combustible. La humedad puede causar corrosión y falla de estos componentes.

Los generadores diesel consumen aproximadamente 0.07 gal/hr (0.26 l/hr) de combustible por kW de rango a carga total basados en su rango de emergencia. Por ejemplo, un generador de emergencia de 100 kW consumirá aproximadamente 70 gal/hr (260 l/hr)

de combustible. El tanque principal para un generador diesel puede ser ya sea un tanque sub-base (montado debajo del patín del generador) o un tanque remoto. Si el tanque principal está ubicado lejos del generador, se podría requerir un tanque intermedio (de día) para suministrar apropiadamente al generador. Hay considerables diferencias en las capacidades de los motores entre los fabricantes, así que el sistema de combustible debe ser diseñado para el generador específico instalado en el sitio.

La ventaja primaria de los tanques sub-base es el sistema puede ser diseñado y ensamblado de fábrica para minimizar el trabajo en el sitio. Sin embargo, podrían no ser una selección práctica o posible basados en los requerimientos de capacidad del tanque principal y las limitaciones de código, así como la habilidad de acceder al tanque para su re-llenado. Cuando seleccione un tanque de combustible sub-base, esté consiente de que el sistema de control del generador y otros puntos de servicio de mantenimiento quedarán a una altura que puede ser impráctica. Esto podría requerir que se le agreguen estructuras a la instalación para permitir un servicio conveniente o para cumplir los requerimientos de operación.

Debido a las limitaciones de las bombas mecánicas en la mayoría de los motores, muchas instalaciones que requieren tanques principales remotos, también requerirán tanques intermedios (de día). El tanque principal puede estar arriba o abajo del generador, y cada una de estas instalaciones requiere diferentes diseños de tanques intermedios y sistemas de control de combustible.

Las **Figuras 6-29** y **6-30** ilustran sistemas típicos de combustible diesel.

DIAMETRO DE TUBO pulg. (mm)	CALOR DE TUBO BTU/MIN-pie (kJ/Min-Metro)	CALOR DEL SILENCIADOR BTU/MIN (kJ/Min)
1.5 (38)	47 (162)	297 (313)
2 (51)	57 (197)	490 (525)
2.5 (64)	70 (242)	785 (828)
3 (76)	84 (291)	1,100 (1,160)
3.5 (98)	96 (332)	1,408 (1,485)
4 (102)	108 (374)	1,767 (1,864)
5 (127)	132 (457)	2,500 (2,638)
6 (152)	156 (540)	3,550 (3,745)
8 (203)	200 (692)	5,467 (5,768)
10 (254)	249 (862)	8,500 (8,968)
12 (305)	293 (1,014)	10,083 (10,638)

Tabla 6-5. Pérdidas de Calor de Tubos de Escape y Silenciadores No Aislados

PROPIEDAD	ESPECIFICACIONES	DESCRIPCION GENERAL
Viscosidad (ASTM D445)	1.3–1.5 centisokes (mm/sec) a 40° C (104° F)	El sistema de inyección funciona más efectivamente cuando el combustible tiene la viscosidad adecuada. Los combustibles que cumplan los requerimientos ASTM 1-D o 2-D son satisfactorios para los sistemas de combustible Cummins.
Número de Cetano (ASTM D613)	42 mínimo sobre 0° C (32° F) 45 mínimo debajo de 0° C (32° F)	El número de cetano es la medida de las características de arranque y calentamiento de un combustible. En clima frío, o en servicio con cargas bajas prolongadas es deseable un número más alto de cetano.
Contenido de Azufre (ASTM D129 or 1552)	No exceder 0.5 de masa porcentual (ver nota)	El diesel contiene cantidades diferentes de componentes de azufre los cuales aumentan la acidez del aceite. Un método práctico de neutralizar los ácidos altos del alto azufre es cambiar el aceite más frecuentemente o usar un TBN de aceite más alto (TBN = 10 to 20) o ambos. El uso de combustible con alto azufre (sobre 0.5 mas porcentual) resultara formación de sulfato en el gas de escape bajo condiciones de alta carga caontinua. El combustible con alto azufre tambien acortara la vida de algunos componentes en el sistema de escape, incluyendo el catalizador de oxidación.
Azufre Activo (ASTM D130)	Corrosión de barra de cobre no exceder rango #2 después de tres horas a 50° C (122° F)	Algunos componentes de azufre en el diesel son corrosivos. Combustibles con un rango de corrosión de 3 o mas pueden causar problemas de corrosión.
Aguay Sedimentos (ASTM D1796)	Not exceder 0.05 volumen porcentual	La cantidad de aguay desechos sólidos en el diesel se clasifica como aguay sedimento. Es una practica sana filtrar el combustible al ser vaciado en el tanque. En tanques parcialmente llenos se condensa mas vapor de agua debido a la respiración del tanque causada por los cambios de temperatura. Los elementos filtrantes, coladores en la bomba de combustible y los conectores de los inyectores deben limpiarse o cambiarse cuando se ensucian. Estos filtros y coladores se tapiran al funcionar con combustible sucio y necesitaran reemplazarse mas a menudo.
Residuo de Carbon (Ramsbottom, ASTM D254 o Conradson, ASTM D159)	No exceder 0.35 de masa porcentual en residuo de 10 volumen porcentual	La tendencia de un diesel a formar depósitos de carbon en el motor puede estimarse determinando el residuo de carbon Ramsbottom o Conradson en el combustible después de que 90% del combustible se ha evaporado.
Densidad (ASTM D287)	42–30 grados API gravedad a 60° F (0.816–0.876 g/cc a 15° C)	La gravedad es una indicación de del alto contenido de energía del combustible. Un combustible con una alta densidad (baja gravedad API) contiene mas BTUs por galon que el combustible con una baja densidad (mayor gravedad API). Bajo iguales condiciones de operación, un combustible con mas alta densidad dara mejor economía de combustible que uno con menor densidad.
Punto de Nubosidad (ASTM D97)	6° C (10° F) debajo de la mas baja temperatura ambiente a la que se espera que opere	El punto de nubosidad es la temperatura a la que aparecen cristales de parafina. Los cristales se pueden detectar por una nubosidad del combustible. Estos cristales pueden causar el tupo de los filtros.
Ceniza (ASTM D482)	No exceder 0.02 masa porcentual (0.05 por ciento con mezcla de aceite lubricante)	La pequeña cantidad de material metálico no combustible encontrada en así todos los productos del petróleo se llama ceniza.
Destilación (ASTM D86)	La curva de destilación debe ser suave y continua.	Cuando menos 90% del combustible se debe evaporar a menos de 360° C (680° F). Todo el combustible debe evaporarse a menos de 385° C (725° F).
Número ácido (ASTM D664)	No exceder 0.1 Mg KOH por 100ML	El usar combustible con números de ácido mas altos puede llevar a mas altos niveles de desgaste que lo deseable. El total de número de ácido esta en ASTM D664.
Lubricidad	3100 gramos o mas al medirse con la prueba US Army scuffing BOCLE o Wear Scar Diameter (WSD) menos de 0.45mm a 60° C (WSD menos que 0.38mm a 25° C) a medirse con el método HFRR	La lubricidad es la habilidad de de un líquido para proveer lubricación hidrodinámica o de superficie para prevenir el desgaste entre las partes móviles.
NOTA: Las regulaciones Federales o locales podrian requerir un menor contenido de azufre que el recomendado en esta tabla. Consulte todas la regulaciones aplicables antes de seleccionar el combustible para su aplicación.		

