

**PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE DE
UN CAMPO PRODUCTOR DE ACEITE NEGRO PARA ASEGURAR LA
ENTREGA DE CRUDO Y GAS EN ESPECIFICACIONES DE
COMERCIALIZACIÓN**

RAMIRO PARRA NIÑO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACION EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2015**

**PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE DE
UN CAMPO PRODUCTOR DE ACEITE NEGRO PARA ASEGURAR LA
ENTREGA DE CRUDO Y GAS EN ESPECIFICACIONES DE
COMERCIALIZACIÓN**

RAMIRO PARRA NIÑO

**Monografía para optar el título de Especialista en Ingeniería de Producción
de Hidrocarburos**

Director:

Eric Giovanni Montes

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACION EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2015

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION	10
1. GENERALIDADES DEL CAMPO DE ESTUDIO	14
1.1 VARIABLES DE PRODUCCIÓN DEL YACIMIENTO (DISEÑO)	16
1.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	17
1.3 BASES Y CRITERIO DE DISEÑO	18
1.4 ABREVIATURAS	20
1.5 NORMAS Y CÓDIGOS APLICABLES	22
1.5.1 GENERAL Y PROCESOS	22
1.5.2 MECÁNICA Y ESTRUCTURAS	22
1.5.3 EQUIPOS ROTATIVOS	23
1.5.4 INSTRUMENTACIÓN, ÁREAS PELIGROSAS Y ELECTRICIDAD	23
1.5.5 SISTEMA ELÉCTRICO	24
1.5.6 ENTREGABLES DE INGENIERÍA DEL PROYECTO	25
1.6 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO	27
1.6.1 SISTEMA DE MANIFOLD DE ENTRADA	28
1.6.2 SISTEMA DE SEPARACIÓN DE ALTA PRESIÓN	29
1.6.3 SISTEMA DE SEPARACIÓN DE BAJA PRESIÓN	29
1.6.4 SISTEMA DE GAS DE VENTA	30
1.6.5 SISTEMA DE GAS COMBUSTIBLE	30
1.6.6 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO Y CARGUE DE CRUDO Y AGUA	31
1.6.7 SISTEMA DE TEA	32
1.6.8 SISTEMA DE DRENAJE CERRADO	33
1.6.9 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO Y DISTRIBUCIÓN DE DIESEL	33
1.6.10 SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	33
1.6.11 SISTEMA DE QUÍMICO	33
1.6.12 SISTEMA CONTRA INCENDIOS	34
1.7 ESPECIFICACIONES DE CRUDO Y GAS DE VENTA DE DISEÑO	34
1.8 PLOT PAN – DISTRIBUCIÓN DE PLANTA	35

1.9 DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESOS - BALANCE DE MATERIA Y ENERGÍA.....	36
2. DIAGNÓSTICO DE LA OPERACIÓN ACTUAL DE LAS FACILIDADES	39
2.1 VARIABLES DE PRODUCCIÓN ACTUAL.....	39
2.2 HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN.....	41
2.3 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS OPERACIÓN ACTUAL.....	45
2.4 CONDICIONES DE OPERACIÓN ACTUAL	50
2.5 SIMULACIÓN DE PROCESO A LAS CONDICIONES ACTUALES.....	52
2.6 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE VARIABLES DE PROCESO.....	53
3 ESTUDIO CONCEPTUAL DE ALTERNATIVAS DE OPTIMIZACIÓN	55
3.1 PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN DE CRUDO, AGUA Y GAS	55
3.2 PLAN DE DESARROLLO DEL CAMPO	58
3.2.1 PRODUCCIÓN	58
3.2.2 CONDICIONES DE OPERACIÓN	58
3.2.3 COMERCIALIZACIÓN DE CRUDO Y GAS Y ENTORNO	59
3.3 ANÁLISIS DE RIESGOS.....	59
3.3.1 IDENTIFICAR LOS RIESGOS.....	59
3.3.2 REALIZAR EL ANÁLISIS CUALITATIVO.....	62
3.3.3 REALIZAR EL ANÁLISIS CUANTITATIVO.....	64
3.3.4 PLANIFICAR EL PLAN DE RESPUESTAS	65
3.4 SELECCIÓN DE LAS PROPUESTAS TÉCNICO-ECONÓMICAS DE OPTIMIZACIÓN.....	66
3.4.1 ÁRBOL DE DECISIONES.....	66
3.4.2 ALTERNATIVAS DE OPTIMIZACIÓN – FACTORES DE PRODUCCIÓN....	66
3.4.3 ALTERNATIVAS DE OPTIMIZACIÓN – FACTORES DE OPERACIÓN.....	67
3.4.4 ALTERNATIVAS DE OPTIMIZACIÓN – FACTORES DE ENTORNO	68
4 HALLAZGOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	70
4.1 HALLAZGOS	70
4.2 CONCLUSIONES	70
4.3 RECOMENDACIONES.....	71
BIBLIOGRAFÍA.....	74
ANEXOS.....	75

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Plot Plan facilidad de tratamiento Campo de Estudio	36
Figura 2. Diagrama de flujo de procesos Fase 1 y Fase 2	37
Figura 3. Balance de materia y energía Fase 1. (Quema de gas)	37
Figura 4. Balance de materia y energía Fase 2. (Compresión de gas)	38
Figura 5. Índice de productividad Well 1 – 2013	39
Figura 6. Índice de productividad Well 1 – 2014	40
Figura 7. Índice de productividad Well 2 – 2013/2014	40
Figura 8. Resumen mensual de producción pozo 2014 Well – 1	41
Figura 9. Resumen mensual de producción pozo 2014 Well – 1	42
Figura 10. Resumen mensual de producción 2013/2014 pozo Well – 2	43
Figura 11. Perfil de producción caso base - campo de estudio	55
Figura 12. Perfil de Producción campo de estudio - Caso Mínimo	56
Figura 13. Perfil de Producción campo de estudio - Caso Máximo	57

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Reservas probadas campo de estudio	15
Tabla 2. Variables de producción Well 1 (Diseño)	16
Tabla 3. Variables de producción Well 1 (Diseño)	16
Tabla 4. Composición inicial del crudo Well 1	17
Tabla 5. Composición inicial del crudo Well 1	17
Tabla 6. Propiedades calculadas según simulación inicial Well 1	18
Tabla 7. Datos de entrada de la facilidad	18
Tabla 8. Unidades principales de medida	19
Tabla 9. Normas y códigos aplicables a ingeniería de procesos	22
Tabla 10. Normas y códigos aplicables a ingeniería mecánica y estructuras	22
Tabla 11. Normas y códigos aplicables a ingeniería de equipos rotativos	23
Tabla 12. Normas y códigos aplicables instrumentación y control	23
Tabla 13. Variables de producción Well 1 (Actuales)	39
Tabla 14. Variables de producción Well 2 (Actuales)	40
Tabla 15. Resumen mensual de producción 2013 Well 1	41
Tabla 16. Resumen mensual de producción 2014 Well 1	42
Tabla 17. Resumen mensual de producción 2013/2014 Well 2	43
Tabla 18. Resumen mensual de producción 2013/2014 Well 1	44
Tabla 19. Resumen mensual de producción 2013/2014 Well 2	44
Tabla 20. Cromatografía gas Well 1	45
Tabla 21. Cromatografía gas Well 2	46
Tabla 22. Cromatografía gas mezcla (Well 1 y Well 2)	47
Tabla 23. Composición Crudo Well 1	48
Tabla 24. Composición Crudo Well 2	48

Tabla 25. Composición Crudo de venta (Well 1 y Well 2)	49
Tabla 26A. Comparativo de condiciones de proceso	50
Tabla 26B. Comparativo de condiciones de proceso (Continuación)	51
Tabla 27. Sensibilidad de presión de separador Well 1 y Well 2	53
Tabla 28. Sensibilidad de presión de separador de baja	54
Tabla 29. Sensibilidad de incremento de producción de gas	54
Tabla 30. Perfil de producción caso base - campo de estudio	55
Tabla 31. Perfil de Producción campo de estudio - Caso Mínimo	56
Tabla 32. Perfil de Producción campo de estudio - Caso Máximo	57
Tabla 33. Definición de escalas de probabilidad e impacto	63
Tabla 34. Matriz de riesgos cuantificada	63
Tabla 35. Análisis cuantitativo de los riesgos	65
Tabla 36. Árbol de decisiones riesgos asociados a la producción	66
Tabla 37. Árbol de decisiones riesgos asociados a la operación	67
Tabla 38. Árbol de decisiones riesgos asociados al entorno	68
Tabla 39. Reducción del VME según plan de respuesta de los riesgos	68

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. PLAN DE RESPUESTA A RIESGOS	76
ANEXO B. SIMULACIÓN DISEÑO INICIAL	77
ANEXO C. SIMULACIÓN OPERACIÓN ACTUAL	78
ANEXO D. SIMULACIÓN PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN VRU	79

RESUMEN

TÍTULO: PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE DE UN CAMPO PRODUCTOR DE ACEITE NEGRO PARA ASEGURAR LA ENTREGA DE CRUDO Y GAS EN ESPECIFICACIONES DE COMERCIALIZACIÓN¹

AUTOR: RAMIRO PARRA NIÑO²

PALABRAS CLAVES: Diseño, operación actual, análisis de riesgo, árbol de decisión, alternativas de optimización.

DESCRIPCIÓN:

La producción de campos petroleros de aceite negro y con producción de gas considerable; entendiéndose por considerable, una producción de gas baja que no viabiliza un proyecto de venta de gas en condiciones RUT por gasoducto, y alta que no se puede disponer por quema debido a las regulaciones de la Agencia Nacional de Hidrocarburos; debe contemplar dentro de los escenarios de desarrollo alternativas sostenibles técnica y económicamente hablando, aun en proyectos de alta incertidumbre como las pruebas extensas de tempranas de producción.

Según lo anterior durante la fase de diseño se establecen las estrategias de manejo de fluidos y condiciones de proceso de las facilidades teniendo como base la información obtenida de las pruebas cortas de producción; sin embargo, se debe contemplar durante el inicio de la fase de operación, la medición periódica de condiciones de proceso e identificar las desviaciones que puedan presentarse y que podrían impactar la eficiencia e integridad de las operaciones de planta.

La presente monografía se enfoca en la identificación de las desviaciones entre las condiciones actuales de operación y las condiciones de diseño, según: variables de producción, parámetros de operación y cambio en las condiciones de entorno, y finalmente en la selección de las alternativas de optimización fundamentado en el análisis de riesgos actuales, arboles de decisión y valor monetario esperado de la materialización de éstos riesgos.

¹ Proyecto de grado

² Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Especialización en Ingeniería de Hidrocarburos, Director: Ing. Erik Giovany Montes Paez

SUMMARY

TITLE: PROPOSAL OF SURFACE FACILITIES OPTIMIZATION FOR A BLACK OIL FIELD TO ENSURE OIL AND GAS MARKETING SPECIFICATIONS.³

AUTHOR: RAMIRO PARRA NIÑO⁴

KEYWORDS: Design, current operation, risk analysis, decision tree, alternative optimization.

SUBJECT OF DESCRIPTION:

The production of black oil fields with gas production; understood as significant gas production as a low gas production that not assure a project for gas sells an pipeline transportation and high that it cannot be disposed by flaring due to the regulations of the National Hydrocarbons Agency; it is necessary to include scenarios in technical development and sustainable alternatives, even in projects with high uncertainty as long term test or early production.

During the design phase is necessary to manage strategies for fluid treatment and processing on the basis of information obtained from short production tests are established; however, it should verify during the start of the operational phase with a regular measurement of process conditions and identify deviations that may arise and that could impact the efficiency and integrity of plant operations.

This monograph focuses on identifying deviations between actual operating conditions and design basis as: production variables, operating parameters and changes in commercial environmental and social conditions, and finally selecting optimization alternatives based on current risk analysis, using decision trees and expected monetary value methodologies.

³ Graduation project

⁴ Physicochemical engineering Faculty, Petroleum Engineering School, Hydrocarbon Engineering Specialization, Director: Eng. Erik Giovany Montes Paez

INTRODUCCION

El campo de estudio ha sido el primer proyecto de la compañía con un yacimiento de aceite negro (25° API) y con producción considerable de gas (GOR =1300 SCF/STB), por tal razón la compañía enfrentó el reto técnico, social, ambiental y económico de posicionarse como una empresa líder en la producción responsablemente y sostenible de éste tipo de yacimientos.

Desde la fase de evaluación, pre-factibilidad, factibilidad, ingeniería conceptual, básica y detalle hasta las fases de construcción y posterior operación del campo la compañía ha enfocado su interés para garantizar la producción de crudo y gas dando cumplimiento a los estándares corporativos técnicos, responsabilidad integral, lineamientos establecidos por la licencia ambiental y los diferentes públicos de interés del área de influencia del proyecto (ANH, ANLA, comunidades, autoridades, clientes, proveedores, etc.) y lo anterior dirigido a la generación de valor para sus inversionistas.

Debido a los requerimientos en materia de aprovechamiento de los recursos naturales y la disminución de las emisiones de gas a la atmósfera, la compañía incursionó en el mercado del GNC (Gas Natural Comprimido) tomando el gas de producción, deshidratándolo y comprimiéndolo a 3600 Psi y transportándolo por carrotanques, operación de alto riesgo técnico, HSE y económico, y que condiciona las actividades de producción a una logística especializada para el manejo del gas y así producir hidrocarburos líquidos y en paralelo dar cumplimiento a las exigencias de la ANH de reducción de quema.

Durante los dos años de operación que lleva el campo se han presentado cambios representativos en las condiciones de yacimiento, variables de producción, condiciones de proceso, lecciones aprendidas que se han generado a lo largo del proyecto, identificación de deficiencias del diseño de las facilidades, cambios de entorno comercial, e indiscutiblemente la reducción de precios del crudo a nivel mundial; cambios que han generado una alerta corporativa que invita a enfrentar nuevos retos para establecer una estrategia técnico-económica que permita el lograr los objetivos corporativos de desarrollo sostenible del campo.

A través del presente documento se describirá de forma sistemática la identificación de las condiciones actuales del proyecto, luego el comparativo de éstas con las condiciones de diseño, posteriormente un análisis de riesgo de las condiciones operativas de las facilidades del campos de estudio y finalmente se presentará la selección de alternativas recomendadas por parte del autor, alternativas que estarán alineadas a los objetivos estratégicos de la organización según el plan de desarrollo del campo.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO DE ESTUDIO

El primer pozo perforado en el campo fue WELL - 1 entre el 5 de octubre de 2011 y el 6 de marzo de 2012 a una profundidad final de 19519' MD. La formación prospectiva de acuerdo a la interpretación de los registros eléctricos y a los datos obtenidos durante la perforación son las Formaciones Une y Mirador.

De estas formaciones, la única que mostró potencial económico fue la Formación Mirador. Lo anterior se basa en el resultado de la prueba de producción DST para el pozo en Mirador. La Formación Une fue abandonada después de la toma de registros. Se dejó abierta la Formación Mirador con un TD actual de 17926' (Tope de Cemento). Mirador se evaluó entre el 28 de marzo y el 02 de abril de 2012 durante el DST en el intervalo 17610' – 17630' MD., cuya producción alcanzó los 2250 BOPD con API de 24° API.

El pozo WELL – 2 fue perforado entre el 19 de junio y el 3 de noviembre de 2013 a una profundidad final de 18540' MD. Se tomaron registros LWD durante la perforación a lo largo de la sección de 7". Las condiciones del hueco no permitieron la toma de registros wireline en hueco abierto. Se corrió liner de 5" hasta TD y registro GR wireline en pozo entubado.

En WELL – 2 se identificaron 2 intervalos de interés en las cuales se realizaron 2 STT. El STT#1 en la Formación Mirador inferior, intervalo 18187' – 18202' MD y STT#2 en la Formación Mirador Superior, intervalo 18152' – 18160' MD, considerado el intervalo productor.

El 28 de enero de 2014 iniciaron las pruebas de producción LTT del pozo WELL – 2 en la formación Mirador superior, intervalo 18152-18160. Entre Abril 10 y 12 se realizó PBU.

El campo de estudio se encuentra actualmente en fase comercial. La producción del pozo WELL - 1 inició el 22 de abril de 2013 después de cinco meses de retraso debido a materialización de riesgos sociales. Los valores de producción son del orden de 1150 BOPD, corte de agua de 0.6% y producción de gas de 2.29 Millones de pies cúbicos. Al 30 de junio de 2014, presentó un acumulado de 419.911 barriles de petróleo y 597.643 KSCF.

El pozo WELL - 2 mantiene una producción del orden de 350 BOPD, corte de agua de 0.66% y producción de gas del orden de 515830 pies cúbicos, el acumulado a junio 30 de 2014 es de 75.617 barriles de petróleo y 101.192 KSCF.

El 4 de diciembre de 2014 se declaró comercialidad en este campo, a la fecha se encuentran en producción los pozos WELL -1 y WELL – 2.

La producción acumulada de petróleo a 31 de diciembre de 2014, en la formación Mirador es de 762,326 barriles de petróleo, de los cuales 624,618 barriles corresponden a WELL - 1 y 137,708 barriles a WELL - 2.

La producción acumulada de Gas a 31 de diciembre de 2014, en la formación Mirador es de 1101637 Kpc, de los cuales 918941 Kpc corresponden a Well 1 y 182696 Kpc a Well 2.

Actualmente los pozos se encuentran produciendo de la Formación Mirador.

Teniendo en cuenta la producción acumulada de los pozos a diciembre de 2014, las reservas remanentes en la formación Mirador son de 3.478 Millones de barriles de petróleo, de los cuales 3.163 millones de barriles corresponden al pozo Well 1 y 0.313 Millones de barriles al pozo Well 2.

Con relación a las reservas de gas, se cuenta con unas reservas remanentes a 31 de diciembre de 2014 de 4.983 Gigas, de las cuales 4.549 gigas corresponden a Well 1 y 0.434 Gigas a Well-2.

A continuación se presenta la tabla 2 la cual contiene la información de reservas remanentes a diciembre 31 de 2014.

Tabla 1. Reservas probadas campo de estudio

Reservas de Petróleo - Well 1 y Well 2			
Campo / Formación	Producción Acumulada (Bbls) - 2013	Producción Acumulada (Bbls) - 2014	Reservas probadas (Bbls) - Total
Mirador	232,745	762,326	3,478,000
Reservas de Gas - Well 1 y Well 2			
Campo / Formación	Producción Acumulada (Kpc) - 2013	Producción Acumulada (Kpc) - 2014	Reservas probadas (Kpc) - Total
Mirador	329,613	1,101,637	4,983,000

Actualmente, no se tienen contemplados pozos adicionales a los ya existentes, es decir WELL – 1 y WELL - 2, los cuales producen por flujo Natural. Las actividades estipuladas para el campo de estudio se enfocan en continuar con la producción de crudo, agua y gas bajo las condiciones actuales de operación.

1.1 VARIABLES DE PRODUCCIÓN DEL YACIMIENTO (DISEÑO)

Las variables iniciales de producción tomadas como base de diseño fueron las obtenidas durante las pruebas iniciales de producción del campo. Se presentan a continuación en la tabla X variables de producción principales del pozo Well – 1

Tabla 2. Variables de producción Well 1 (Diseño)

Pozo - Well 1 (Condiciones iniciales)		
Presión de Yacimiento (Py)	7170	Psi
Presión de fondo fluvente (Pwf)	6893	Psi
Presión de cabeza de pozo (Pwh)	2215	Psi
Indice de productividad	3.67	Stbd/Psi

En la tabla a continuación se presentan las variables principales de producción del pozo Well – 2

Tabla 3. Variables de producción Well 2

Pozo - Well 2 (Condiciones iniciales)		
Presión de Yacimiento (Py)	6997	Psi
Presión de fondo fluvente (Pwf)	6614	Psi
Presión de cabeza de pozo (Pwh)	500	Psi
Indice de productividad	1.40	Stbd/Psi

1.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Caracterización de fluidos.

Se presenta a continuación la caracterización preliminar en la cual se basó el diseño de las facilidades.

Tabla 4. Composición inicial del crudo Well 1

ITEM	DESCRIPCIÓN	DATOS
1	Gravedad API@ 60°F	25.3
2	Viscosidad @ 100°F	cP 32.3
	Viscosidad @ 122°F	cP 23.6
	Viscosidad @ 210°F	cP 9
3	Destilación ASTM D86	°F
	IBP	244
	5%	450
	10%	564
	20%	642
	30%	670

Tabla 5. Composición inicial del gas Well 1

Símbolo	Componente	% Molar	% Peso
CO ₂	Dióxido de carbono	6.27	12.01
N ₂	Nitrógeno	0.37	0.45
C ₁	Metano	71.57	49.94
C ₂	Etano	12.09	15.82
C ₃	Propano	6.2	11.89
i-C ₄	i-Butano	1.19	3.01
n-C ₄	n-Butano	1.4	3.54
i-C ₅	i-Pentano	0.34	1.07
n-C ₅	n-Pentano	0.22	0.68
C ₆	Hexanos	0.13	0.51
C ₇	Heptanos	0.09	0.41
C ₈	Octanos	0.07	0.34
C ₉	Nonanos	0.03	0.18
C ₁₀	Decanos	0.02	0.1
C ₁₁	Undecanos	0.01	0.05
C ₁₂₊	Dodecanos+	0	0
	Total	100	100

Tabla 6. Propiedades calculadas según simulación inicial Well 1

ITEM	Descripción	Valor	Unidad
1	Gravedad del gas	0.7972	(Aire =1 @ 14.73 Psia & 60°F)
2	Peso Molecular	22.99	g-mol ⁻¹
3	Densidad Ideal del gas	0.9703	kgm ⁻³ @14.65 Psia 60°F
4	Capacidad calórica bruta	1215.5	BTU.ft ⁻³ @14.65 Psia 60°F
5	Capacidad calórica neta	1103.5	BTU.ft ⁻³ @14.65 Psia 60°F
6	Presión pseudocrítica	688	Psia
7	Temperatura pseudocrítica	416.1	Rankine
8	GPM(C ₂ +))		6.1
9	GPM(C ₃ +))		2.88

1.3 BASES Y CRITERIO DE DISEÑO

La ingeniería desarrollada para las facilidades del campo de estudio fue dividida en las siguientes fases.

Fase 1: Producción de un solo pozo (Well 1) con caudal de 1500 BFPD y quema de gas de 1.3 MMSCFD.

Fase 2: producción de dos pozos (Well 1 y Well 2) con caudal de 3000 BFPD y compresión de gas de 2.5 MMSCFD y venta de gas por carrotanques.

Ubicación. Debido a temas referentes de confiabilidad de la compañía únicamente se menciona que el campo de estudio se encuentra ubicado cerca al pie de monte llanero.

Datos de Entrada. La capacidad de diseño de la planta para el manejo de fluidos obedeció a los siguientes criterios máximos de operación:

Tabla 7. Datos de entrada de la facilidad

Descripción	Capacidad	Unidad
Caudal máximo de gas	5	MMSCFD
Caudal máximo de líquido	3	KBOPD
Corte de agua	10%	Porcentaje
Presión de cabeza de pozo	2100	PSI
Temperatura de cabeza de pozo	120-130	°F
Gravedad API del crudo	25	°API

Unidades de medida. Se hará uso de las unidades inglesas como sigue:

Tabla 8. Unidades principales de medida

ITEM	Descripción	Unidad
1	Capacidad volumétrica	
	Líquidos :	BPD, GPM
	Gas:	MMSCFD
2	Capacidad másica:	Lb./hr.
3	Temperatura :	°F
4	Presión:	Psig
4	Viscosidad:	Centipoises cP
5	Densidad:	Lb/Ft3
6	Potencia:	HP

Condiciones climáticas

Se presenta a continuación la caracterización preliminar en la cual se basó el

Reporte climatológico

- Temperatura ambiente: 59 °F (15°C) min 104 °F (40°C) máx.
- Temperatura de diseño: 95°F (35°C)
- Humedad relativa: 50 - 95 %
- Humedad relativa 95% (invierno), 65% (verano)

Precipitación

- Promedio anual de lluvias: 14.3 mm./ año.
- Promedio de lluvias 80-170 pulgadas/año (durante 24 horas)
- Precipitación Máxima en 24 H 200 mm
- Promedio diario en época de lluvia: 2.013 mm
- Época lluviosa/invernal desde mes Abril hasta Octubre
- Velocidad promedio: 27_Km/H
- Velocidad del viento 2,4 -4,5 m/s predominante SE al NW

Tipo de zona

- Según el código colombiano para estructuras sismo resistentes CCSR: Zona 4
- Elevación 160 – 180 m sobre el nivel del mar
- Temperatura 19 °C Mínima, 40 °C Máxima

Nivel máximo de ruido permitido

- Normal 85 dB en 8 Horas
- Nivel de Ruidos de la Zona 35 – 50 dB

1.4 ABREVIATURAS

- AFA Authorization for Alteration
- ANH Agencia Nacional de Hidrocarburos
- ANLA Autoridad Nacional de Licencias Ambientales
- BTU British thermal unit
- CAPEX Capital Expenditures
- CPF Central Processing Facilities
- CPS Cusiana Pressure Support
- CREG Comisión de Regulación de Energía y Gas
- CVP Capital Value Process
- DCS Distributed Control System
- EPS Early Production System
- EPC Engineering (detailed), Procurement, Construction
- ESD Emergency Shut Down
- FEED Front End Engineering Design
- GTP Gas Treatment Plant
- GOC Guides of Commissioning
- HSE Health, Safety, Environment
- HP Horse Power
- HAZOP Hazards and Operability evaluation
- ITB Invitation to Bid
- JT Joule Thompson
- LLI Long Lead Items
- LOI Letter of Intention
- LTO Long Term Option
- MTO Materials Take Off
- MME Ministerio de Minas y Energía
- MMSCFD Millions standard cubic feet day
- MR Material Requisition
- NGL Natural Gas Liquid
- O&M Operation & Maintenance
- OPEX Operation Expenditures
- PDMS Project Design Management System (software)
- P&E Projects & Engineering
- PFD Process Flow Diagram
- PHSER Project Health, Safety, Environment Review
- PLC Programming Logic Control
- QA/QC Quality Assurance / Quality Control

- RUT Reglamento Unico de Transporte
- RSRD Register Safety Related Devices
- SIMOPS Simultaneous Operations
- SOR Statement of Requirements
- SGP Sales Gas Plant
- TDA Trade and Development Agency
- TEG Tri-Ethylene-Glycol
- IM Integrity Management
- PC Plant Construction
- RIIF Recordable injuries & illnesses frequency
- CoW Control of Work
- SIS Safety Integrated System
- VRU Vapor Recovery Unit
- VME Valor Monetarios Esperado

1.5 NORMAS Y CÓDIGOS APLICABLES

La facilidad del campo de estudio será diseñada para recibir inicialmente el pozo Well 1, con una producción máxima esperada de 5.0 MMSCFD de gas y 3000 BFPD con un corte de agua de un 10%, a una presión en cabeza de pozo de 2100 Psig y 100°F de temperatura. Como filosofía de operación, la instrumentación será neumática y la facilidad atendida las 24 horas. Se contará con un sistema de Parada de Emergencia (shutdown) de la facilidad. No se cuenta con sistema de control de procesos integrado ni sistema Fire&Gas.

1.5.1 General y procesos.

Tabla 9. Normas y códigos aplicables a ingeniería de procesos

ISO 9001	Norma de calidad	✓
API 2000	Venting atmospheric and Low-Pressure storage tank	✓
API RP 520	Dimensionamiento, Instalación y selección de instrumentos de alivio de presión en refinerías	✓
API RP 521	Guía para alivio de presión y sistemas de despresurización	✓
API 12J	Especificación para separadores de líquidos y gas	✓

1.5.2 Mecánica y estructuras

Tabla 10. Normas y códigos aplicables a ingeniería mecánica y estructuras

ASME Sección 8 - Div 1	Recipientes a Presión	✓
NFPA 10	Standard for Portable Fire Extinguishers	✓
NFPA 11	Standard for low, Medium and High- Expansion Foam	✓
API spec 6D	Válvulas de cabeza de pozo	✓
NFPA 11 ^a	Standard for Medium and High-Expansion Foam Systems.	✓
ASME V	Ensayos no-destructivos	✓
ASME IX	Calificación de soldadura	✓
API Spec. 5L	Especificación para línea de tubería	✓
ANSI B31.3	Tuberías de proceso	✓
API 12 D/650	Tanques de almacenamiento	✓
AWS D1.1	American Welding society: Structural welding code-steel	✓
API Std. 660	Intercambiadores de tubos y coraza para servicio general en refinerías.	✓
NFPA 20	Standard for the Installation of Stationary Pumps for Fire Protection.	✓

1.5.3 Equipos rotativos

Tabla 11. Normas y códigos aplicables a ingeniería de equipos rotativos

API Std. 610	Bombas centrífugas para Petróleo, Químicos y servicio de gas industrial	✓
API Spec.11P	Compresores reciprocantes con motor de alta velocidad	✓
API Std. 617	Compresores centrífugos para Petróleo, Químicos y servicio de gas industrial	✓
API Std. 618	Compresores reciprocantes para Petróleo, Químicos y servicio de gas industrial	✓
API Std. 674	Bombas de desplazamiento positivo – reciprocantes	✓
API Std. 675	Bombas de desplazamiento positivo – volumen controlado	✓
API Std. 676	Bombas de desplazamiento positivo – rotativas	✓
ASME B73.1M	Bombas centrífugas de succión horizontal	✓
ASME B71.2M	Bombas centrífugas de succión vertical	✓

1.5.4 Instrumentación, áreas peligrosas y electricidad

Tabla 12. Normas y códigos aplicables a ingeniería de instrumentación, control y seguridad de procesos

API RP 14C	Análisis, diseño, instalación y pruebas de sistemas básicos de superficie en plataformas de producción	✓
ISA Stds.	Estándares de instrumentación, control, medición, válvulas de control, neumáticos y calidad de aire de instrumentación	✓
API RP 551	Instrumentación para medición de procesos	✓
API RP 554	Instrumentación y control de procesos	✓
API RP 500	Clasificación de locaciones para instalaciones eléctricas en facilidades petroleras, clasificadas como clase 1, Div. 1 y 2	✓
API RP 505	Clasificación de locaciones para instalaciones eléctricas en facilidades petroleras, clasificadas como clase 1, Zona 0, Zona 1 y Zona 2	✓
IP Code	Institute of petroleum model code of safe practice for the petroleum industry	✓
IEC 60079	Aparatos eléctricos para atmósferas explosivas	✓
NEC	National Electrical Code (NFPA 70)	✓
NTC 2050	Código Eléctrico Colombiano	✓
NTC 4552	Protección Atmosférica	✓
NFPA 497	Clasificación de Áreas Potencialmente Peligrosas	✓
NFPA 70E	Seguridad Eléctrica en los lugares de trabajo	✓
RETIE	Reglamento Técnico Colombiano de Instalaciones Eléctricas	✓

1.5.5 Sistema eléctrico

Sistema de Generación

Dentro del diseño se contempla el suministro e instalación de 3 GENERADORES A GAS de 350 KW PRIME y como respaldo 1 GENERADOR DIESEL de 150 KW, controlados por un tablero de sincronismo que balanceará y controlará los generadores.

Sistema de Iluminación Perimetral

El sistema de iluminación perimetral contempla postes de concreto con 2 lámparas de 400w cada uno, distribuidos de tal manera que se garantiza la intensidad lumínica en las diferentes áreas de la estación.

Sistema de Puesta a Tierra

Como SPT se diseña una malla de puesta a tierra en el área de generación que cumple con estándar RETIE artículo 15, esto con el fin de evitar que las personas estén sometidas a tensiones de paso, de contacto o transferidas, que superen los umbrales de soportabilidad del ser humano cuando se presente una falla. Los equipos en su totalidad estarán debidamente aterrizados y se garantizará la equipotencialidad en la estación.