Tabla 6–6. Especificaciones de Combustible Diesel

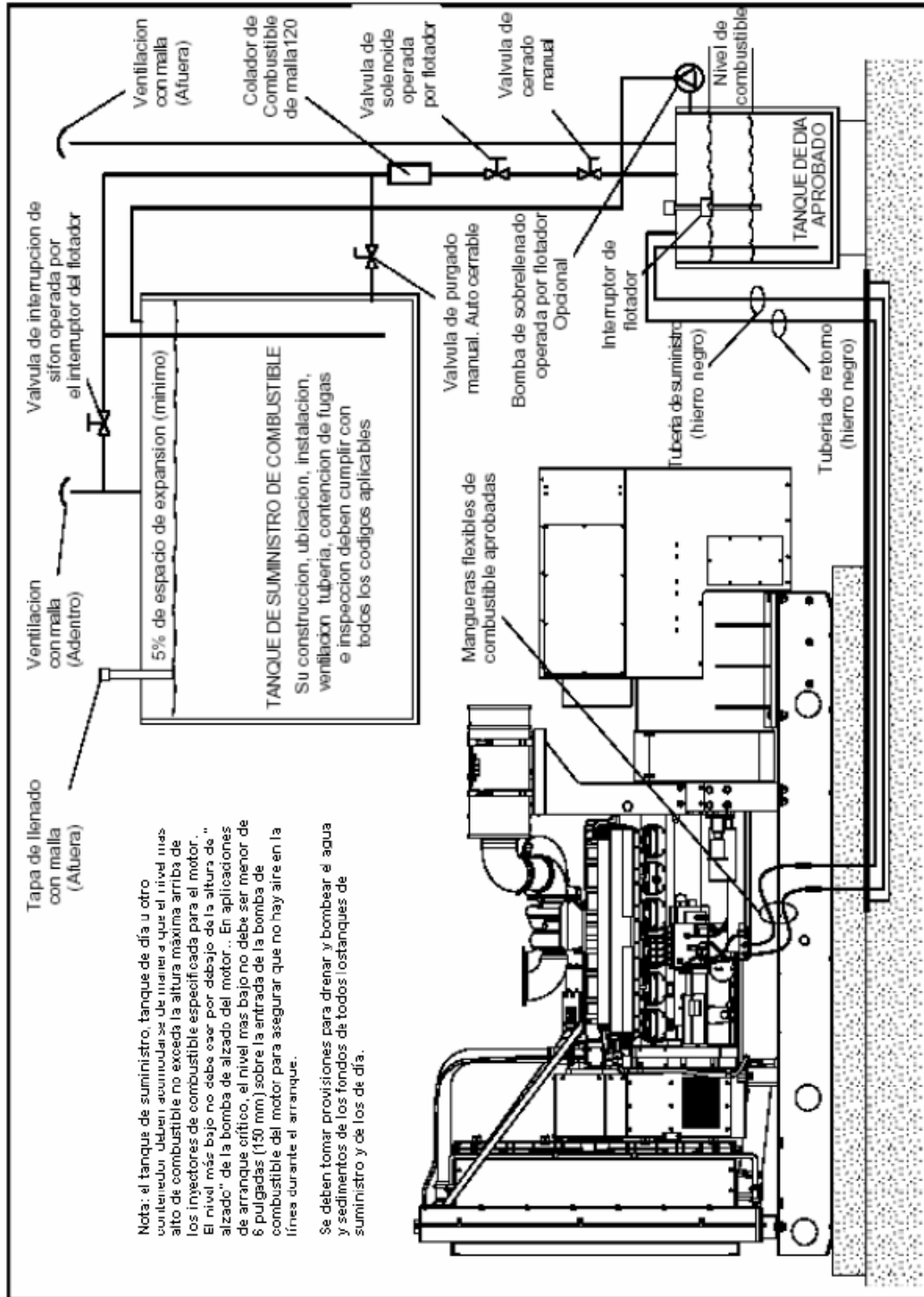


Figura 6-29. Sistema Típico de Suministro de Combustible — Tanque de Suministro Arriba del Generador

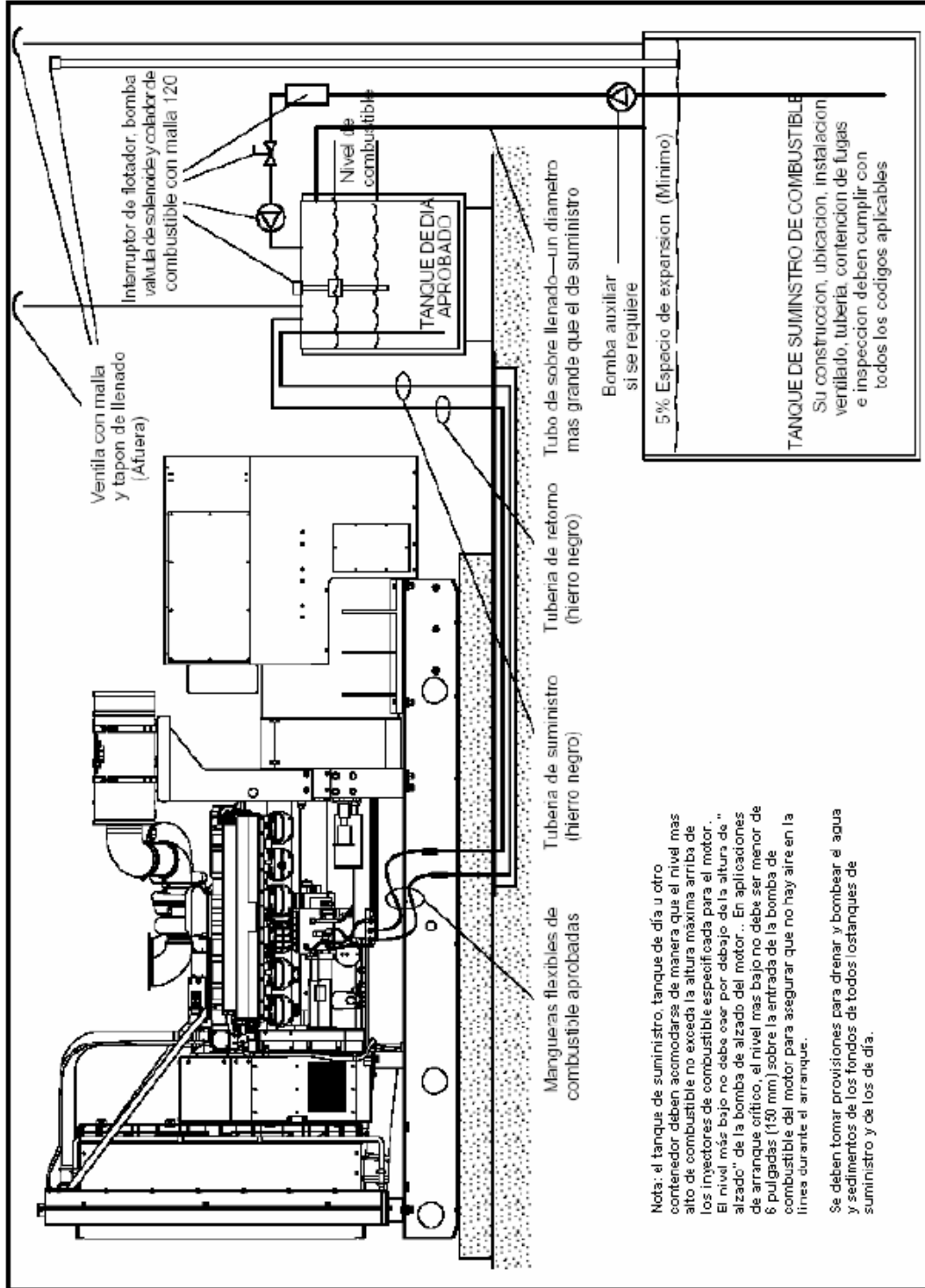


Figura 6-30. Sistema Típico de Suministro de Combustible — Tanque de Suministro Debajo del Generador

Se debe considerar lo siguiente cuando se diseña y se instala cualquier sistema de combustible diesel:

- La capacidad del tanque, construcción, ubicación, instalación, ventilación, prueba e inspección, deben cumplir con todos los códigos y sus interpretaciones locales¹⁵. La regulaciones ambientales locales generalmente requieren una segunda contención (llamada una bandeja de "ruptura", "dique" o "charola") para prevenir que el combustible que se fugue entre al piso o al sistema de drenaje. El área de contención secundaria normalmente incluirá características para detectar y sonar una alarma cuando el tanque principal se fuga.
- Se debe seleccionar la ubicación con la consideración para la accesibilidad del relleno y en caso de que las líneas deban calentarse (en climas fríos).
- El tanque de combustible de suministro debe almacenar suficiente combustible para hacer funcionar al generador el número prescrito de horas¹⁶ sin rellenarse. Los cálculos del tamaño del tanque se pueden basar en los rangos de consumo por hora, atemperados con el conocimiento de que la operación a plena carga de la mayoría de los generadores es rara. Otras consideraciones para el tamaño de los tanques incluyen la duración esperada de los apagones vs. la disponibilidad de combustible y la vida almacenada del combustible. La vida almacenada del diesel es de 1.5 a 2 años, cuando se mantiene apropiadamente.
- Los tanques de suministro deben estar adecuadamente ventilados para evitar la presurización. Puede haber requerimientos para ventilación primaria y secundaria del tanque, dependiendo de los códigos locales y sus interpretaciones. También deben tener provisiones para drenar un tanque manualmente o para bombear el agua y los sedimentos, y tener cuando menos un espacio de expansión del 5% para prevenir derrames cuando el combustible se calienta.
- La bomba de "alzado" del combustible, la bomba de transferencia al tanque de día o el asiento de la válvula del flotador deben estar protegidos de la suciedad del tanque principal por un pre-filtro o por un tazón de sedimentos con un elemento de malla del 100 a 200.

- Para sistemas de potencia de emergencia, los códigos podrían no permitir que el suministro de combustible para cualquier otro propósito o podrían especificar un nivel mínimo para otros equipos que garantice el suministro de combustible en caso de emergencia.
- El rango de Cetano no.2 del aceite de calentamiento no es lo suficientemente alto para confiablemente arrancar los motores diesel en climas fríos. Por lo tanto, se requieren tanques separados para potencia de emergencia y calefacción de los edificios.
- Se deben proveer líneas de retorno de combustible separadas para cada generador en una instalación múltiple para prevenir la presurización de las líneas de los generadores en espera. También, una línea de retorno no debe tener una válvula de cerrado. Se podría dañar el motor si el motor se hace funcionar con la línea cerrada.
- Se requiere un tanque de día cuando la fricción y la elevación del tanque de suministro, ya sea debajo de la entrada de la bomba o sobre los inyectores de combustible, pudieran causar una restricción excesiva en la entrada de combustible o en el retorno. Algunos modelos de generador están disponibles con un tanque de día integral montado en el patín o sub-base.

NOTA: Cuando se ponen en paralelo generadores, o se deben satisfacer requerimientos de arranque de emergencia de corto tiempo, es un requerimiento que se ubique un tanque de combustible de forma que el nivel más bajo de combustible posible no sea menor de 6 pulg. (150 mm) sobre la entrada de la bomba de combustible. Esto evitará que se acumule el aire en la línea de combustible mientras el generador no funciona eliminando el periodo de purga de aire durante el arranque del generador. Hay opciones disponibles en algunos modelos para eliminar este requerimiento.

- Se pueden exceder los límites de temperatura de los tanques de día en algunas aplicaciones donde el combustible caliente del motor es retornado al tanque de día. Al incrementarse la temperatura del combustible, se reducen la densidad de este y su lubricidad, reduciendo la potencia máxima de salida y la ubicación de partes que manejan combustible como las bombas y los inyectores. Una solución es conducir el combustible de regreso al tanque de suministro en lugar de al tanque de día. Otros diseños podrían requerir un enfriador de combustible para regresar la temperatura de este a un nivel seguro para su retorno al tanque de día. Consulte al fabricante del

¹⁵ NOTA DE CODIGO DE E.U.A.: En Norte América los estándares NFPA no. 30 y 37 son típicos.

¹⁶ NOTA DE CODIGO DE E.U.A.: NFPA define el número de horas de funcionamiento como la Clase de una instalación. Los requerimientos típicos son 2 horas para el evacuado de emergencia de un edificio, 8 horas para la duración de la mayoría de los apagones.

motor para más información acerca del motor usado y sus requerimientos de combustible de retorno¹⁷.

- La capacidad de la bomba de transferencia tanque de día, y el tamaño de la tubería de suministro deben estar basadas en el flujo máximo de combustible indicado en la hoja de especificaciones del generador.
- Use la **Tabla 6-6** como guía para la selección de diesel para el mejor desempeño.
- Todos los sistemas de combustible deben tener provisiones para la contención de este si se fuga, y para situaciones en donde se derrama por sobrellenado.
- Considere medios para llenar los tanques manualmente si el sistema automático falla.
- La bomba de suministro del tanque principal puede ser de tipo duplex para mejorar la confiabilidad del sistema.
- Los códigos locales contra incendio podrían incluir requerimientos específicos para el generador, tal como un medio de impedir que el flujo del combustible al cuarto del generador si se detecta un incendio, y medios para retornar el combustible al tanque principal si ocurre un incendio en el cuarto del generador.

Tubería para Diesel

- Las líneas de diesel deben construirse de tubo de hierro negro. No se deben usar tuberías de y conexiones de hierro colado y aluminio porque son porosos y pueden fugar combustible. No se deben usar líneas, conexiones y tanques galvanizados, porque este recubrimiento es atacado por el ácido sulfúrico que se forma cuando el azufre del combustible se combina con el condensado del tanque, causando suciedad que puede taponar los filtros y las bombas. No se deben usar líneas de cobre porque el combustible se polimeriza (engrosa) en los tubos de cobre por periodos largos de desuso y puede taponar los inyectores. Así mismo, las líneas de cobre son menos resistentes que el hierro negro y por lo tanto más susceptibles a daños.

Nota: Nunca use líneas de combustible, tanques o conexiones de cobre o galvanizados. La condensación en el tanque y las líneas se combina con el azufre del diesel para producir ácido sulfúrico. La estructura molecular de las líneas y tanques de cobre o galvanizado reacciona con el ácido y contamina el combustible.

¹⁷ En general los motores Cummins se pueden instalar con una línea de retorno hacia el tanque de día. La ubicación de la línea de retorno varía con el motor suministrado.

- Se debe usar manguera flexible aprobada para todas las conexiones en el motor para absorber la vibración y el movimiento.
- La tubería del tanque de día al motor debe ir "de bajada" todo el camino, desde el tanque hasta el motor, sin vueltas por arriba del motor que puedan permitir que el aire se quede atrapado en el sistema.
- La tubería del sistema de combustible debe estar soportada correctamente para evitar que se fatigue y se rompa debido a la vibración. La tubería no debe correr cerca de tubos de calentamiento, cableado eléctrico o componentes del sistema de escape. El diseño del sistema de tubería debe incluir válvulas en las ubicaciones adecuadas para permitir la reparación o reemplazo de los componentes del sistema sin tener que vaciarlo completamente.
- Los sistemas de tubería se deben inspeccionar regularmente buscando fugas y chocando su condición general. El sistema de tubería debe lavarse por dentro antes de la operación del motor para eliminar impurezas que puedan dañarlo. El uso de conexiones "T" tapadas, en lugar de codos permite una mejor limpieza del sistema.
- Los datos del fabricante del motor indican las restricciones máximas de entrada y retorno, el flujo máximo de combustible y los tamaños de mangueras para las conexiones a un tanque de suministro o de día cuando se encuentra a más de 50 pies (15 metros) del generador y aproximadamente a la misma elevación.