Sistema Para Rayos

En el diseño se realiza un apantallamiento de la totalidad de los equipos existentes por medio de pararrayos con puntas captadoras tipo Franklin sobre postes metálicos de 12m, triada de puesta a tierra con varillas copperweld. El diseño se realiza cumpliendo con la norma NTC 4552 según recomendación RETIE.

Equipos de Compresión

En esta etapa se contemplan 3 Compresores de gas 1.5 MMSCFD con motor eléctrico de 250 HP insonorizados.

Ingeniería Montajes Eléctricos

Los montajes Eléctricos cumplen con el reglamento técnico Colombiano de Instalaciones Eléctricas RETIE en su diseño e instalación, se contemplan bandejas porta cable en el área perimetral para el montaje de los cables además de algunos bancos de ductos, y conexiones con accesorios NEMA 7 según clasificación de áreas.

Sistemas utilitarios

- Los sistemas utilitarios que se utilizarán para brindar soporte a los sistemas principales y auxiliares y al personal de supervisión, operación y mantenimiento son:
- Sistema de Agua Potable (Tanque Elevado o Pozo Profundo, Filtros, Bombas)
- Sistema de Generación y Distribución de Energía (Tanque de DIESEL, Generadores, Tableros de Sincronismo, Incluye BACKUP para Emergencias, Líneas Eléctricas, Protecciones, y Tableros)
- Campamento (Oficinas, Laboratorio, CCO, CCM, Alojamiento, Baños, Bodegas)
- Sistema de Tratamiento y Disposición de Aguas Residuales Domesticas (REDFOX, Carrotanque Sencillo para Irrigación).

1.5.6 Entregables de Ingeniería del Proyecto

Los entregables más importantes del proyecto deben estar incluidos dentro del DOSSIER y diferenciado en cada una de las áreas de interés como se lista a continuación:

Proceso:

- Bases de Diseño del Proceso (Actualizado)
- Diagrama de Flujo del Proceso (PFD) y tablas de Balance (másico y de calor).
- Modelo de Simulación del Proceso
- Diagrama de Instrumentación y Tubería (P&ID) (Si aplica)
- Listado de Líneas de Proceso
- Dimensionamiento de Líneas
- Listado de Tie – In
- Resumen de Sistemas Utilitarios (Aire de Instrumentos, Tratamiento de Agua, Energía, etc.)

- Reporte del análisis de Riesgos Operacionales (HAZOP) y programa de ejecución de las recomendaciones.
- Diagramas de selección de materiales
- Cálculo y listado de equipos críticos
- Filosofías de Operación y Mantenimiento

Mecánico:

- Listado de los Equipos
- Fichas Técnicas de los Equipos (Data Sheets)
- Análisis de estrés en tuberías y equipos
- MTO's
- Isométricos

Instrumentación y Control:

- Filosofía de Control
- Listado de Instrumentos
- Arquitectura de interconexión del Sistema de Control (Si aplica)
- Especificaciones de los instrumentos y las válvulas de control y seguridad
- Especificaciones para el monitoreo y el control de los equipos
- Diagrama Causa Efecto
- Diagrama de Jerarquización
- MTO's

Eléctrico:

- Clasificación de Áreas
- Listado de Cargas Eléctricas
- Dimensionamiento de Equipos Eléctricos Mayores
- Ficha Técnica y Especificaciones de Equipos Eléctricos Mayores
- Diagramas de Distribución Eléctrica de Líneas Mayores
- Diagramas Unifilares
- Dimensionamiento de las Líneas
- Estudio de Corto Circuito (Estático y Dinámico)
- Estudio de Flujo de Cargas
- Diagramas de Puesta a Tierra
- Diagramas de Pararrayos
- Filosofía de protección atmosférica (Según los estudios realizados a la locación)
- Listado de cantidades de trabajo eléctricas
- MTO's

Tubería:

- Layout
- Arreglos Generales de Tubería
- Key Plan Diagram
- Definición de Tie-Ins
- Clasificación de tubería
- Especificaciones de las Tuberías, válvulas y fittings
- Isométricos
- Análisis de Stress
- Constructibilidad (Para ser revisada durante el HAZOP)
- Estrategia de Construction
- Bulk equipment
- MTO's

Civil:

- Plot Plan
- Dimensionamiento de Placas/Bases para Equipos
- Diagramas de los Drenajes Abiertos para Aguas Lluvias y Aguas Aceitosas
- Diagramas de los Soportes de las Tuberías y las Bandejas Portacables
- Diagramas de Estructuras Metálicas
- Lista de Trabajos Civiles (Cantidades de Obra)

Nota: Se debe elaborar un Manual de Operación de las facilidades, donde se incluyan los procedimientos operacionales y las rutinas de inspección de los equipos. El tiempo de elaboración de los documentos y la compilación de cada uno de los paquetes de información mencionada por especialidad en el proyecto debe ser consistente con la estrategia de ejecución.

1.6 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

Para el recibo y tratamiento de la producción y obtener las especificaciones de los productos de venta, la facilidad contará con los siguientes sistemas:

- Sistema de manifold de entrada.
- Sistema de Separación de Alta Presión.
- Sistema de Separación de baja Presión
- Sistema de Gas de venta.
- Sistema de Gas combustible
- Sistema de Almacenamiento y despacho de Crudo y agua.

- Sistema de Tea
- Sistema de drenajes
- Sistema de Almacenamiento de Diesel.
- Sistema de Aire Comprimido.
- Sistema de Químicos
- Sistema contra incendios.

1.6.1 Sistema de manifold de entrada.

El diseño de tubería del manifold de entrada quedará con facilidades para recibir otros pozos para ello contará con tres cabezales así, un cabezal de producción de 6" de diámetro con accesorios ANSI 300, un cabezal de Prueba de 4"- ANSI 300, que llevaría los pozos a un Separador de Prueba futuro y un cabezal de tea de 4"- ANSI150 encargado de recibir las descargas de las PSV del recibo de cada pozo y llevarlo al sistema de Tea de Alta Presión.

La razón de instalar una PSV en cada línea que viene de cada pozo, es porque en caso de problema en un pozo, se puede desviar al sistema de tea sin que afecte la operación de los demás pozos y por consiguiente que la facilidad siga operando normalmente.

Por lo tanto, aunque en la fase 1, se manejará 1.34 MMSCFD de gas el cabezal de manifold estará diseñado para manejar el fluido máximo del pozo de 5.0 MMSCFD y 3000 BPD de líquidos.

Cada cabeza de pozo contará con válvula de shutdown (ESDV-0101, 0111...etc.), un choke fijo que permite bajar la presión de diseño de 10.000 Psi a un ANSI 300, a las condiciones establecidas en el Separador de Producción de Alta Presión. Inicialmente esta presión será de 250 Psig.

La tubería después del choke ajustable en cada pozo, va enterrada y será SCH-40 y los accesorios ANSI 300 hasta el Separador de Alta V-020, que operará a 250 Psig.

Para cada pozo el monitoreo cuenta con PI-0101, TI-0101, un interruptor en cabeza de pozo, el PSHH-0101, con set a 700 psig y en el manifold contará con la posibilidad de monitorear la presión y temperatura con el PI-0102, TI-0102. Con el fin de proteger la línea y accesorios ANSI 300 en caso de falla del PSHH-0101, se contará con la PSV-0101 con punto de ajuste de 740 Psig. Por baja presión el manifold, estará protegido con el PSL/PAL-0101 que cerrará la ESDV-0101 en caso del bajar la presión de la línea a 150 Psig por causa de rotura y generará una alarma

para el operador. Toda la instrumentación de monitoreo y control se repite para cada pozo.

El manifold, contará con la facilidad de inyección de químicos en varios puntos, como rompedor de emulsión, antiespumante y TEG (requerido para temperaturas en cabeza de pozo menores a 90°F.), cuatro (4) puntos de inyección por cada línea de pozo.

1.6.2 Sistema de separación de alta presión

Este sistema lo constituye el separador de alta presión V-020, ANSI 600, de 48"O.Dx12'L s/s, bifásico horizontal, donde se separará la mayor parte del gas. Se mide el gas en el FE/FQT-0203, tipo platinas de orificio, y mediante un lazo de control que mantiene la presión del separador en 250 Psig., el lazo de control PC/PCV-0201, es enviado a gas combustible y el excedente, al sistema de tea para su quema en la Fase 1, ó al sistema de compresión para su venta en la Fase 2.

Los líquidos se retiran por el lazo de control de nivel LC/LCV-0201, se mide con medidor tipo turbina, FE/FQT-0201 y luego se envían, al separador de baja presión V-030.

En la línea de salida de gas antes de la válvula de control, se prevé un punto de inyección de TEG para mejorar el tratamiento.

El separador contará para su protección con las PSV-0201, con punto de ajuste a 800 Psig. Para su monitoreo y control cuenta con PI-0201, TI-0201, y el interruptor LSH/LAH-0201, que generará una alarma en caso de llegar el nivel del separador a un 70% de diámetro del recipiente y envía señal a las diferentes ESDV's (una por pozo) para que éstas actúen bloqueando el flujo.

Una parte del gas de producción 50 KSCFD aproximadamente se consume como gas combustible para la generación eléctrica y así se disminuye el consumo de Diesel.

1.6.3 Sistema de separación de baja presión

En este sistema se cuenta con un separador trifásico horizontal V-030, 60"O.D. x 24'L s/s, que operaría alrededor de 20 Psig., donde se retira el gas remanente, el agua y se estabiliza el crudo que luego es medido en el FE-/FQT-0301 y enviado a tanques de almacenamiento, por el lazo de control de nivel LC/LCV-0301.

De igual forma la interfase de agua- crudo la mantiene el lazo de control LC-LCV-0302, se mide con el medidor FE-FQT- 0302 para ser enviada a tanques. El gas generado en esta etapa se mide en el FE/FQT-0303, tipo platina de orificio y se envía para su quema al sistema de tea de baja presión mediante el control de presión PC/PCV-0301.

Para su protección cuenta con PSV-0301, con punto de ajuste a 240 Psig. El diseño de tubería cuenta con la facilidad para recibir los líquidos del Separador de Prueba futuro.

1.6.4 Sistema de gas de venta

El caudal de gas efluente del Separador de Alta, en la Fase 1, es llevado al sistema de tea de alta presión. En la fase 2, se envía el gas hacia la planta deshidratadora primero pasándolo por un Scrubber, el V-500, ANSI 300, bifásico, vertical, de 36"O.D.x4'H s/s, donde se ajusta la presión del gas a la requerida por los compresores encargados de llevar el gas a 3600 Psig, presión requerida para facilitar su almacenamiento en contenedores y su transporte. Este paquete se llama la Unidad Q-500. Del Scrubber sale una línea de 2" que alimenta los generadores a gas.

Para la carga inicial de 2.5 MMSCFD de gas, se instalarán tres (3) compresores, dos en operación y el tercero de respaldo. Son compresores tipo reciprocantes de 1.2 MMSCFD de capacidad máxima. Su presión de succión varía entre 200 a 250 Psig. El gas para venta a 3600 Psig es medido en un medidor másico y cargado con surtidores de alto flujo a los contenedores para su transporte. Se dispondrá de dos brazos de llenado con su respectivo medidor, lo que facilita el llenado simultáneo de dos contenedores de gas.

Aunque las facilidades de separación tienen capacidad de 5 MMSCFD, se tiene una capacidad instalada de compresión de 2.5 MMSCFD. Para una Fase 3 se estima aumentar la capacidad de compresión a 5 MMSCFD e instalar una planta deshidratadora.

1.6.5 Sistema de gas combustible

Este sistema lo conforma un separador vertical, V-040, 36"O.D.x4'H s/s, encargado de mantener el gas a una presión de 80 Psig gas para alimentar los usuarios internos, especialmente la generación eléctrica.

El separador cuenta con un medidor del gas consumido, el FE/FQIT-0401, tipo platinas de orificio. El lazo de control de presión PC/PCV-0401, se ajusta de tal forma que cuando la presión supera las 90 Psig envía el exceso al cabezal de tea de Baja Presión. Una PSV-0401, con punto de ajuste a 240 Psig que envía el gas combustible al cabezal de la Tea de Baja en caso que el sistema aguas arriba alcance esta presión.

Este sistema envía gas al piloto de la tea, y a los cabezales de las teas de alta y baja presión como gas de purga, enviando 7 SCFM para garantizar siempre una cabeza positiva en los cabezales hacia las teas.

1.6.6 Sistema de almacenamiento y cargue de crudo y agua

Este sistema está constituido, por 6 tanques de almacenamiento de 500 barriles cada uno, de 10"O.D x 40'L, atmosféricos cilíndricos horizontales. Cinco de estos (5) tanques para almacenamiento del crudo, los T-101 /105, para una capacidad neta de almacenamiento de 2500 barriles, y uno (1) para agua, el T-201. Los tanques contarán con válvulas de presión y vacío, un indicador local de nivel tipo magnético y facilidad de medición con cinta. El diseño de la tubería permite al T-105, poder ser utilizado como tanque de almacenamiento para crudo y para agua si es requerido.

Las bombas P-090 A/B/C, de desplazamiento positivo, tipo paletas, de 300 GPM@ 60 Psig, son las encargadas de llevar el crudo desde los tanques hasta un brazo de llenado a carrotanques de 4" de diámetro, que contará con un medidor de desplazamiento positivo para su fiscalización. Se opera con una bomba y la otra será su respaldo. La tercera se utilizará como bomba de transferencia entre tanques. Se dejará facilidad para instalar para la Fase 2. del proyecto un nuevo brazo de llenado.

Si bien se contará con medición dinámica la fiscalización del crudo se hará en los tanques de almacenamiento según autorización actual de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

El diseño de la tubería de la succión y descarga de las P-090 A/B/C, permite utilizar una de las bombas (P-090A) como bomba de transferencia entre tanques y para descarga de carrotanques. En caso de tener crudo fuera de especificaciones de venta en la zona de cargue, se puede utilizar la P-090A en descarga ó recirculación y una de las otras bombas en llenado de carrotanques en forma simultánea. De igual forma mediante bombas P-120 A/B, de 300 GPM@ 60 Psig, se lleva el agua de producción al brazo de llenado elevado para su entrega a carrotanques para su destino final fuera de la estación. El agua será medida con el FQT-1201.

Como una protección de la tubería los cabezales de crudo contarán con PSV's de expansión térmica, en el evento de calentamiento de estos cabezales cuando no se esté llenando carrotanques por períodos largos.

1.6.7 Sistema de TEA

Este sistema está constituido por dos subsistemas:

Sistema de Alta Presión, Con un Separador de Tea, bifásico tipo horizontal el V-060 , de 90"O.D.x 27'L s/s, un cabezal colector de 6" de diámetro que recibe todas las descargas de los dispositivos de seguridad del Separador de Alta Presión V-020, del sistema de compresión y venta de gas, y de la Planta de Gas de la Fase 2 y una tea vertical TH-180, de 6" O.D.x 20 H metros, con capacidad de quema para 5.0 MMSCFD de gas, con su piloto de encendido.

Los líquidos recogidos en el separador de Tea son enviados mediante la bomba P-071, de 50 GPM@ 60 Psig., hasta el cabezal de entrada del Separador de Baja Presión V-030 para reproceso. Se considera la instalación futura de un medidor de flujo de gas para quema en este sistema (FE-FI-0601).

Sistema de Baja Presión, Con un separador bifásico horizontal el V-070 48"O.Dx16'L, un cabezal colector de 4" de diámetro que recibe la descarga de los dispositivos de seguridad del separador de Baja Presión, el gas producido en este separador V-030, del Separador de Gas combustible V-040 y del futuro Gun Barrel que hará parte de la Fase 3 de expansión cuando el corte de agua supere el 10% establecido en el diseño inicial.

Los líquidos recobrados se tornan a los tanques mediante la misma bomba de sistema de alta la P-071. Una tea TL-181 de 4" de diámetro y 20 metros de altura.

Las dos teas van soportadas con una estructura común y llevarán un solo sistema de ignición automático y un piloto de encendido. Cada Tea llevará un elemento arresta llamas tipo deflagration, con un sistema de bypass que facilitará su mantenimiento.

Tanto el separador de tea de Alta como el de Baja dispondrán de un interruptor que por alto nivel (70% del diámetro) activan las ESDV's de cada pozo.

1.6.8 Sistema de drenaje cerrado

En este sistema se contará con un tanque sumidero de 50 barriles de capacidad con una bomba la P-141, horizontal de 50 GPM@60 Psig., encargados de recibir todos los drenajes cerrados de la facilidad y devolverlos al proceso ó recolectarlos y evacuarlos en caso de un mantenimiento especial de los equipos.

1.6.9 Sistema de almacenamiento y distribución de Diesel

La facilidad contará con un Tanque de Almacenamiento de Diesel de 5000 galones de capacidad para alimentar el Generador de emergencia (Back Up), que le dará a la operación un respaldo en caso fallo del sistema de generación principal que es a gas, y a las bombas de agua del sistema contra incendios que contemplan motor Diesel.

1.6.10 Sistema de aire comprimido

El sistema lo integran dos compresores de 55 SCFM @ 120 Psig, una unidad de secado de 64 SCFM @ 120 Psig y un acumulador 53.5 Ft³ a 120 Psig que garantiza un respaldo de 14,5 minutos a máximo consumo, en caso de una falla eléctrica. El cabezal de aire se mantiene a una presión de 60 Psig para entrega a los usuarios y contará con un interruptor PSL/PAL-1601 con punto de ajuste de 30 Psig que generará una alarma y enviará una señal que cerrará las ESDV-0101/0111 en cabeza de pozo.

Se dejará una facilidad independiente para el suministro de aire industrial que permita utilizar los dos compresores sin afectar el sistema de aire para la instrumentación, de ser requeridos.

1.6.11 Sistema de químico

Se contará con la inyección de antiespumante, rompedor de emulsión y la posibilidad de inyección de TEG en cabeza de pozo y en el manifold (cuatro puntos por pozo) y de TEG en la línea de gas saliendo del separador de alta, si la temperatura en cabeza de pozo es menor a 90°F y se prevea posible formación de hidratos al despresurizarse el gas. Una vez inicien las operaciones de producción se realizarán las evaluaciones para optimizar el uso de químicos en el sistema.

1.6.12 Sistema contraincendios

Se considera el diseño de una red fija de agua de 6", para las Fases 1 con una bomba de motor Diesel con succión negativa a una piscina de 3500 BBLs de capacidad y una red de hidrantes monitores para la facilidad en los puntos críticos de la operación. Se dispone de unidades móviles de espuma en el área de proceso y extintores en las diferentes áreas de las instalaciones.

Para la Fase 2. Se estima la instalación de bombas de motor eléctrico y Diesel y una bomba jockey para mantener presurizada la red de agua.

1.7 ESPECIFICACIONES DE CRUDO Y GAS DE VENTA DE DISEÑO

A continuación se presentan las tablas resumen de especificaciones de entrega de fluidos para comercialización de crudo y gas y entrega de agua de producción para inyección.

Especificaciones de entrega de crudo (Sistema nacional de transporte)

- **Contenido de sal:** 20 PTB, en caso de no cumplirse ésta especificación se requerirá del uso de plantas de dilución.
- **BSW:** 0.5% Para lo cual se requerirán plantas de separación y de tratamiento de crudo (Lavado (Gun barrel, FWKO), Gravitacional Separadores, Skim tank, químico, térmico y eléctricos)
- **Presión de vapor Rate:** PVR admisible entre 10 – 12 Psi (Plantas de separación y estabilización para sacar los livianos y que estos no generen problemas, ejemplo: separadores en serie, VRU, etc.)
- **Contenido de H₂S y Azufre,** según el sistema de transporte utilizado por la compañía no se tiene un valor máximo establecido, sin embargo la presencia de estos componentes produce una penalización en el precio de venta por calidad.
- **Gravedad API,** según el sistema de transporte utilizado por la compañía se tiene restricción de API > 21°

Especificaciones RUT de entrega de gas (CREG)

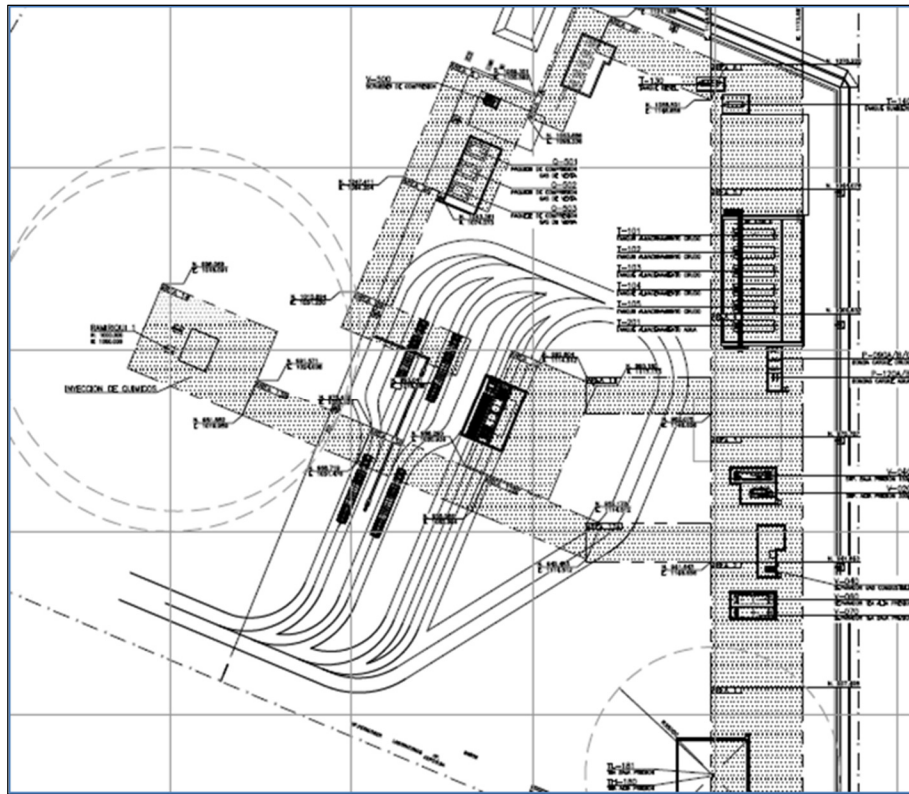
- **Presión de entrega:** 1200 Psig para gasoducto
- **Presión de entrega:** 3600 Psig para transporte por carrotanque
- **Temperatura:** 40 – 120 °F
- **Contenido de agua del gas:** menor a 6 Lb/MMSCFD.
- **Contenido de H₂S, Azufre, y CO₂ del gas:** 2% en peso. Para el caso particular de venta de gas por carrotanque el % de CO₂ permitido es 7% según acuerdo comercial.
- **Temperatura, cricondentérmica:** 45°F Máximo.
- **RVP de corriente de condensados:** PVR admisible entre 10 – 12 Psi (Plantas de separación y estabilización para sacar los livianos y que estos no generen problemas, ejemplo: separadores en serie, VRU, etc.)

1.8 PLOT PAN – DISTRIBUCIÓN DE PLANTA

A continuación se la distribución de equipos la cual obedece a:

- Distribución de equipos según estudio de clasificación de áreas
- Radio de seguridad del sistema de TEA
- Radio de giro de carrotanques para evitar maniobras en reversa y así mitigar el riesgo de accidentes dentro de la locación.
- Espacio disponible para las actividades de perforación de pozos adicionales.
- Instalación de líneas de flujo enterradas para recibir la producción de nuevos pozos con un impacto mínimo.

Figura 1. Plot Plan facilidad de tratamiento Campo de Estudio



1.9 DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESOS - BALANCE DE MATERIA Y ENERGÍA

Acorde a los lineamientos establecidos durante el diseño conceptual y la descripción de procesos de la estación de recibo y tratamiento de fluidos del campo de estudio se realizó la simulación dando como resultado el siguiente diagrama de flujo de procesos para las fases 1 y 2 del proyecto. En el Anexo 2. Se presenta el esquema de la simulación inicial según diseño.

Figura 2. Diagrama de flujo de procesos Fase 1 y Fase 2

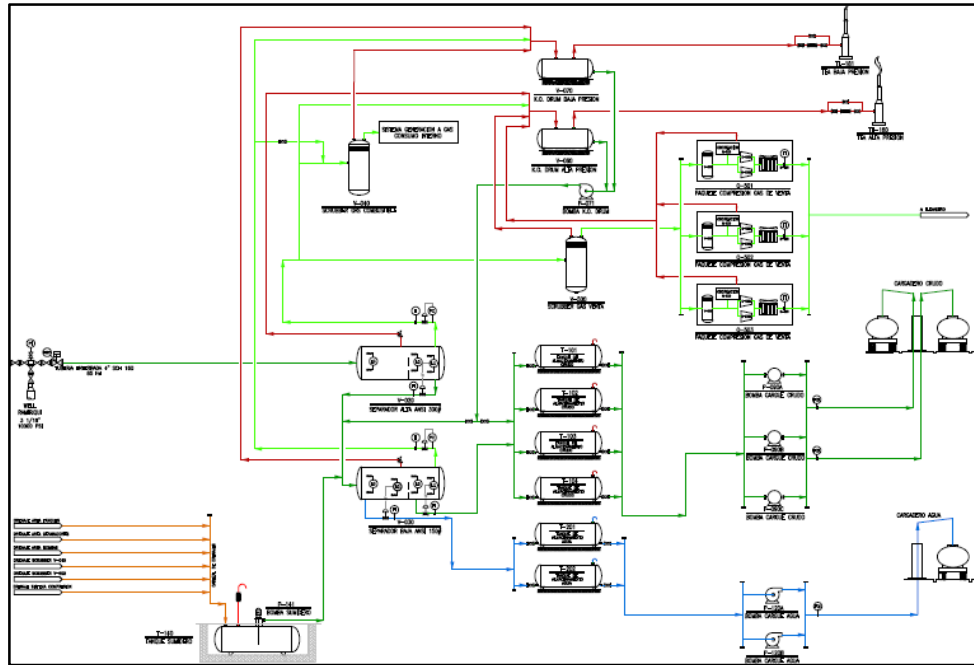


Figura 3. Balance de materia y energía Fase 1. (Quema de gas)

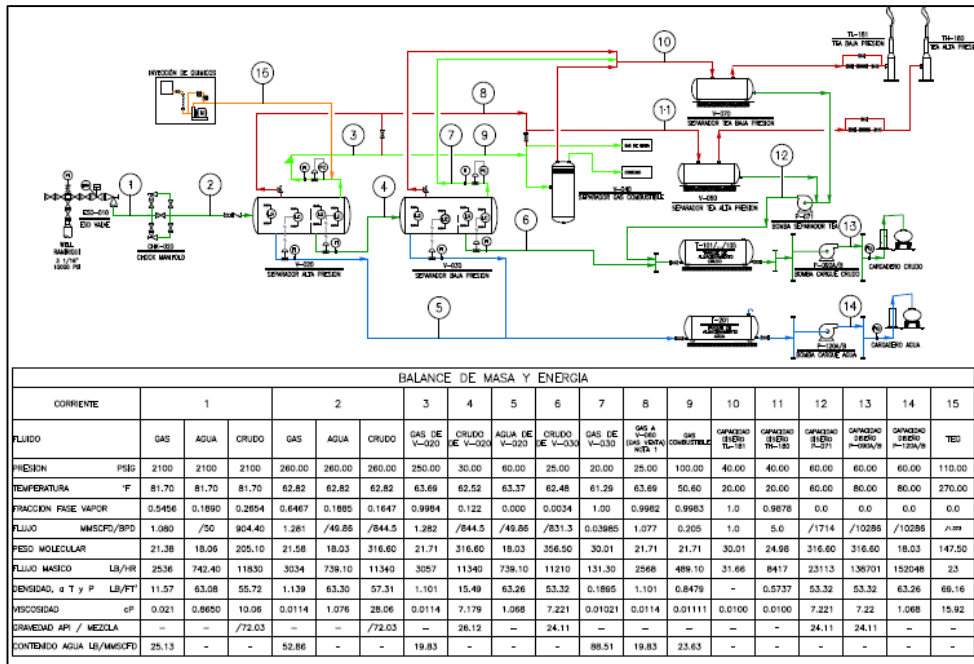
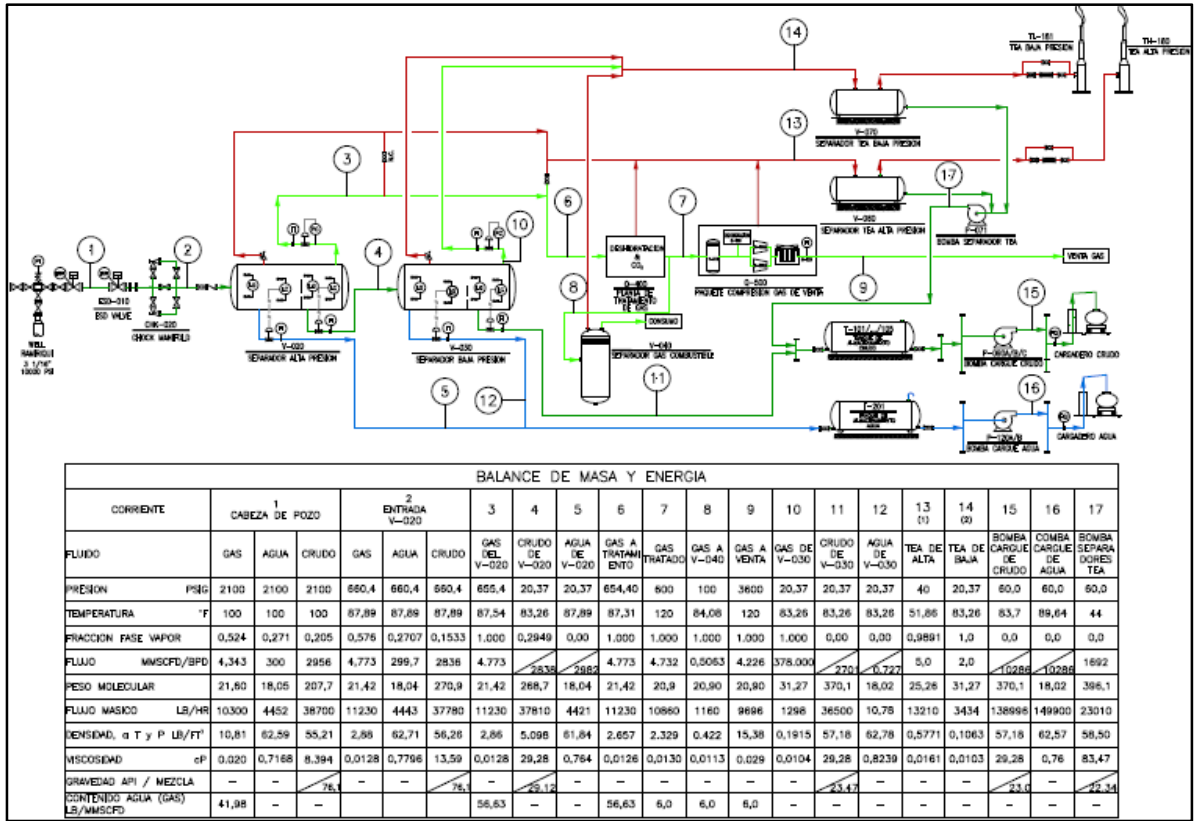


Figura 4. Balance de materia y energía Fase 2. (Compresión de gas)



BALANCE DE MASA Y ENERGIA																							
CORRIENTE	1 CABEZA DE POZO			2 ENTRADA V-020			3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13 (1)	14 (2)	15	16	17		
	GAS	AGUA	CRUDO	GAS	AGUA	CRUDO	GAS DEL V-020	CRUDO DE V-020	AGUA DE V-020	GAS A TRATAMIENTO	GAS A TRATADO	GAS A VENTA	GAS DE V-030	CRUDO DE V-030	AGUA DE V-030	TEA DE ALTA	TEA DE BAJA	BOMBA CARGUE DE CRUDO	COMBA CARGUE DE AGUA	BOMBA SEPARA DORDES TEA			
PRESION	PSIG	2100	2100	2100	660,4	660,4	660,4	665,4	20,37	20,37	654,40	600	100	3600	20,37	20,37	20,37	40	20,37	60,0	60,0	60,0	
TEMPERATURA	F	100	100	100	87,89	87,89	87,89	87,54	83,26	87,89	87,31	120	84,06	120	83,26	83,26	51,66	83,26	83,7	89,64	44		
FRACCION FASE VAPOR		0,524	0,271	0,205	0,576	0,2707	0,1533	1,000	0,2949	0,00	1,000	1,000	1,000	1,000	0,00	0,00	0,9881	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
FLUJO	MMSCFD/BPD	4,343	300	2956	4,773	299,7	2936	4,773	2833	2882	4,773	4,732	0,5063	4,226	378,000	270	0,727	5,0	2,0	10288	10288	1692	
PESO MOLECULAR		21,60	18,05	207,7	21,42	18,04	270,9	21,42	268,7	18,04	21,42	20,9	20,90	20,90	31,27	370,1	18,02	25,26	31,27	370,1	18,02	386,1	
FLUJO MASICO	LB/HR	10300	4452	38700	11230	4443	37780	11230	37810	4421	11230	10860	1160	9686	1298	36500	10,78	13210	3434	138998	149900	23010	
DENSIDAD, ρ T y P	LB/FT ³	10,81	62,59	55,21	2,88	62,71	56,26	2,86	5,098	61,84	2,657	2,329	0,422	15,38	0,1915	57,18	62,78	0,5771	0,1063	57,18	62,57	58,50	
VISCOSIDAD	cP	0,020	0,7168	8,394	0,0128	0,7798	13,59	0,0128	29,28	0,784	0,0126	0,0130	0,0113	0,029	0,0104	29,28	0,8239	0,0161	0,0103	29,28	0,76	83,47	
GRAVEDAD API / MEZCLA		-	-	76	-	-	76	-	29,12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21,0	-	22,34	
CONTENIDO AGUA (GAS)	LB/MMSCFD	41,98	-	-	-	-	56,63	-	-	56,63	6,0	6,0	6,0	-	-	23,47	-	-	-	-	-	-	

2. DIAGNÓSTICO DE LA OPERACIÓN ACTUAL DE LAS FACILIDADES

Se hace necesario identificar las desviaciones de las variables producción del yacimiento, las propiedades de los fluidos de producción y las condiciones de operación actuales con respecto a los establecidos en las bases de diseño del proyecto.