Se deben basar los tamaños del tubo y de la manguera en el flujo máximo más que en el consumo de combustible. Se recomienda ampliamente que se verifiquen las restricciones de la entrada de combustible antes de que el generador se ponga en servicio.

Rango Max de Flujo de Combustible GPH (L/hr)	Manguera Flexible No.*	Tamaño tubo NPS (pulg)	Tamaño tubo DN (mm)
Menos que 80 (303)	10	1/2	15
81-100 (304-378)	10	1/2	15
101-160 (379-604)	12	3/4	20
161-230 (605-869)	12	3/4	20
231-310 (870-1170)	16	1	25
311-410 (1171-1550)	20	1-1/4	32
411-610 (1550-2309)	24	1-1/2	40
611-920 (2309-3480)	24	1-1/2	40

* Especificación de Tamaño de Manguera Genérica.

Tabla 6-7. Tamaños Mínimos de Manguera y Tubo hasta 50 pies (15 Metros) Longitud equivalente.

Tanque Sub-base

Cuando se monta un generador en un tanque sub-base, los aisladores de vibración se deben instalar entre el generador y el tanque. El tanque debe ser capaz de soportar el peso del generador y resistir las fuerzas dinámicas. Se requiere que el tanque se monte de forma que haya un espacio de aire entre el fondo del tanque y el piso para reducir la corrosión y permitir la inspección visual.

Tanques de Día

Cuando se requiere un tanque intermedio en una aplicación, es del tamaño aproximado para dos horas de operación del generador para a plena carga. (Adhiérase a las limitaciones de los códigos para combustible en el cuarto del generador). Se puede alimentar a generadores múltiples de un solo tanque, pero es preferible que haya un tanque de día para cada generador del sistema. El tanque de día se debe ubicar lo más cercano posible al generador como sea práctico. Ubique el tanque de forma que se pueda llenar manualmente en caso de que sea necesario.

La altura del tanque de día debe ser la suficiente para poner una cabeza positiva en la bomba de combustible del motor. (Nivel mínimo del tanque no menos de 6 pulg [150 mm] arriba de la entrada de combustible del motor.) La altura máxima del combustible en el tanque de día no debe poner una cabeza positiva en las líneas de retorno del motor.

La ubicación de la línea de retorno en el tanque de día es diferente dependiendo del tipo de motor que se use. Algunos motores requieren que el combustible se retorne sobre el máximo nivel del tanque, otros requieren que el combustible se retorne al fondo del tanque o debajo del nivel mínimo. Estas especificaciones son suministradas por el fabricante.

Las características importantes de los tanques de día, ya sean requeridas o deseables, incluyen:

- Charola o depósito de ruptura. (opcional, pero requerido por ley en muchas áreas).
- Interruptor de flotador para controlar el llenado del tanque: una válvula de solenoide si el tanque principal está sobre el tanque de día o una bomba si el tanque principal está debajo del tanque de día.
- Tubo de ventilación igual que el de llenado, conducido hasta la parte más alta del sistema.
- Válvula de drenado.

- Instrumento de nivel o mirilla de vidrio.
- Alarma de nivel bajo (opcional)
- Un interruptor de alto nivel del flotador para controlar: el solenoide si el tanque principal está sobre el tanque de día, o la bomba, si el tanque de día está debajo del tanque de día.
- Sobreflujo al tanque principal si el tanque está debajo del tanque de día.

La ley y estándares locales, así como los códigos, a menudo controlan la construcción del tanque de día, así que es esencial consultar con la autoridad local.

Suministro de Combustible Gaseoso

Vea la sección 2 de este manual para información en cuanto a las ventajas y desventajas de sistemas de combustibles gaseosos comparados con otras alternativas disponibles.

Los generadores a gas (también llamados generadores de encendido por chispa) pueden utilizar gas natural o gas LP o ambos. Los sistemas dobles, con gas natural como combustible primario y gas LP como respaldo, se pueden usar en áreas de riesgo sísmico y donde hay preocupación de que un evento natural pueda interrumpir el funcionamiento de la red pública de gas.

Sin importar el combustible utilizado, los factores principales en la instalación y operación exitosa de un sistema de gas son:

- El gas suministrado al generador debe ser de calidad aceptable.
- El suministro de gas debe tener suficiente presión. Se debe tener cuidado de asegurarse que el suministro de gas *en el generador*, no solo en la fuente, es de la presión adecuada para la operación del generador. LA presión especificada debe estar disponible mientras el generador funciona a carga completa.
- El gas se debe suministrar al generador en volumen suficiente para soportar su operación. Esto es normalmente una cuestión de seleccionar el tamaño de la línea para que sea lo suficientemente grande para transportar el volumen de combustible necesario. Para sistemas de succión de vapor de LP, el tamaño y temperatura del tanque también afectan este requerimiento.

El no cumplir los requerimientos mínimos del generador en estas áreas resultará en la inhabilidad del generador para operar, llevar la

carga de rango o pobre desempeño en transiciones.

Calidad del Combustible Gaseoso

Los combustibles gaseosos son una mezcla de diferentes gases hidrocarburos como metano, etano, propano y butano, otros elementos gaseosos como el oxígeno y nitrógeno, agua vaporizada y varios contaminantes, algunos de los cuales son potencialmente dañinos al motor al paso del tiempo. La calidad del combustible está basada en la cantidad de energía por unidad de volumen y la cantidad de contaminantes en él.

Contenido de Energía: Una de las más importantes características en el gas usado en un generador es el valor de calor. El valor de calor de un combustible describe cuanta energía está almacenada en un volumen específico del combustible. El gas tiene un valor de calor bajo (LHV) y un valor de calor alto (HHV). El valor de calor bajo es el calor disponible para hacer el trabajo en un motor después de que el agua en el combustible se ha vaporizado. Si el valor de calor bajo de un combustible es demasiado bajo, aun si un volumen suficiente de combustible llega al motor, el motor no podrá mantener una salida de potencia total, porque no hay suficiente energía en el motor para convertirla en energía mecánica. Si el LHV está por debajo de 905 BTU/ft³ el motor podría no producir la potencia de rango en condiciones de temperatura ambiente estándar.

Si el combustible local tiene un contenido de energía más alto de 1000 BTU/ft³, los requerimientos reales de flujo en pies cúbicos por minuto serán más bajos y los requerimientos de presión caen ligeramente. Contrariamente, si el combustible local tiene un contenido de energía menor de 1000 BTU/ft³ los requerimientos reales de flujo en pies cúbicos por minuto serán más altos y se necesitará una presión mayor para cumplir el desempeño publicado de cualquier generador.

Cada motor puede tener características de desempeño ligeramente diferentes basadas en el tipo de combustible suministrado, debido a diferencias en la relación de compresión, y si el motor es normalmente aspirado o turbocargado.

Gas Natural de Línea: El combustible más común para generadores es llamado "Gas Natural de Línea". En los Estados Unidos, el "gas natural seco de línea" tiene cualidades específicas basadas en requerimientos federales. En otros países, el gas natural de línea puede variar su contenido, así que sus características se deben

verificar antes de su uso con un generador. El gas natural en EU es una mezcla compuesta de aproximadamente 98% metano y etano con otro 2% de hidrocarburos como butano y propano, nitrógeno, dióxido de carbono y vapor de agua. "seco" significa que está libre de hidrocarburos líquidos como gasolina, NO que está libre de vapor de agua. El gas natural seco de línea típicamente tiene un LHV de 936 BTU/ft³, y un HHV de 1038 BTU/ft³.

Gas de Campo: La composición de "Gas Natural de Campo" varía considerablemente por región y por continente. Se necesita un cuidadoso análisis antes de usar gas natural de campo en un motor. El gas natural de campo puede tener hidrocarburos más pesados como el pentano, hexano y heptano, los cuales requieren de derratear la salida del motor. También pueden tener otros contaminantes como azufre. Un gas típico de campo puede tener un LHV de 1203 BTU/ft³, y un HHV de BTU/ft³.

Propano (LPG): El propano está disponible en dos grados, comercial o de uso especial. El propano comercial se usa donde se requiere alta volatilidad. No todos los motores de encendido por chispa operarán aceptablemente con este combustible debido a su volatilidad. El propano de uso especial, también llamado HD5, es una mezcla de 95% de propano y otros gases como butano que permiten mejor desempeño del motor debido a la reducción de pre-ignición gracias a su volatilidad reducida. El combustible de propano de uso especial que cumple con la especificación ASTM 1835 para propano de uso especial, (equivalente al estándar 2140 de la Asociación de Productores de Gas del propano HD5), es apropiado para la mayoría de los motores. El propano tiene un LHV de aproximadamente 2353 BTU/ft³, y un HHV de 2557 BTU/ft³. El valor de calor más alto hace que necesite mezclarse con diferentes volúmenes de aire en el sistema de combustible para aplicaciones de propano vs. aplicaciones de gas natural, así que los motores de doble combustible tienen esencialmente dos arreglos de combustible para este propósito.

Contaminantes: Los contaminantes más dañinos en los combustibles gaseosos son el azufre y vapor de agua.

El vapor de agua es dañino porque puede causar quemado descontrolado, pre-ignición u otros efectos que pueden dañar el motor. El vapor líquido o las gotitas deben ser eliminadas del combustible antes de que entren a este con el uso de un "filtro seco" que se monta en el sistema de combustible antes del regulador de

presión de combustible primario. El punto de condensación del gas de debe ser cuando menos 20°F (11°C) por debajo de la temperatura ambiente en el sitio de la instalación.

El azufre y los sulfitos de hidrógeno causarán corrosión y serios daños al motor en un periodo relativamente corto de tiempo. Diferentes motores tiene diferentes niveles de tolerancia a la contaminación de azufre, y otros simplemente no deberían ser operados con combustibles que contengan u contenido de azufre significativo. Contacte al fabricante del motor para la aprobación de motores específicos con combustibles específicos. Los efectos del azufre en el combustible se pueden contrarrestar en parte con el uso de aceites lubricantes de gas natural de alta ceniza. En general, los motores no deberían operarse con combustibles en exceso de 10 ppm (partes por millón) de azufre.

Algunos combustibles, como los derivados de las aplicaciones de relleno sanitario, pueden tener un contenido de energía química útil, pero muy altos niveles de azufre, (>24 ppm). Estos combustibles se llaman a menudo "gas agrio". Si a este combustible se le elimina el contenido de azufre, se puede usar como combustible para muchos motores, suponiendo que tenga el suficiente contenido de BTU.

Análisis de Combustible: El proveedor de gas puede proveer un análisis de gas que describe la composición química del combustible que va a suministrar. Este análisis de combustible se puede usar para estar seguro de que el combustible es apropiado para usar en un motor específico propuesto para una aplicación específica, y también para verificar que el contenido de BTU del combustible es suficiente PATRA proveer la salida necesaria de kW del motor. Los proveedores pueden cambiar la composición del gas natural de línea sin avisar, así que no hay garantía de largo plazo del desempeño, pero el proceso de evaluación del combustible se puede describir brevemente como:

- Enliste el porcentaje de cada constituyente del gas.
- Calcule el porcentaje de total del gas que es combustible. La porción combustible es 100% menos los porcentajes de los compuestos inertes. Estos incluyen: oxígeno, dióxido de carbono y vapor de agua.

- Calcule el porcentaje de cada compuesto combustible del gas.
- Verifique la aceptabilidad del gas chocando el porcentaje de cada elemento combustible vs. las recomendaciones del fabricante del motor.

Por ejemplo, para un análisis de gas de:

90% Metano
6% Etano
2% Hidrógeno
1% Pentano Normal
1% Nitrógeno

- Porcentaje total de elementos inertes = 1%
- Combustible total = 100% - 1% = 99%
- % Metano 90% + 99% = 91%
- % Etano 6% + 99% = 6.1%
- % Hidrógeno 2% + 99% = 2%
- % Pentano normal 1% + 99% = 1%

- Vea la **Tabla 6-8** para un listado típico de los Combustibles Máximos Permisibles en los generadores de gas de Cummins. Note que en este ejemplo, el análisis muestra que el combustible será aceptable para un motor de relación de compresión mas baja, (alrededor de 8.5:1) pero no para un motor de alta compresión. Un motor de alta compresión tendrá requerimientos de composición de combustible más exigentes, pero operará mas satisfactoriamente con un derrateo de su salida – consulte al fabricante del motor.
- Verifique el rango del generador basado en el uso del combustible propuesto.

El contenido total de BTU de un combustible determinará el rango del generador cuando se usa combustible de una composición específica. Si cualquier componente del combustible tiene un valor mas alto del permitido, se requerirá un derrateo. Consulte al fabricante del motor para los requerimientos de combustible y las instrucciones de derrateo.

Note que el derrateo de combustible y el derrateo de altitud¹⁸ no son aditivos. Solo necesita aplicarse el valor máximo del derrateo de combustible o del derrateo de altitud o temperatura.

Los motores turbocargados tienen requerimientos únicos de composición de combustible debido a las presiones más altas en los cilindros. Para evitar problemas con pre-ignición o detonación, se requiere un derrateo de potencia de salida si el contenido de propano y/o iso-butano exceden los porcentajes de listados en la **Tabla 6-9**.

¹⁸ Consulte al fabricante del motor o generador para los factores de derrateo de altitud y temperatura.

	Relación de compresión 8.5:1	Relación de compresión 10.5:1
Metano (C ₁)	100	100
Etano (C ₂)	100	100
Propano (C ₃)	10	2
ISO-Butano (IC ₄)	7	0.2
Hidrogeno (H ₂)	7	tracce
Butano Normal (NC ₄)	3	0.2
ISO-Pentano (IC ₅)	3	0.2
Pentano Normal (NC ₅)	1	0.1
Hexano (C ₆)	1	0.1
Heptano (C ₇)	1	0.1

Tabla 6-8. Porcentajes Máximos Permisibles para Combustibles de Motor

	Relación de compresión 8.5:1	Relación de compresión 10.5:1
Metano	NA	NA
Etano	NA	NA
Propano	5%	*
Iso-butano	2%	*

*Motores turbocargados con alta relación de compresión no pueden consumir propano o iso-butano.

Tabla 6-9. Porcentajes Máximos Permisibles de Gases Constituyentes antes de dematear Motores Turbocargados

Diseño del Sistema de Combustible del Generador

La **Figura 6-31** ilustra los componentes de una típica línea de gas en un sistema de doble gas, de transferencia automática (gas natural y LPG). Los sistemas de un solo gas (gas natural o LPG) usan las porciones anotadas de los componentes en esta ilustración. No se muestra el vaporizador de LPG suministrado con los generadores de Cummins Power Generation equipados para el succionado líquido de LPG (motor montado solo en exteriores). Los reguladores de presión de servicio, los filtros de gas seco y las válvulas de cerrado manual son suministrados generalmente por el instalador, pero son accesorios que están disponibles en Cummins Power Generation.

Diseño de Sistema de Combustible en Sitio

Se debe considerar lo siguiente cuando se instala un sistema de gas natural o de LPG:

- El diseño del sistema de suministro de combustible gaseoso, los materiales, componentes, fabricación, ensamble, instalación, pruebas, inspección, operación y mantenimiento deben cumplir con todos los códigos aplicables¹⁹.