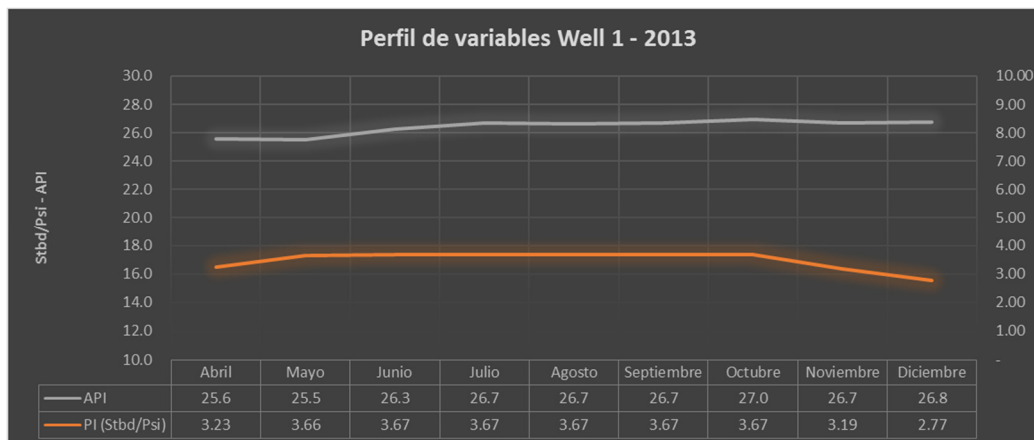
2.1 VARIABLES DE PRODUCCIÓN ACTUAL

Tabla 13. Variables de producción Well 1 (Actuales) Propiedades Well 1

Pozo - Well 1 (Condiciones iniciales)			Pozo - Well 1 (Condiciones actuales)		
Presión de Yacimiento (Py)	7170	Psi	Presión de Yacimiento (Py)	7170	Psi
Presión de fondo fluyente (Pwf)	6893	Psi	Presión de fondo fluyente (Pwf)	6750	Psi
Presión de cabeza de pozo (Pwh)	2215	Psi	Presión de cabeza de pozo (Pwh)	2155	Psi
Indice de productividad	3.67	Stbd/Psi	Indice de productividad	1.42	Stbd/Psi

A continuación se evidencia la estabilización del API y la caída representativa del IP a partir del mes de Octubre de 2013 de 3,67 Stbd/Psi a 2,8 Stbd/Psi. Se evidencia daño en la formación por tanto se recomienda realizar un estudio de determinación y caracterización del daño en la formación.

Figura 5. Índice de productividad Well 1 – 2013



En la gráfica a continuación se la segunda caída representativa del índice de productividad a partir del mes de Junio de 2014 de 2,8 Stbd/Psi a 1.42 Stbd/Psi.

Figura 6. Índice de productividad Well 1 – 2014

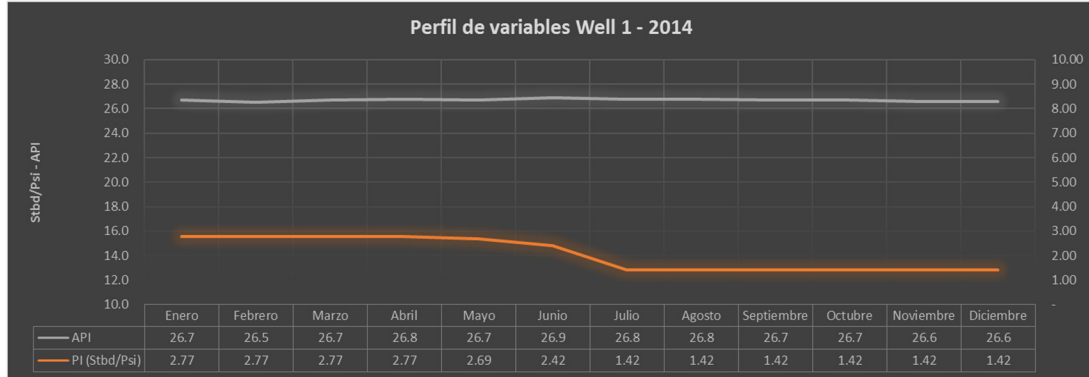
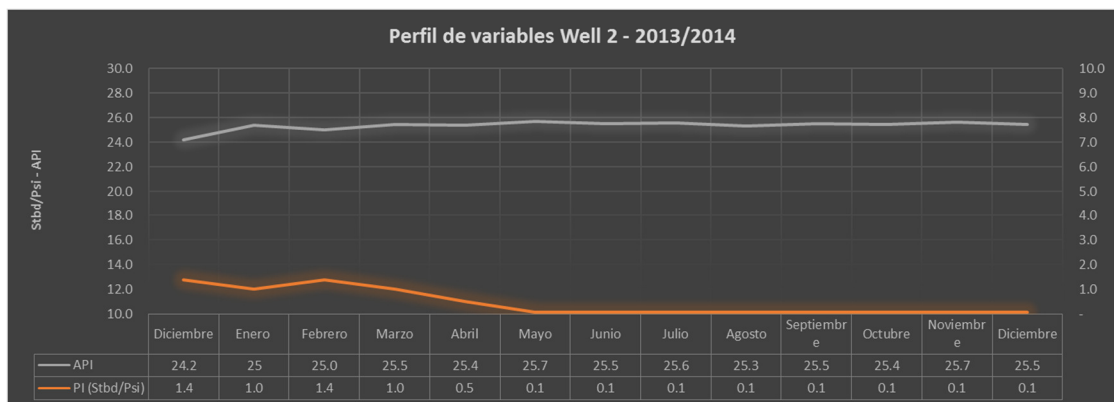


Tabla 14. Variables de producción Well 2 (Actuales) Propiedades Well 2

Pozo - Well 2 (Condiciones iniciales)			Pozo - Well 2 (Condiciones actuales)		
Presión de Yacimiento (Py)	6997	Psi	Presión de Yacimiento (Py)	6997	Psi
Presión de fondo fluyente (Pwf)	6614	Psi	Presión de fondo fluyente (Pwf)	6069	Psi
Presión de cabeza de pozo (Pwh)	500	Psi	Presión de cabeza de pozo (Pwh)	1305	Psi
Indice de productividad	1.40	Stbd/Psi	Indice de productividad	0.52	Stbd/Psi

En la gráfica a continuación se evidencia la estabilización del API y la caída representativa del índice de productividad a partir del mes de Febrero de 2014 de 1,4 Stbd/Psi a 0,52 Stbd/Psi. Se evidencia daño en la formación por tanto se recomienda realizar un estudio de determinación y caracterización del daño en la formación.

Figura 7. Índice de productividad Well 2 – 2013/2014



2.2 HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN

El primer pozo del campo de estudio fue el pozo Well – 1, que inició producción el 21-04-2013 con una producción estable de 1100 BOPD en promedio y un corte de agua de 0.7% WC. A continuación se presenta el resumen mensual de producción de Crudo, Agua y Gas.

Tabla 15. Resumen mensual de producción 2013 Well 1

Histórico de Producción - WELL 1				
Año	Mes	BBLs (Oil)	BBLs (Water)	KSCF (Gas)
2013	Abril	8,274	258	31,519
	Mayo	31,780	243	32,546
	Junio	16,795	116	47,765
	Julio	30,723	205	62,821
	Agosto	28,858	201	40,224
	Septiembre	26,952	191	39,263
	Octubre	28,758	201	42,668
	Noviembre	26,934	183	41,174
	Diciembre	24,675	168	36,334
	Total	223,749	1,764	374,313

Figura 8. Resumen mensual de producción 2014 Well 1

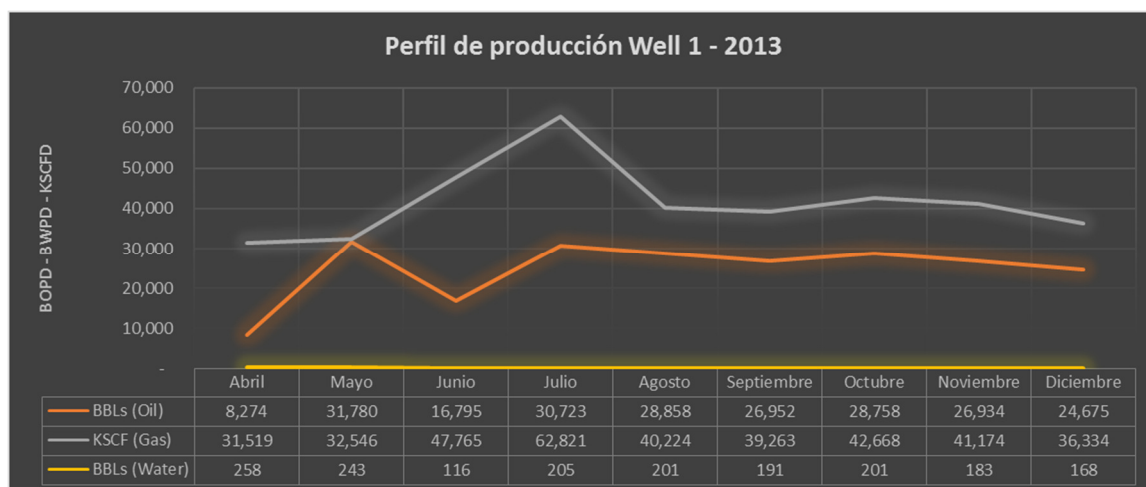
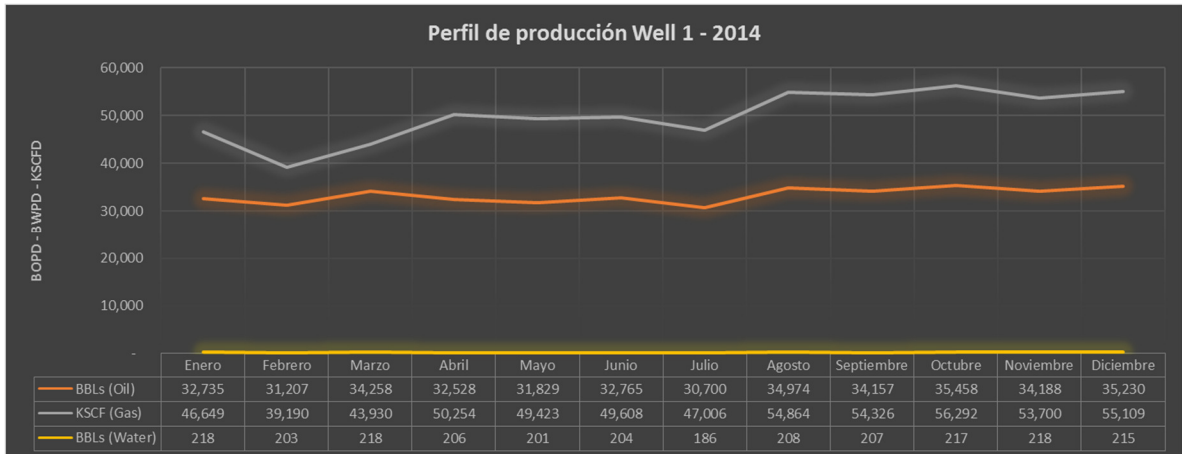


Tabla 16. Resumen mensual de producción 2014 Well 1

Histórico de Producción - WELL 1				
Año	Mes	BBLs (Oil)	BBLs (Water)	KSCF (Gas)
2014	Enero	32,735	218	46,649
	Febrero	31,207	203	39,190
	Marzo	34,258	218	43,930
	Abril	32,528	206	50,254
	Mayo	31,829	201	49,423
	Junio	32,765	204	49,608
	Julio	30,700	186	47,006
	Agosto	34,974	208	54,864
	Septiembre	34,157	207	54,326
	Octubre	35,458	217	56,292
	Noviembre	34,188	218	53,700
	Diciembre	35,230	215	55,109
	2014	400,030	2,501	600,353

Figura 9. Resumen mensual de producción 2014 Well 1



El segundo pozo del campo de estudio fue el pozo Well – 2, que inició pruebas cotas de producción el 22-12-2013. Sin embargo, las pruebas extensas de producción iniciaron el 28-01-2014 después de obtener aprobación por parte de la agencia nacional de hidrocarburos, con una producción decreciente que a la fecha está en

350 BOPD en promedio y un corte de agua de 0.8% WC. A continuación se presenta el resumen mensual de producción de Crudo, Agua y Gas.