- El trazado y tamaño de la tubería de gas debe ser adecuada para manejar el volumen de gas requerido por el generador y todos los demás equipos como calderas de calentamiento del edificio suministrados por la misma fuente. El flujo de carga completa de gas (vea la hoja de especificaciones del generador recomendado) debe estar disponible a no menos de la presión requerida de suministro, típicamente de 5 a 10 pulgs. WC (columna de agua), dependiendo del modelo. LA determinación final de las tuberías debe, sin embargo, basarse en el método de la autoridad que tenga jurisdicción (vea NFPA no. 54).
- La mayoría de las instalaciones requerirán un regulador de presión de gas. La presión de suministro de gas no debe exceder 13.8 o 20 pulgs. WC en la entrada del generador dependiendo del modelo. Dependiendo de la presión de distribución del gas, a menudo se requerirá más de una etapa de regulación de presión. Las tuberías de alta presión no están permitidas dentro de los edificios, (5 psig para gas natural y 20 psig para LPG a menos que las autoridades con jurisdicción las permitan). Los reguladores de presión de gas deben ventilarse hacia exteriores de acuerdo al código.

¹⁹ En Norte América son típicos los estándares NFPA no. 37, 54 y 58.

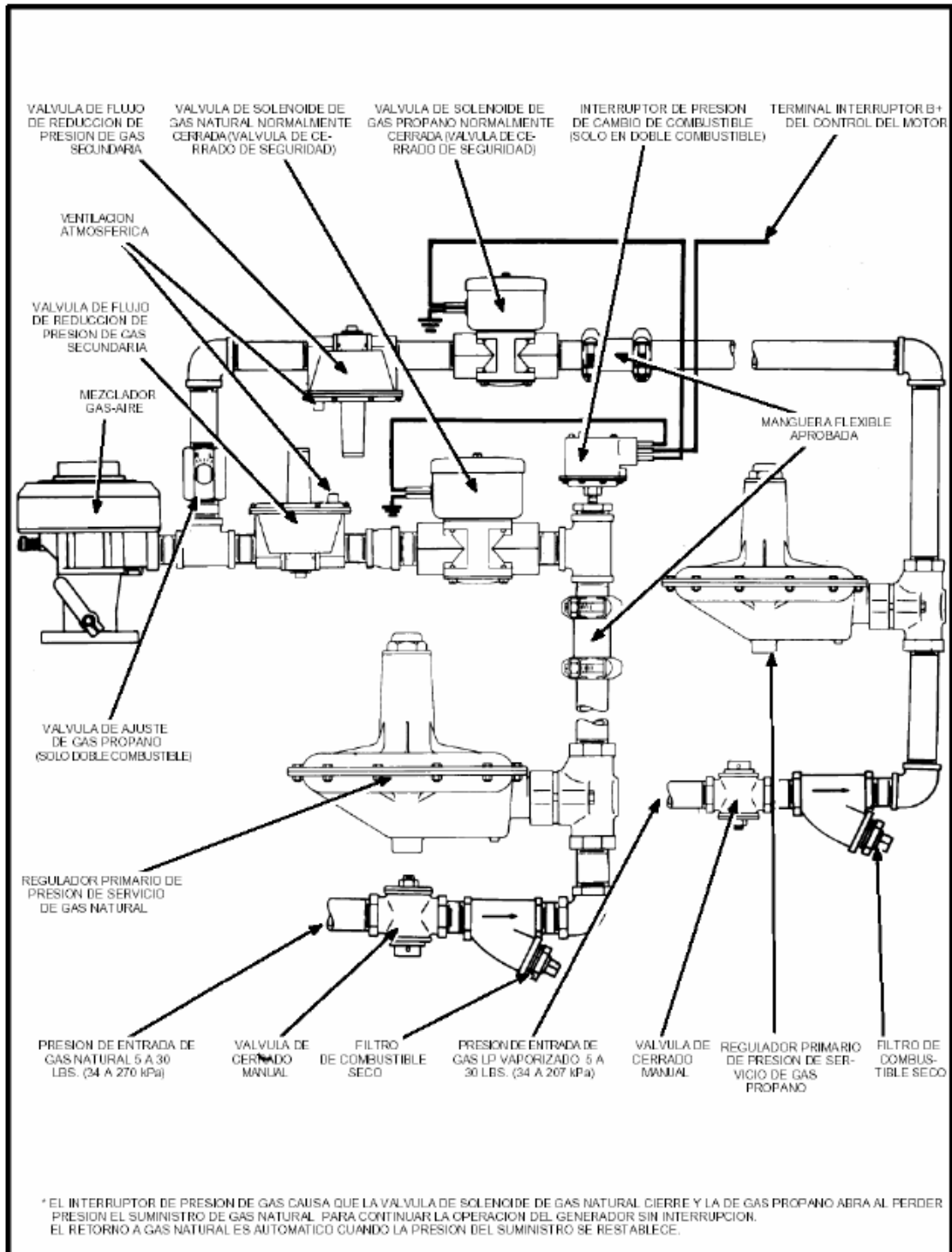


Figura 6-31. Sistem Típico de Combustible Gaseoso

- El regulador de presión instalado en la línea de suministro en la fuente de gas para aplicaciones de generador nunca debe ser un regulador "piloto". Un regulador "piloto" es del tipo donde el regulador requiere una línea de presión de la carcasa del regulador a la tubería de gas flujo-abajo para "sentir" cuando ha caído la presión de la línea. Los reguladores piloto no trabajan porque el tiempo de respuesta es inaceptable comparado con los cambios instantáneos grandes de las demandas del generador.
- Se debe usar manguera flexible aprobada para las conexiones en el motor para absorber la vibración y el movimiento del generador.
- La mayoría de los códigos requieren válvulas de cerrado manuales y eléctricas (operadas por batería) antes de las mangueras flexibles. La válvula manual debe ser del tipo indicador.
- Se debe instalar un filtro de combustible seco en cada línea como se muestra en la **Figura 6-31** para proteger los sensibles componentes de los reguladores y los orificios flujo-abajo de sustancias dañinas que se transporten por el flujo de gas (óxido etc.).
- Se debe dedicar un sistema de suministro de gas LP para el sistema de emergencia si este es el combustible alternativo requerido.
- En los generadores de Cummins Power Generation equipados para succión de gas LP líquido, se instala de fábrica un vaporizador de LPG calentado por el refrigerante del motor. Puesto que no se permite tubería de gas de alta presión (más de 20 psig) dentro de los edificios, los generadores equipados con succión de LPG líquido no se deben instalar dentro de edificios. (Hay casetas de intemperie disponibles para la mayoría de los generadores de LPG).
- El rango de vaporización en un tanque de LPG depende de la temperatura externa, a menos que el tanque esté equipado con un calentador y de la cantidad de gas en el tanque. Aún en días fríos el aire caliente calienta y vaporiza el LPG (mayormente por la superficie húmeda del tanque) cuando la temperatura es más alta que la temperatura del LPG. El succionar vapor, causa que la temperatura y presión del tanque bajen. (A -37°F [-38°C] el LPG tiene presión de vapor cero.) A menos que haya suficiente combustible y calor disponibles, el funcionamiento del generador hará que el rango de vaporización caiga por debajo de lo que se requiere para que éste continúe funcionando correctamente.

Cálculos de Sistema de Combustible Gaseoso, Presión de Combustible.

Tamaño del Tanque: Use la **Figura 6-32** como referencia rápida para la definición del tamaño del tanque de LPG con la base de la mas baja temperatura esperada. Por ejemplo, en un día de 40°F, la succión a 1000 ft³ requiere un tanque de 2000 galones lleno cuando menos a la mitad. Nota: en muchos casos la cantidad de combustible requerido para la vaporización apropiada es mucho más grande que la requerida por el número de horas de operación estipuladas por el código.