Tabla 17. Resumen mensual de producción 2013/2014 Well 2

Histórico de Producción - WELL 2				
Año	Mes	BBLs (Oil)	BBLs (Water)	KSCF (Gas)
2013	Diciembre	7,514	154	10,372
2014	Enero	1,996	18	1,838
	Febrero	13,084	93	15,856
	Marzo	15,698	107	20,363
	Abril	13,126	86	17,204
	Mayo	13,638	93	19,667
	Junio	10,928	73	16,104
	Julio	10,356	68	14,654
	Agosto	9,945	66	12,986
	Septiembre	9,866	67	12,890
	Octubre	10,737	72	13,925
	Noviembre	10,442	73	13,339
	Diciembre	10,744	86	13,710
	TOTAL	138,075	1,056	182,909

Figura 10. Resumen mensual de producción 2013/2014 Well 2

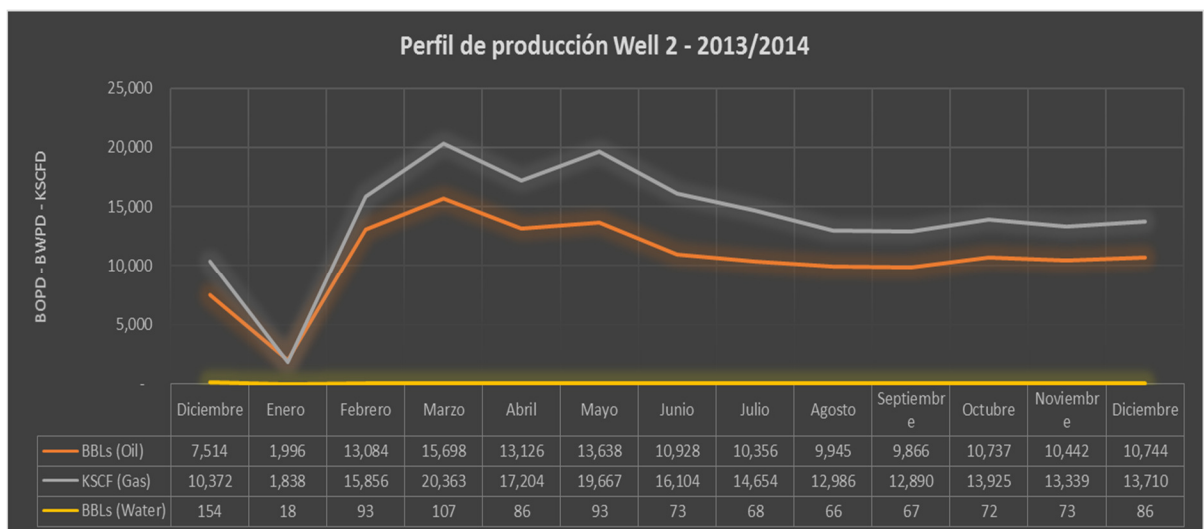


Tabla 18. Resumen mensual de producción 2013/2014 Well 1

Histórico de Producción - WELL 1												
Año	Mes	BBLs (Oil)	BBLs (Water)	KSCF (Gas)	GOR	API	Pwh (Psi)	Pwf (Psi)	Draw - Down (Psi)	GE	PI (Stbd/Psi)	WC
2013	Abril	8,274	258	31,519	3,809	25.6	2,215	6,893	4,678	0.28	3.23	3.0%
	Mayo	31,780	243	32,546	1,024	25.5	2,200	6,884	4,684	0.28	3.66	0.8%
	Junio	16,795	116	47,765	2,844	26.3	2,200	6,844	4,644	0.27	3.67	0.7%
	Julio	30,723	205	62,821	2,045	26.7	2,236	6,844	4,609	0.27	3.67	0.7%
	Agosto	28,858	201	40,224	1,394	26.7	2,241	6,844	4,603	0.27	3.67	0.7%
	Septiembre	26,952	191	39,263	1,457	26.7	2,268	6,844	4,576	0.27	3.67	0.7%
	Octubre	28,758	201	42,668	1,484	27.0	2,282	6,897	4,615	0.27	3.67	0.7%
	Noviembre	26,934	183	41,174	1,529	26.7	2,318	6,888	4,570	0.27	3.19	0.7%
	Diciembre	24,675	168	36,334	1,473	26.8	2,270	6,801	4,531	0.27	2.77	0.7%
2014	Enero	32,735	218	46,649	1,425	26.7	2,275	6,801	4,526	0.27	2.77	0.7%
	Febrero	31,207	203	39,190	1,256	26.5	2,253	6,801	4,548	0.27	2.77	0.6%
	Marzo	34,258	218	43,930	1,282	26.7	2,243	6,801	4,559	0.27	2.77	0.6%
	Abril	32,528	206	50,254	1,545	26.8	2,300	6,801	4,501	0.27	2.77	0.6%
	Mayo	31,829	201	49,423	1,553	26.7	2,296	6,819	4,524	0.27	2.69	0.6%
	Junio	32,765	204	49,608	1,514	26.9	2,233	6,695	4,462	0.26	2.42	0.6%
	Julio	30,700	186	47,006	1,531	26.8	2,245	6,750	4,505	0.27	1.42	0.6%
	Agosto	34,974	208	54,864	1,569	26.8	2,259	6,750	4,491	0.27	1.42	0.6%
	Septiembre	34,157	207	54,326	1,590	26.7	2,207	6,750	4,543	0.27	1.42	0.6%
	Octubre	35,458	217	56,292	1,588	26.7	2,184	6,750	4,566	0.27	1.42	0.6%
	Noviembre	34,188	218	53,700	1,571	26.6	2,162	6,750	4,588	0.27	1.42	0.6%
		Diciembre	35,230	215	55,109	1,564	26.6	2,155	6,750	4,595	0.27	1.42
	TOTAL	623,779	4,264	974,666	1,563	26.6	2,240	6,808	4,568	0.27	2.66	0.7%

A continuación se muestra la tabla de variables de producción de los pozos del campo de estudio Well – 1 y Well – 2

Tabla 19. Resumen mensual de variables producción 2013/2014 Well 2

Histórico de Producción - WELL 2												
Año	Mes	BBLs (Oil)	BBLs (Water)	KSCF (Gas)	GOR	API	Pwh (Psi)	Pwf (Psi)	Draw - Down (Psi)	Gradiente	PI (Stbd/Psi)	WC
2013	Diciembre	7,514	154	10,372	1,204	24.2	500	6,614	4,709	0.3	1.4	2.0%
2014	Enero	1,996	18	1,838	1,247	25	1,882	6,494	4,652	0.3	1.0	0.9%
	Febrero	13,084	93	15,856	1,211	25.0	1,906	6,614	4,709	0.3	1.4	0.7%
	Marzo	15,698	107	20,363	1,353	25.5	1,842	6,494	4,652	0.3	1.0	0.7%
	Abril	13,126	86	17,204	1,318	25.4	1,607	6,105	4,497	0.3	0.5	0.7%
	Mayo	13,638	93	19,667	1,480	25.7	1,544	6,069	4,465	0.3	0.1	0.7%
	Junio	10,928	73	16,104	1,477	25.5	1,481	6,069	4,465	0.3	0.1	0.7%
	Julio	10,356	68	14,654	1,335	25.6	1,433	6,069	4,465	0.3	0.1	0.7%
	Agosto	9,945	66	12,986	1,246	25.3	1,429	6,069	4,465	0.3	0.1	0.7%
	Septiembre	9,866	67	12,890	1,320	25.5	1,368	6,069	4,465	0.3	0.1	0.7%
	Octubre	10,737	72	13,925	1,288	25.4	1,334	6,069	4,465	0.3	0.1	0.7%
	Noviembre	10,442	73	13,339	1,269	25.7	1,300	6,069	4,465	0.3	0.1	0.7%
		Diciembre	10,744	86	13,710	1,274	25.5	1,305	6,069	4,465	0.3	0.1
	TOTAL	138,075	1,056	182,909	1,325	25.5	1,536	6,188	4,652	0.27	0.37	0.8%

2.3 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS OPERACIÓN ACTUAL

Cromatografía gas Well - 1 (Choke 16/64 Separador @ 210 Psi)

Tabla 20. Cromatografía gas Well 1

Component	Mole %	Weight %
CO ₂ Carbon Dioxide	6,25	11,71
N ₂ Nitrogen	0,37	0,44
C ₁ Methane	69,92	47,77
C ₂ Ethane	12,43	15,92
C ₃ Propane	6,89	12,94
iC ₄ i-Butane	1,41	3,49
nC ₄ n-Butane	1,71	4,24
iC ₅ i-Pentane	0,42	1,29
nC ₅ n-Pentane	0,27	0,82
C ₆ Hexanes	0,16	0,60
C ₇ Heptanes	0,11	0,44
C ₈ Octanes	0,05	0,24
C ₉ Nonanes	0,01	0,10
C ₁₀ Decanes	0,00	0,00
C ₁₁ Undecanes	0,00	0,00
C ₁₂₊ Dodecanes plus	0,00	0,00
Totals :	100,00	100,00
Note: 0.00 means less than 0.005.		
Calculated Residue Properties		
	Mole Weight (g mol ⁻¹)	Density (g cm ⁻³ at 60 °F)
C ₇₊ Heptanes plus	95,3	0,7625
C ₁₀₊ Decanes plus	134,0	0,7780
C ₁₂₊ Dodecanes plus	-	-
Calculated Whole Gas Properties		
Gas Gravity	0.8143	(Air=1 @ 14.73 psia & 60 °F)
Whole Sample Mole Weight	23.48	g mol ⁻¹
Ideal Gas Density	0.9910	kg m ⁻³ @ 14.65psia, 60 °F
Ideal Gross Calorific Value	1242.3	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60 °F
Ideal Net Calorific Value	1128.6	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60 °F
Pseudo Critical Press.	686.9	psia
Pseudo Critical Temp.	421.6	Rankine
Gas Compressibility Factor, Z	0.9958	@ 14.65 psia & 60 °F
GPM (C2+)	6,57	
GPM (C3+)	3,27	

Cromatografía gas Well-2 – (Choke 16/64 Separador @ 75 Psi)

Tabla 21. Cromatografía gas Well 2

Component		Mole %	Weight %
CO ₂	Carbon Dioxide	5,87	10,89
N ₂	Nitrogen	0,38	0,45
C ₁	Methane	69,64	47,03
C ₂	Ethane	12,16	15,40
C ₃	Propane	7,18	13,33
iC ₄	i-Butane	1,53	3,74
nC ₄	n-Butane	1,96	4,81
iC ₅	i-Pentane	0,45	1,36
nC ₅	n-Pentane	0,28	0,85
C ₆	Hexanes	0,17	0,60
C ₇	Heptanes	0,11	0,43
C ₈	Octanes	0,24	0,92
C ₉	Nonanes	0,02	0,12
C ₁₀	Decanes	0,01	0,04
C ₁₁	Undecanes	0,00	0,03
C ₁₂₊	Dodecanes plus	0,00	0,00
Totals :		100,00	100,00
Note: 0.00 means less than 0.005.			
Calculated Residue Properties		Mole Weight (g mol ⁻¹)	Density (g cm ⁻³ at 60°F)
C ₇₊	Heptanes plus	94,7	0,8153
C ₁₀₊	Decanes plus	138,9	0,7823
C ₁₂₊	Dodecanes plus	-	-
Calculated Whole Gas Properties			
Gas Gravity		0,8221	(Air=1 @ 14.73 psia & 60°F)
Whole Sample Mole Weight		23,76	g mol ⁻¹
Ideal Gas Density		1,0019	kg m ⁻³ @ 14.65psia, 60°F
Ideal Gross Calorific Value		1269,5	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
Ideal Net Calorific Value		1153,5	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
Pseudo Critical Press.		683,9	psia
Pseudo Critical Temp.		424,3	Rankine
Gas Compressibility Factor, Z		0,995792	@ 14.65 psia & 60°F
GPM (C2+)		6,81	
GPM (C3+)		3,58	
Additional Information			
Real Gross Calorific Value		1274,8	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
Real Net Calorific Value		1158,3	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F

Cromatografía gas mezcla - Aguas arriba planta deshidratadora (Well 1 y Well 2)

Tabla 22. Cromatografía gas mezcla (Well 1 y Well 2)

Component	Mole %	Weight %
CO ₂ Carbon Dioxide	6,21	12,36
N ₂ Nitrogen	0,56	0,72
C ₁ Methane	74,21	53,91
C ₂ Ethane	11,31	15,39
C ₃ Propane	5,15	10,27
iC ₄ i-Butane	0,90	2,37
nC ₄ n-Butane	1,02	2,66
iC ₅ i-Pentane	0,25	0,83
nC ₅ n-Pentane	0,16	0,51
C ₆ Hexanes	0,10	0,37
C ₇ Heptanes	0,06	0,23
C ₈ Octanes	0,05	0,25
C ₉ Nonanes	0,02	0,13
C ₁₀ Decanes	0,00	0,00
C ₁₁ Undecanes	0,00	0,00
C ₁₂₊ Dodecanes plus	0,00	0,00
Totals :	100,00	100,00
Note: 0.00 means less than 0.005.		
Calculated Residue Properties		
	Mole Weight (g mol ⁻¹)	Density (g cm ⁻³ at 60°F)
C ₇₊ Heptanes plus	97,8	0,7737
C ₁₀₊ Decanes plus	-	-
C ₁₂₊ Dodecanes plus	-	-
Calculated Whole Gas Properties		
Gas Gravity	0,7633	(Air=1 @ 14.73 psia & 60°F)
Whole Sample Mole Weight	22,09	g mol ⁻¹
Ideal Gas Density	0,9303	kg m ⁻³ @ 14.65psia, 60°F
Ideal Gross Calorific Value	1167,1	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
Ideal Net Calorific Value	1058,1	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
Pseudo Critical Press.	689,1	psia
Pseudo Critical Temp.	406,3	Rankine
Gas Compressibility Factor, Z	0,996487	@ 14.65 psia & 60°F
GPM (C2+)	5,28	
GPM (C3+)	2,27	
Additional Information		
Real Gross Calorific Value	1171,2	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
Real Net Calorific Value	1061,9	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F

Tabla 23. Composición Crudo Well 1

<u>TEST NAME AND NUMBER</u>	<u>UNIT</u>	<u>RESULT</u>	
<i>Crude Hydrated</i>			
Water and Sediment	ASTM D-4007	vol%	1,4
<i>Crude Dehydrated</i>			
Gravity API @ 60 °F (seco)	ASTM D-1298		25,3
Flash Point	ASTM D-93A	°C	-2
Pour Point	ASTM D-97	°C	<-33
Sulfur X-ray	ASTM D-4294	wt%	0,727
Water and Sediment	ASTM D-4007	vol%	0,40
Vanadium	ASTM D-5863A	ppm	17
Nickel	ASTM D-5863A	ppm	11
Salt content	ASTM D-3230	PTB	12,0
Asphaltenes	IP-143	wt%	1,8
Paraffin content	UOP-46	wt%	2,5
Ash	ASTM D-482	wt%	0,002
Viscosity @ 100°F	ASTM D-445	cP	32,3
Viscosity @ 122°F	ASTM D-445	cP	23,6
Viscosity @ 210°F	ASTM D-445	cP	9,0
Total Acid Number	ASTM D-664	mg KOH/g	0,01
Distillation	ASTM D-86	°F	
IBP			244
5%			450
10%			564
20%			642
30%			670

Tabla 24. Composición Crudo Well 2

<u>TEST NAME AND NUMBER</u>	<u>UNIT</u>	<u>RESULT</u>	
<i>Crude Hydrated</i>			
Water and Sediment	ASTM D-4007	vol %	1.0
<i>Crude Dehydrated</i>			
API Gravity @ 60 °F (seco)	ASTM D-1298		24,3
Flash Point	ASTM D-93	°C	18
Pour Point	ASTM D-97	°C	18
Sulfur X-ray	ASTM D-4294	mass %	0,840
Water and Sediment	ASTM D-4007	vol %	0,30
Vanadium	ASTM D-5863	mg/kg	24
Nickel	ASTM D-5863	mg/kg	15
Salt content	ASTM D-3230	PTB	3,4
Asphaltenes	IP-143	mass %	0,90
Paraffin content	UOP-46	mass %	7,4
Ash	ASTM D-482	mass %	0,004
Viscosity @ 100 °F	ASTM D-445	cP	102,8
Viscosity @ 122 °F	ASTM D-445	cP	54,1
Viscosity @ 210 °F	ASTM D-445	cP	9,5
Total Acid Number	ASTM D-664	mg KOH/g	0,005
Distillation	ASTM D-86	°F	
IBP			210
5%			308
10%			500
20%			578
30%			602

Tabla 25. Composición Crudo de venta (Well 1 y Well 2)

TEST	METHOD	UNIT	C4	C5	71.1
			-	71.1	176.6
Yield on crude	ASTM D 2892	mass %	1.01	2.56	6.85
Yield on crude	ASTM D 2892	vol. %	1.67	3.38	7.83
Density at actual temperature ^Q	ASTM D 4052	kg/l		0.6880	0.7952
Actual temperature		°C		15.0	15.0
Density at 15°C (ASTM-table)		kg/l		0.6880	0.7952
Molecular weight	Cryoscope	amu		84.7	107.5
Characterisation value	UOP 375			12.18	11.26
Sulphur ^Q	ASTM D 2622	mass %		0.00082	0.00779
Distillation	ASTM D 86				
IBP		°C		23.3	99.4
5% recovered		°C		34.0	106.2
10% recovered		°C		36.6	108.7
20% recovered		°C		41.2	112.0
30% recovered		°C		45.5	114.6
40% recovered		°C		50.1	118.4
50% recovered		°C		54.0	123.0
60% recovered		°C		58.4	129.1
70% recovered		°C		63.0	135.9
80% recovered		°C		67.5	144.2
90% recovered		°C		72.4	153.7
95% recovered		°C		72.8	161.6
FBP		°C		79.8	170.0
Loss		vol%		4.4	1.1
Recovery		vol%		94.7	98.9
Residue		vol%		0.9	1.0

2.4 CONDICIONES DE OPERACIÓN ACTUAL

Se realizó el cuadro comparativo de las variables de producción y las condiciones de operación contra las condiciones establecidas durante la fase de diseño del proyecto según balance de masa y energía.

Tabla 26A. Comparativo de condiciones de proceso

Ítem	Descripción	Unidad	Valor (Actual)	Valor (Diseño)
1	Cabeza de Well 1			
	Presión antes de Choke	Psi	2254	2100
	Temperatura antes de Choke	°F	109	100
	Presión después de Choke	Psi	375	660
	Temperatura después de Choke	°F	90	88
	Flujo de Gas	MMSCFD	1.7	4.4
	Flujo de Líquidos	BFPD	1113	3259
2	Cabeza de pozo Well 2			
	Presión antes de Choke	Psi	1465	NA
	Temperatura antes de Choke	°F	85	NA
	Presión después de Choke	Psi	384	NA
	Temperatura después de Choke	°F	73	NA
3	Separador alta - Well 1			
	Entrada			
	Presión de línea de fluidos	Psi	340	660
	Temperatura de línea de fluidos	°F	87	88
	Salida Líquidos			
	Presión de líquidos	Psi	30	20.4
	Temperatura de líquidos	°F	81	83
	Flujo de líquidos	BFPD	1113	3259
	Salida de Gas			
	Presión de gas	Psi	340	655
Temperatura de gas	°F	91.1	87	
Flujo de gas	MMSCFD	1.68	4.80	
4	Separador alta - Well 2			
	Entrada			
	Presión de línea de fluidos	Psi	340	NA
	Temperatura de línea de fluidos	°F	77	NA
	Salida Líquidos			
	Presión de líquidos	Psi	30	NA
	Temperatura de líquidos	°F	76	NA
	Flujo de líquidos	BFPD	338	NA
	Salida de Gas			
	Presión de gas	Psi	338.2	NA
Temperatura de gas	°F	80	NA	
Flujo de gas	MMSCFD	0.42	NA	

Con éste comparativo se evidencian grandes desviaciones que pueden afectar tanto el volumen de fluidos a recuperarse como las condiciones y especificaciones de entrega.

Tabla 26B. Comparativo de condiciones de proceso (Continuación)

Ítem	Descripción	Unidad	Valor (Actual)	Valor (Diseño)
5	Separador baja - Mezcla			Solo Well 1
	Entrada			
	Presión de línea de fluidos	Psi	30	20.4
	Temperatura de línea de fluidos	°F	80	83.2
	Salida Crudo			
	Presión de líquidos	Psi	5	20.4
	Temperatura de líquidos	°F	78	83.2
	Flujo de líquidos	BOPD	1428.31	2701
	Salida Agua			
	Presión de líquidos	Psi	5	20.4
	Temperatura de líquidos	°F	80	83.2
	Flujo de líquidos	BWPD	1	0.727
	Salida de Gas			
Presión de gas	Psi	30.374	20.4	
Temperatura de gas	°F	80.1	83.2	
Flujo de gas	MMSCFD	0.16	0.378	
6	Planta deshidratadora			Solo Well 1
	Presión de entrada	Psi	300	654
	Temperatura de entrada	°F	81	87.3
	Contenido de agua a la entrada	Lb/MSCFD	42.26	56.6
	Presión de salida	Psi	280	600
	Temperatura de salida	°F	126	120
Contenido de agua a la salida	Lb/MSCFD	5.9	6	
7	Compresores de gas			Solo Well 1
	Presión de entrada	Psi	280	600
	Temperatura de entrada	°F	87	120
	Contenido de agua a la entrada	Lb/MSCFD	5.9	6
	Presión de salida	Psi	2800	3600
	Temperatura de salida	°F	106	120
Contenido de agua a la salida	Lb/MSCFD	5.3	6.0	

Según el cuadro comparativo anterior se han identificado las siguientes desviaciones principales entre las condiciones actuales y las establecidas durante la fase de diseño.

- El diseño inicial contempla la instalación de un choke manifold con el objeto de realizar una caída de producción escalonada y evitar altas caídas de temperatura que afecten el tratamiento químico de los fluidos. Sin embargo, durante la fase de construcción se eliminó la instalación de éste choke manifold.

- El diseño inicial no contempla la producción del pozo Well 2
- La composición de los fluidos de producción con las cuales se realizaron las simulaciones de proceso fueron preliminares.
- Con la entrada del pozo Well 2 la composición de la corriente de mezcla y las condiciones de producción actual han cambiado notablemente.
- La presión de los separadores en general, alta y baja presión del pozo Well 1 difiere de la presión de diseño y como se menciona en el punto anterior tampoco contemplan la composición y flujo del pozo Well 2.
- El diseño inicial no tuvo en cuenta las distancias reales entre equipos, longitud de tubería lo cual genera una incertidumbre en el cálculo hidráulico realizado.
- La simulación de proceso inicial no contempla la instalación de la planta deshidratadora.

Con las desviaciones identificadas anteriormente se hace necesario realizar nuevamente la simulación de proceso incluyendo los pozos, y las condiciones de operación actual para identificar los impactos negativos y/o positivos en las opciones de optimización del proyecto.

2.5 SIMULACIÓN DE PROCESO A LAS CONDICIONES ACTUALES

En el numeral 2,3 del presente documento se realizó el comparativo de las condiciones actuales de operación contra las bases de diseño establecidas al inicio del proyecto para el diseño y construcción de las facilidades. Por tanto se hace necesario realizar nuevamente la simulación del proceso contemplando las siguientes premisas:

- La producción del segundo Well – 2 y la composición y características de los fluidos asociados.
- El pronóstico de producción del campo según el plan de desarrollo tomando como Input el análisis de fluidos actualizados (Assay y cromatografías) de los dos pozos.

- Las condiciones operacionales actuales de flujo, presión, temperatura, etc. para verificar si son condiciones óptimas por medio de un análisis de sensibilidad de variables en HYSYS.
- Estudiar la necesidad y viabilidad de instalación de nuevos equipos que garanticen las especificaciones de entrega del crudo y gas producidos, la integridad de las instalaciones y en busca de oportunidades de aprovechamiento de recursos y energía.

Según lo anterior verificar si las condiciones de operación actuales son óptimas o se hace necesario realizar ajustes en busca de una mayor recuperación de líquidos, obtener mejor calidad del crudo de producción, mitigar riesgos operacionales, etc.

En el Anexo 3 se presenta el esquema resultado de la simulación actualizada, en HYSIS, del proceso de las facilidades del campo de estudio contemplando la configuración actual de equipos, las propiedades y parámetros de la operación, y el comparativo de las especificaciones de entrega de los fluidos crudo y gas de ventas con respecto a las condiciones comerciales del mercado actual.

2.6 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE VARIABLES DE PROCESO

Una vez actualizada la simulación de proceso se realizó un análisis de sensibilidad de variables para verificar si la operación actual era eficiente y para identificar opciones de mejora.

A continuación se presenta el resumen del análisis indicando que las condiciones de operación actual de la facilidad son óptimas en términos de presiones de separación y recuperación de líquidos.

Tabla 27. Sensibilidad de presión de separador Well 1 y Well 2

Sensibilidad - Presión de Separador Well 1							
Sensibilidad	Psep Well 1	Psep Well 2	Psep Baja	STBPD	API	MMSCFD Venta	KSCFD TEA
1	1000	384	30	1507	23.42	1.821	253.7
2	800	384	30	1509	23.53	1.854	215.3
P Diseño	660	384	30	1510	23.61	1.881	185.8
P Operación	375	384	30	1511	23.73	1.944	118.3
3	300	384	30	1510	23.73	1.963	98.88
5	250	384	30	1510	23.71	1.977	85.74
límite de presión succión de compresores							
Sensibilidad - Presión de Separador Well 2							
Sensibilidad	Psep Well 1	Psep Well 2	Psep Baja	STBPD	API	MMSCFD Venta	KSCFD TEA
1	375	1000	30	1508	23.59	1.9	168.4
2	375	800	30	1509	23.64	1.913	152.8
P Diseño	375	500	30	1511	23.71	1.936	126.1
P Operación	375	384	30	1511	23.73	1.944	118.3
3	375	300	30	1511	23.72	1.956	105.5
4	375	250	30	1511	23.72	1.962	99.84
límite de presión succión de compresores							

Tabla 28. Sensibilidad de presión de separador de baja

Sensibilidad - Presión de Separador de baja (Well 1 + Well 2)									
Sensibilidad	Psep Well 1	Psep Well 2	Psep Baja	STBPD	API	MMSCFD Venta	KSCFD TEA	SCFD Tanques	RVP
1	375	384	100	1533	25.02	1.958	61.54	4548	40.41
2	375	384	70	1526	24.60	1.958	75.56	5161	31.42
3	375	384	50	1520	24.23	1.958	87.62	5957	23.32
4	375	384	40	1516	24.00	1.958	94.97	6657	17.99
5	375	384	35	1514	23.87	1.958	99.11	7153	14.85
P Operación	375	384	30	1511	23.73	1.944	118.3	7824	11.45
6	375	384	20	1503	23.36	1.958	114.2	10150	3.529
RVP permisible < 12									

Tabla 29. Sensibilidad de incremento de producción de gas

Sensibilidad de incremento de producción del pozo Well 1 - Capacidad de la facilidad para el manejo de gas										
Sensibilidad	Psep Well 1	Psep Well 2	Psep Baja	BOPD Well 1	MMSCFD Well 1	BOPD Well 2	MMSCFD Well 2	MMSCFD Venta	KSCFD TEA	SCFD Tanques
P Operación	375	384	30	1124	1.700	309.0	380.42	1.944	118.3	7824
1	375	384	30	1428	2.209	309.0	380.42	2.416	135	8350
2	375	384	30	1600	2475	309.0	380.42	2.663	140	9021
Límite capacidad instalada de compresión										

3 ESTUDIO CONCEPTUAL DE ALTERNATIVAS DE OPTIMIZACIÓN

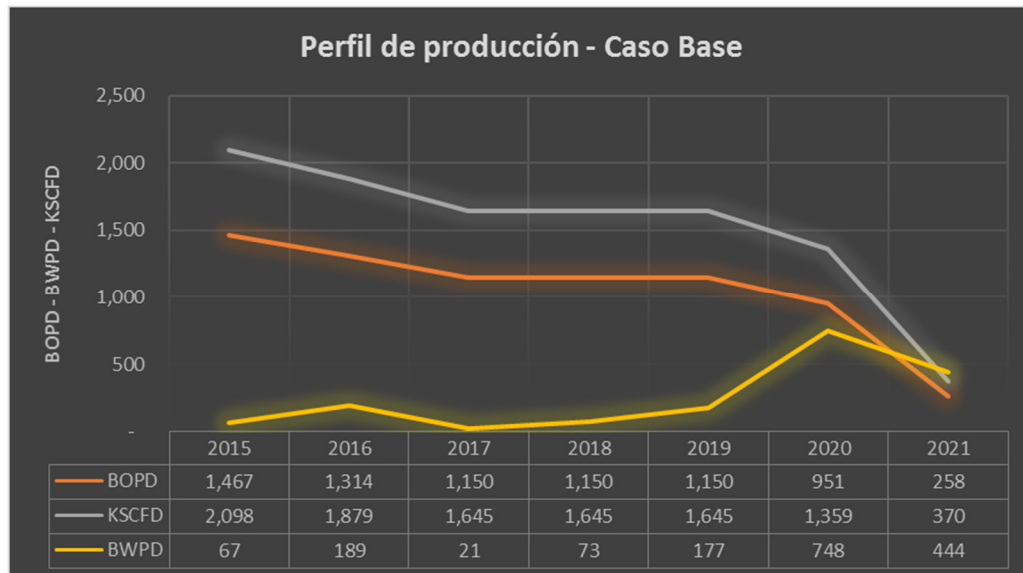
3.1 PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN DE CRUDO, AGUA Y GAS

Para iniciar con la evaluación de alternativas de optimización y plan a futuro es necesario conocer los pronósticos de producción del campo de estudio para así determinar las limitaciones de capacidad que tienen las facilidades actuales y el plan de trabajo a seguir. A continuación se presenta el pronóstico de producción estimado para el campo de estudio, en la Formación Mirador, a continuación presentan el perfil de producción de forma tabular y grafica para el caso base.

Tabla 30. Perfil de producción caso base - campo de estudio

Campo de Estudio - Mirador Caso base							
Año	BOPD	KSCFD	BWPD	WC	Cum Oil (Bbls)	Cum Gas (KSCF)	Cum Water (Bbls)
2015	1,467	2,098	67	4%	1,297,781	1,867,407	30,000
2016	1,314	1,879	189	13%	1,777,391	2,553,242	98,985
2017	1,150	1,645	21	2%	2,197,141	3,153,667	106,650
2018	1,150	1,645	73	6%	2,616,891	3,754,092	133,295
2019	1,150	1,645	177	13%	3,036,641	4,354,517	197,900
2020	951	1,359	748	44%	3,383,756	4,850,552	470,920
2021	258	370	444	63%	3,477,926	4,985,602	632,980

Figura 11. Perfil de producción caso base - campo de estudio



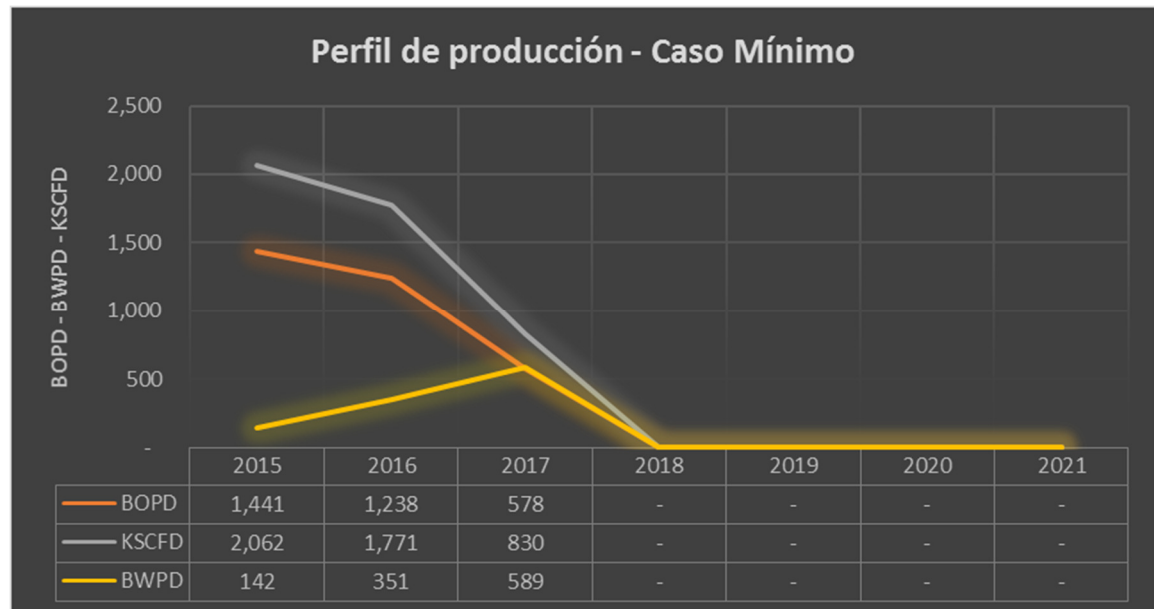
Como se evidencia en la gráfica anterior, la viabilidad económica del campo de estudio para el caso base se presenta hasta el año 2021. La disminución del corte de agua a partir del año 2016 obedece al cierre del pozo WELL – 2, el pozo con mayor producción de agua del campo de estudio. La producción acumulada del campo para el caso base es de 3.47 MMBBLS.