Por ejemplo, en una aplicación de Clase 6 NFPA 110, debe haber suficiente combustible para que el generador funcione durante 6 horas antes de rellenar el tanque. El LPG da aproximadamente 36.5 pies cúbicos de gas por galón de líquido. Si el rango de succión del generador es de 1000 ft³/hr:

$$\text{Combustible Consumido} = \frac{1000 \text{ ft}^3/\text{hr} \cdot 6 \text{ horas}}{36.5 \text{ ft}^3/\text{gal}} = 164 \text{ galones en 6 horas}$$

En este caso, el tanque debe ser de un tamaño para cuando menos de 2000 galones basados en la temperatura esperada mas que en el combustible consumido en 6 horas (164 galones).

Tamaño de la Tubería: La definición de tamaño de la tubería de gas para el suministro apropiado de combustible en cuanto a presión y flujo, puede ser algo complejo. Sin embargo, un método simplificado, así como con todas las otras tuberías de escape y refrigerante, es convertir todas las conexiones, válvulas etc. a longitudes equivalentes de tubería del diámetro a considerar. El total de la longitud equivalente se puede entonces relacionar a la capacidad de flujo.

La **Tabla 6-3** Longitudes Equivalentes de Tubería, Conexiones y Válvulas de Gas aplica para tubería de gas así como para líquido. Las **Tablas** de la **6-10** a la **6-14** muestran la capacidad máxima de gas para la equivalencia en longitud diferentes tamaños de tubería. Las tablas 6-10 a 6-14 se reproducen del NFPA 54-2002, Código Nacional de Gas, y están seleccionadas considerando los requerimientos generales de operación de sistemas de combustible para generadores. Se incluyen tablas para gas natural, succión de propano líquido y vapor de propano bajo condiciones específicas. Consulte NFPA 54 u otros códigos aplicables para otras condiciones de operación u

otros requerimientos de instalación de sistemas de combustible.

Un cálculo del tamaño mínimo de la tubería es bastante sencillo:

- Haga una lista de todas las conexiones y válvulas del sistema propuesto y sume sus longitudes equivalentes usando la tabla.
- A este total, sume las longitudes de tubería recta para llegar a una longitud total equivalente.
- Escoja la tabla apropiada basado en el sistema de combustible.

- Obtenga los requerimientos máximos de combustible para el(los) generador(es) generador. Convierta a ft^3/hr como sea necesario (tenga en mente el contenido de BTU como se planteó anteriormente en esta sección).
- Ubique la longitud equivalente de tubería (o la longitud equivalente más grande siguiente) en la columna de la izquierda. Busque por las columnas hasta donde el número sea tan o mas grande que la longitud equivalente calculada anteriormente. En la parte alta de la columna está el tamaño mínimo nominal de la tubería requerido por el sistema.

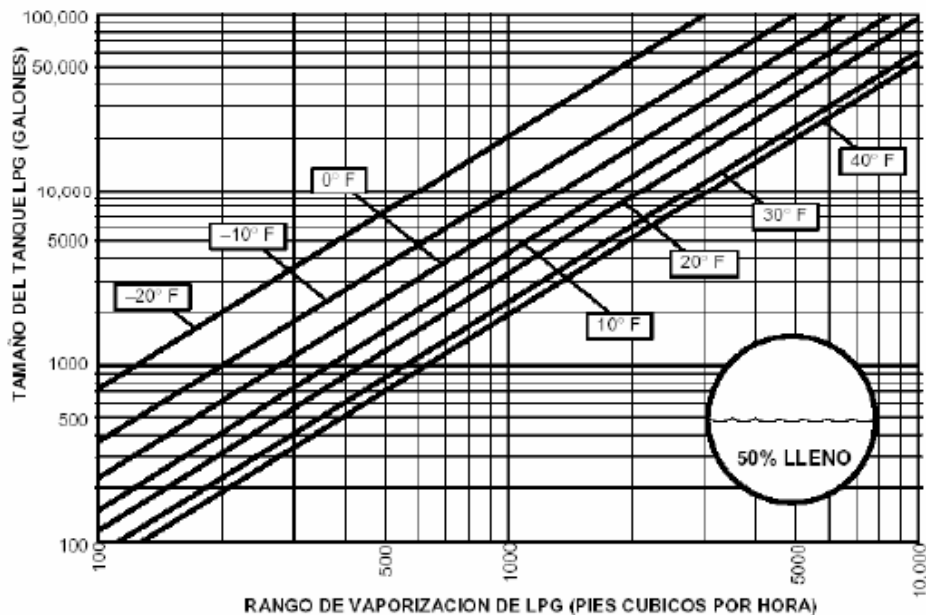


Figura 6-32. Tamaño Mínimo de Tanque LPG (50% Lleno) Requerido para mantener 5 PSIG al Rango Especificado de Succión y Temperatura de Invierno Mínima Esperada

Gas: Natural Presión en la Entrada: 0.5 psi o menos Caída de presión: 0.5 pulg. w.c. Gravedad Específica: 0.60											
	Tamaño del Tubo (pulg.)										
Nominal	1/4	3/8	1/2	3/4	1	1 1/4	1 1/2	2	2 1/2	3	4
Real Diam Int	(0.364)	(0.493)	(0.622)	(0.824)	(1.049)	(1.380)	(1.610)	(2.067)	(2.469)	(3.068)	(4.026)
Longitud (ft)	Capacidad Máxima en Pies Cúbicos Por Hora										
10	43	95	175	360	680	1400	2100	3950	6300	11000	23000
20	29	65	120	250	465	950	1460	2750	4350	7700	15800
30	24	52	97	200	375	770	1180	2200	3520	6250	12800
40	20	45	82	170	320	660	990	1900	3000	5300	10900
50	18	40	73	151	285	580	900	1680	2650	4750	9700
60	16	36	66	138	260	530	810	1520	2400	4300	8800
70	15	33	61	125	240	490	750	1400	2250	3900	8100
80	14	31	57	118	220	460	690	1300	2050	3700	7500
90	13	29	53	110	205	430	650	1220	1950	3450	7200
100	12	27	50	103	195	400	620	1150	1850	3250	6700
125	11	24	44	93	175	360	550	1020	1650	2950	6000
150	10	22	40	84	160	325	500	950	1500	2650	5500
175	9	20	37	77	145	300	460	850	1370	2450	5000
200	8	19	35	72	135	280	430	800	1280	2280	4600

 Tabla 6-10. Tamaño de Tubería de Hierro del 40 de Gas Natural ²⁰

²⁰ Reimpresa con permiso de NFPA 54-2002, *Código Nacional de Gas Combustible*, Derechos Reservados © 2002, Asociación Nacional de Protección Contra Fuego, Quincy, MA 02169. Este material no es la posición completa oficial de NFPA en el tema de referencia, el cual está representado solamente por el estándar completo.

Gas: Natural											
Presión de entrada: 0.5 psi o menos											
Caída de presión: 0.5 pulg. w.c.											
Gravedad Específica: 0.60											
Tamaño de Tubo (pulg.)											
Nominal	K & L	1/4	3/8	1/2	5/8	3/4	1	1 1/4	1 1/2	2	2 1/2
	ACR	3/8	1/2	5/8	3/4	7/8	1 1/8	1 3/8	1 5/8	2 1/8	2 5/8
Externo		0.375	0.500	0.625	0.750	0.875	1.125	1.375	1.625	2.125	2.625
Interno ^a		0.305	0.402	0.527	0.652	0.745	0.995	1.245	1.481	1.959	2.435
Longitud (ft)	Capacidad Máxima en Pies Cúbicos de Gas Por Hora										
10	27	55	111	195	276	590	1062	1675	3489	6173	
20	18	38	77	134	190	406	730	1151	2398	4242	
30	15	30	61	107	152	326	586	925	1926	3407	
40	13	26	53	92	131	279	502	791	1648	2916	
50	11	23	47	82	116	247	445	701	1461	2584	
60	10	21	42	74	105	224	403	635	1323	2341	
70	9.3	19	39	68	96	206	371	585	1218	2154	
80	8.6	18	36	63	90	192	345	544	1133	2004	
90	8.1	17	34	59	84	180	324	510	1063	1880	
100	7.6	16	32	56	79	170	306	482	1004	1776	
125	6.8	14	28	50	70	151	271	427	890	1574	
150	6.1	13	26	45	64	136	245	387	806	1426	
175	5.6	12	24	41	59	125	226	356	742	1312	
200	5.2	11	22	39	55	117	210	331	690	1221	
250	4.7	10	20	34	48	103	186	294	612	1082	
300	4.2	8.7	18	31	44	94	169	266	554	980	

^a Las capacidades de la tabla están basadas en el diámetro interno de tubo de cobre tipo K (mostrado) el cual tiene el menor diámetro interno de los productos de tubo de cobre.

Tabla 6-11. Tamaño de Tubería de Cobre Semi-rígido de Gas Natural ²¹

²¹ Reimpresa con permiso de NFPA 54-2002, *Código Nacional de Gas Combustible*, Derechos Reservados © 2002, Asociación Nacional de Protección Contra Fuego, Quincy, MA 02169. Este material no es la posición completa oficial de NFPA en el tema de referencia, el cual está representado solamente por el estándar completo.

Gas: Propano Sin Diluir Presión de entrada: 11.0 pulg. w.c. Caída de presión: 0.5 pulg. w.c. Gravedad Específica: 1.50 Uso especial: Tamaño de tubo entre la única o segunda etapa (regulador de baja presión) y el aparato.									
	Tamaño de Tubo (pulg.)								
Nominal Interno	1/2	3/4	1	1 1/4	1 1/2	2	3	3 1/2	4
Real:	0.622	0.824	1.049	1.38	1.61	2.067	3.068	3.548	4.028
Longitud (ft)	Capacidad Máxima en Miles de BTU por Hora								
10	291	608	1145	2352	3523	6786	19119	27993	38997
20	200	418	787	1616	2422	4664	13141	19240	26802
30	160	336	632	1298	1945	3745	10552	15450	21523
40	137	287	541	1111	1664	3205	9031	13223	18421
50	122	255	480	984	1475	2841	8004	11720	16326
60	110	231	434	892	1337	2574	7253	10619	14793
80	94	197	372	763	1144	2203	6207	9088	12661
100	84	175	330	677	1014	1952	5501	8055	11221
125	74	155	292	600	899	1730	4876	7139	9945
150	67	140	265	543	814	1568	4418	6468	9011
200	58	120	227	465	697	1342	3781	5536	7712
250	51	107	201	412	618	1189	3351	4906	6835
300	46	97	182	373	560	1078	3036	4446	6193
350	42	89	167	344	515	991	2793	4090	5698
400	40	83	156	320	479	922	2599	3805	5301

 Tabla 6-12. Tamaño de Tubo de Hierro del 40 para Vapor de Propano ²²

²² Reimpresa con permiso de NFPA 54-2002, *Código Nacional de Gas Combustible*, Derechos Reservados © 2002, Asociación Nacional de Protección Contra Fuego, Quincy, MA 02169. Este material no es la posición completa oficial de NFPA en el tema de referencia, el cual está representado solamente por el estándar completo.

Gas: Propano Sin Diluir Presión de entrada: 11.0 pulg w.c. Caída de presión: 0.5 pulg. w.c. Gravedad específica: 1.50 Uso especial: Tamaño entre la única o segunda etapa (regulador de presión baja) y el aparato.											
Nominal	Tamaño de Tubo (pulg.)										
	K & L	1/4	3/8	1/2	5/8	3/4	1	1 1/4	1 1/2	2	2 1/2
	ACR	3/8	1/2	5/8	3/4	7/8	1 1/8	1 3/8	1 5/8	2 1/8	2 5/8
Externo		0.375	0.500	0.625	0.750	0.875	1.125	1.375	1.625	2.125	2.625
Interno*		0.305	0.402	0.527	0.652	0.745	0.995	1.245	1.481	1.959	2.435
Longitud (ft)	Capacidad Máxima en Pies Cúbicos de Gas Por Hora										
10	45	93	188	329	467	997	1795	2830	5895	10429	
20	31	64	129	226	321	685	1234	1945	4051	7168	
30	25	51	104	182	258	550	991	1562	3253	5756	
40	21	44	89	155	220	471	848	1337	2784	4926	
50	19	39	79	138	195	417	752	1185	2468	4366	
60	17	35	71	125	177	378	681	1074	2236	3956	
70	16	32	66	115	163	348	626	988	2057	3639	
80	15	30	61	107	152	324	583	919	1914	3386	
90	14	28	57	100	142	304	547	852	1796	3177	
100	13	27	54	95	134	287	517	814	1696	3001	
125	11	24	48	84	119	254	458	722	1503	2660	
150	10	21	44	76	108	230	415	654	1362	2410	
175	10	20	40	70	99	212	382	602	1253	2217	
200	8.9	18	37	65	92	197	355	560	1166	2062	
225	8.3	17	35	61	87	185	333	525	1094	1935	
250	7.9	16	33	58	82	175	315	496	1033	1828	
275	7.5	15	31	55	78	166	299	471	981	1736	
300	7.1	15	30	52	74	158	285	449	936	1656	

* Las capacidades de la tabla están basadas en el diámetro interno de tubo de cobre tipo K (mostrado) el cual tiene el menor diámetro interno de los productos de tubo de cobre.

Tabla 6-13. Tamaño de Tubería de Cobre Semi-rígido de Propano ²³

²³ Reimpresa con permiso de NFPA 54-2002, *Código Nacional de Gas Combustible*, Derechos Reservados © 2002, Asociación Nacional de Protección Contra Fuego, Quincy, MA 02169. Este material no es la posición completa oficial de NFPA en el tema de referencia, el cual está representado solamente por el estándar completo.

Longitud Equivalente de Tubo, ft.	Tamaño de Tubo de Hierro del 40, pulg.: Nominal (Diámetro Interno)								
	1/2 (0.622)	3/4 (0.824)	1 (1.049)	1 1/4 (1.38)	1 1/2 (1.61)	2 (2.067)	3 (3.068)	3 1/2 (3.548)	4 (4.026)
30	733	1532	2885	5924	8876	17094	48164	70519	98238
40	627	1311	2469	5070	7597	14630	41222	60355	84079
50	556	1162	2189	4494	6733	12966	36534	53492	74518
60	504	1053	1983	4072	6100	11748	33103	48467	67519
70	463	969	1824	3746	5612	10808	30454	44589	62116
80	431	901	1697	3484	5221	10055	28331	41482	57787
90	404	845	1593	3269	4899	9434	26583	38921	54220
100	382	798	1504	3088	4627	8912	25110	36764	51216
150	307	641	1208	2480	3716	7156	20164	29523	41128
200	262	549	1034	2122	3180	6125	17258	25268	35200
250	233	486	916	1881	2819	5428	15295	22395	31198
300	211	441	830	1705	2554	4919	13859	20291	28267
350	194	405	764	1568	2349	4525	12750	18667	26006
400	180	377	711	1459	2186	4209	11861	17366	24193
450	169	354	667	1369	2051	3950	11129	16295	22700
500	160	334	630	1293	1937	3731	10512	15391	21442
600	145	303	571	1172	1755	3380	9525	13946	19428
700	133	279	525	1078	1615	3110	8763	12830	17873
800	124	259	488	1003	1502	2893	8152	11936	16628
900	116	243	458	941	1409	2715	7649	11199	15601
1000	110	230	433	889	1331	2564	7225	10579	14737
1500	88	184	348	713	1069	2059	5802	8495	11834
2000	76	158	297	611	915	1762	4966	7271	10128

Table 6-14. Tamaño de Tubo de Hierro del 40 para Propano, Succión Líquida – Capacidad Máxima del Tubo en Pies Cúbicos de Gas por Hora. Las recomendaciones de tamaño de tubo se basan en tubo de hierro negro del 40.