Las sensibilidades correspondientes al perfil de producción para el campo de estudio, corresponden a la variación en el tamaño del yacimiento, el cual es la variable principal de incertidumbre en este yacimiento. El caso Mínimo y Caso Máximo se presentan de forma Tabular y Grafica a continuación.

Tabla 31. Perfil de Producción campo de estudio - Caso Mínimo

Campo de Estudio - Mirador Caso Mínimo							
Año	BOPD	KSCFD	BWPD	WC	Cum Oil (Bbls)	Cum Gas (KSCF)	Cum Water (Bbls)
2015	1,441	2,062	142	9%	1,288,291	1,854,267	57,375
2016	1,238	1,771	351	22%	1,740,161	2,500,682	185,490
2017	578	830	589	50%	1,951,131	2,803,632	400,475

Figura 12. Perfil de Producción campo de estudio - Caso Mínimo

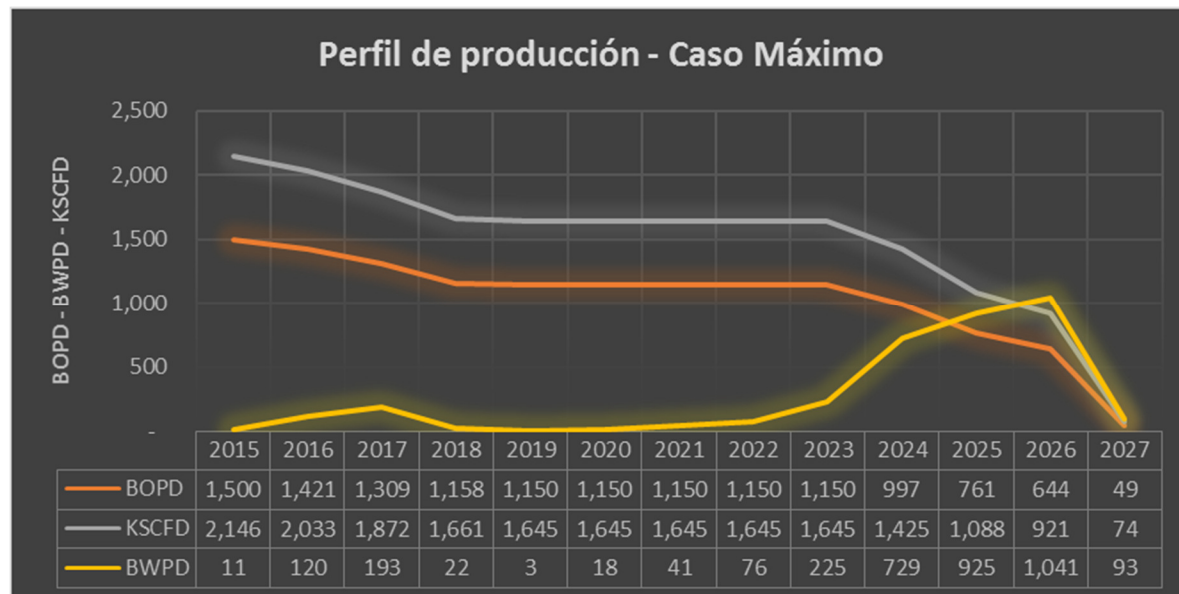


Como se evidencia en la gráfica anterior, la viabilidad económica del campo de estudio para el caso mínimo se presenta hasta el año 2018. La producción acumulada del campo para el caso mínimo es de 1.95 MMBBLS.

Tabla 32. Perfil de Producción campo de estudio - Caso Máximo

Campo de Estudio - Mirador Caso Máximo							
Año	BOPD	KSCFD	BWPD	WC	Cum Oil (Bbls)	Cum Gas (KSCF)	Cum Water (Bbls)
2015	1,500	2,146	11	1%	1,309,826	1,884,927	9,560
2016	1,421	2,033	120	8%	1,828,491	2,626,972	53,360
2017	1,309	1,872	193	13%	2,306,276	3,310,252	123,805
2018	1,158	1,661	22	2%	2,728,946	3,916,517	131,835
2019	1,150	1,645	3	0%	3,148,696	4,516,942	132,930
2020	1,150	1,645	18	2%	3,568,446	5,117,367	139,500
2021	1,150	1,645	41	3%	3,988,196	5,717,792	154,465
2022	1,150	1,645	76	6%	4,407,946	6,318,217	182,205
2023	1,150	1,645	225	16%	4,827,696	6,918,642	264,330
2024	997	1,425	729	42%	5,191,601	7,438,767	530,415
2025	761	1,088	925	55%	5,469,366	7,835,887	868,040
2026	644	921	1,041	62%	5,704,426	8,172,052	1,248,005
2027	49	74	93	65%	5,722,311	8,199,062	1,281,950

Figura 13. Perfil de Producción campo de estudio - Caso Máximo



Como se evidencia en la gráfica anterior, la viabilidad económica del campo de estudio para el caso máximo se presenta hasta el año 2027. La disminución del corte de agua inicial a partir del año 2017 obedece al cierre del pozo WELL – 2, el pozo con mayor producción de agua del campo de estudio. La producción acumulada del campo para el caso base es de 5.7 MMBBLS.

3.2 PLAN DE DESARROLLO DEL CAMPO

Para que las facilidades de tratamiento del campo de estudio puedan alinearse a las condiciones establecidas dentro del plan de desarrollo del campo se hace necesario analizar según cada línea de interés a continuación:

3.2.1 Producción

- Contemplar el incremento de la producción de agua del campo para y el diseño de la estrategia para el manejo del agua, tratamiento y disposición que sea eficiente en términos de costos - beneficio.
- La pérdida de productividad creciente que se tiene en el campo indica que pronto será necesaria la instalación de un sistema de levantamiento artificial para mantener la producción. Lo anterior se complementará con la recomendación de realizar un estudio de determinación y caracterización del daño de la formación de los dos pozos.

3.2.2 Condiciones de operación

- Capacidad actual de las facilidades y condiciones de proceso ideales para la optimización de eficiencia de equipos, maximizar el uso de los recursos y recuperación de condensados, disminuir los residuos de producción e identificar las limitantes que tienen las instalaciones para el recibo de la producción de nuevos pozos del campo.
- Cumplir con las exigencias de la Agencia Nacional de Hidrocarburos en lo referente a la minimización de quema de gas, según la ANH estas quemadas deberán estar cercanas a cero.

3.2.3 Comercialización de crudo y gas y entorno

- El aprovechamiento de oportunidades del mercado y la cercanía del campo de estudio al sistema nacional de oleoductos, gasoductos y redes de distribución eléctrica, con el objeto de disminuir costos de transporte de crudo y gas comprimido GNC, ahorros en generación eléctrica y consumo de combustibles, y adicionalmente mitigar riesgos de las operaciones de producción, transporte y comercialización de crudo y gas. Todo lo anterior acorde al plan de desarrollo del campo.
- Estimar las reclamaciones y recomendaciones de los clientes de GNC en cuanto a las deficiencias del sistema de sistema de compresión, medición y cargue de GNC.

3.3 ANÁLISIS DE RIESGOS

Con base en las premisas del plan de desarrollo del campo, el diagnóstico de condición de las facilidades, la nueva simulación de proceso que contempla las variables de producción actual y el análisis de condiciones del entorno de mercado de crudo y gas se presenta a continuación el análisis de riesgo integral y el árbol de decisión diseñado para la estrategia de optimización y opciones de mejora.

Para el análisis de riesgo se contempló el siguiente procedimiento: Identificar los riesgos, cualificarlos/priorizarlos, cuantificarlos, y diseñar un plan de respuesta.

3.3.1 Identificar los riesgos

Para realizar el análisis de fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas con base en el estado operativo actual y las condiciones de entorno del proyecto se realizaron reuniones con expertos y personal de operaciones del campo.

A continuación se presenta la identificación de riesgos asociados a las variables de producción. Riesgo de Producción (RP).

- **RP-1** Si incrementa la producción de crudo en 1 KBOPD, capacidad superada de la planta, diferidas de producción.
- **RP-2** Si incrementa la producción de gas 1 MMSCFD, capacidad superada de la planta, incremento de quema, diferidas de producción.

- **RP-3** Si incrementa la producción de gas 1 MMSCFD, sobre oferta de gas, pérdida de ventas.
- **RP-4** Si incrementa la producción de agua 0.5 KBWPD, no hay facilidades de tratamiento, altos costos de operación.
- **RP-5** Si disminuye la producción de crudo a 400 BOPD, altos costos de levantamiento, cierre del campo.
- **RP-6** Si disminuye el IP, daño de formación, necesidad de intervención de pozo.
- **RP-7** Si disminuye la presión del yacimiento, necesidad de ALS, necesidad de inversión CAPEX.

A continuación se presenta la identificación de riesgos asociados a las condiciones de operación actuales, las diferencias entre éstas y las condiciones establecidas en la fase de diseño. Riesgo de operación (RO)

- **RO-1** Si la composición de los fluidos de la fase de diseño difiere de las actuales, menor recuperación de líquidos, operación ineficiente, riesgos operacionales.
- **RO-2** Si hay una caída brusca y no controlada de la presión entre cabeza de pozo y el sistema de separación, baja temperatura, problemas de tratamiento químico.
- **RO-3** Si hay una caída brusca y no controlada de la presión entre cabeza de pozo y el sistema de separación, congelamiento de líneas de flujo y válvulas, inconvenientes operativos.
- **RO-4** Si hay una caída brusca y no controlada de la presión entre cabeza de pozo y el sistema de separación, arrastre de livianos en la corriente de gas, baja recuperación de líquidos.
- **RO-5** Si la presión de los separadores no es la óptima, arrastres de líquidos en la corriente de gas, baja recuperación de líquidos.
- **RO-6** Si incrementa el volumen de gas en separador de baja, volumen de gas en la TEA superior al permitido por la ANH > 350 KSCFD, inconvenientes con la ANH.

- **RO-7** Si hay fallas en el sistema de compresión y venta de gas, volumen de gas en la TEA superior al permitido por la ANH, inconvenientes con la ANH
- **RO-8** Si hay fallas en la planta deshidratadora, contenido de agua superior a 6 LB/MMSCF, inconvenientes en la venta de gas.
- **RO-9** Si hay fallas en la planta deshidratadora, contenido de agua superior a 6 LB/MMSCF, inconvenientes en el sistema de generación.
- **RO-10** Si hay fallas en el sistema de control de proceso, incertidumbre operativa, productos fuera de especificaciones de venta, altos costos de tratamiento químico.
- **RO-11** Si hay fallas en el sistema de medición de crudo, gas y agua, incertidumbre operativa y comercial, problemas de reporte de la operación.
- **RO-12** Si hay fallas en el sistema de shut down de la planta, en caso de necesitarse, riesgos operacionales, derrames, accidentes.
- **RO-13** Si hay fallas en el sistema de cargue de crudo, incumplimiento en las ventas, altos inventarios.
- **RO-14** Si hay fallas en el sistema de cargue de gas, incumplimiento en las ventas, altas quemas, problemas operacionales.
- **RO-15** Si el crudo se encuentra fuera de especificaciones de venta, inconvenientes en el sistema nacional, altos costos de stand by, multas.
- **RO-16** Si el gas se encuentra fuera de especificaciones de venta, inconvenientes con los clientes, quema de gas en TEA, inconvenientes con la ANH.
- **RO-17** Si el gas de venta se encuentra a alta temperatura, ineficiencia volumétrica de cargue, altos costos de transporte.

A continuación se presenta la identificación de riesgos asociados a las condiciones de entorno para los cuales las facilidades de producción deberán estar preparadas para el plan de respuesta de los mismos. Riesgo de Entorno (RE)

- **RE-1** Si el precio del crudo baja, baja viabilidad del proyecto, cierre del campo.
- **RE-2** Si hay incumplimiento parcial de los clientes de gas, altas quemas de gas, inconvenientes con la ANH.
- **RE-3** Si hay incumplimiento parcial de los clientes de gas, disposición de gas por terceros, altos costos operativos.
- **RE-4** Si hay incumplimiento total, disposición de gas por terceros quema de gas, altos costos operativos, quemas de gas, posible cierre del campo
- **RE-5** Si se presenta un bloqueo por parte de la comunidad por una semana, no entrada de vehículos para crudo y gas, altos inventarios y cierre de pozo.
- **RE-6** Si hay altos costos de transporte de crudo por carrotanque, disminución de la rentabilidad del proyecto, posible cierre del campo.
- **RE-7** Si no hay cliente de gas fuera de condiciones RUT, conexión al sistema nacional de gasoductos, instalar planta de endulzadora, city gate y gasoducto.
- **RE-8** Si no hay cliente de gas fuera de condiciones RUT, conexión al sistema eléctrico nacional, instalar planta de generación en sitio.
- **RE-9** Si hay necesidad de disminución de costos de generación en otros campos, transporte y venta de GNC, menores ventas de gas In Situ.

3.3.2 Realizar el análisis cualitativo

Se utiliza para categorizar los riesgos y una vez priorizados agruparlos y enfocar los esfuerzos en los de mayor interés según su urgencia. A continuación se presentan las escalas de probabilidad e impacto establecidas para realizar el análisis cualitativo de los riesgos.

Tabla 33. Definición de escalas de probabilidad e impacto

Escala de Probabilidad										
Calificación	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Interpretación	Baja		Media		Media Alta		Alta		Hecho	
Escala de Impacto (Alcance, Tiempo, Costo, Calidad, Gestión Integral)										
Calificación	Interpretación									
1	Fracaso (Amenaza) / Exito (Oportunidad) total Impacto = 100%									
2	Impacto entre 80% y 90%									
3	Impacto entre 70% y 80%									
4	Impacto entre 60% y 70%									
5	Impacto entre 50% y 60%									
6	Impacto entre 40% y 50%									
7	Impacto entre 30% y 40%									
8	Impacto entre 20% y 30%									
9	No representa un impacto significativo < 10%									
10	No representa un impacto Real = 0%									

Una vez identificados los riesgos y establecidas las escalas de probabilidad e impacto, se procede a la elaboración de la matriz de Probabilidad-Impacto de los riesgos identificados.

Tabla 34. Matriz de riesgos cuantificada

Probabilidad	10	<u>Hecho</u>				RO-2, RO-17	RO-1, RO-4, RO-5	RP-6, RE-9				RE-1
	9											
	8	<u>Alta</u>										
	7					RO-11				RO-6		
	6	<u>Media Alta</u>										
	5											
	4	<u>Media</u>				RO-15, RO-16	RO-11	RO-14	RP-4, RE-3	RO-6		RE-5
	3											
	2	<u>Baja</u>			RE-6, RE-7, RE-8	RO-3	RO-10, RO-13	RO-8, RO-9	RP-7, RE-2	RP-5, RE-4	RO-7	RP-1, RP-2, RP-3, RO-12
	1											
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
			Impacto									

Se evidencia que los riesgos cuantificados producen impactos significativos según su clasificación, por tanto se procederá a agrupar los riesgos que correspondan a paquetes de trabajo similares ya sea por las causas/consecuencias que generan, el área de afectación, el tipo de solución, el personal recomendado para planear la respuesta, etc. y posteriormente a establecer el impacto real en términos monetarios. La estimación de impacto monetario se realizará de forma conceptual.

3.3.3 Realizar el análisis cuantitativo

Determinar probabilidad e impacto cualitativo, análisis de sensibilidad y de valor monetarios esperado y árbol de decisión.

Adicionalmente determinar que eventos de riesgo requieren respuesta, cual es la exposición al riesgo del proyecto, y crear objetivos de costos, cronograma o alcance que sean realistas y realizables.

Para la definición del impacto de cada uno de los riesgos identificados se contemplaron las siguientes premisas:

- Costos operaciones del campo (OPEX)
- Tarifas de venta de gas (USD/BBL)
- Tarifas de venta de crudo (USD/MMBTU)
- Tarifas de tratamiento de agua en planta externa (USD/BW)
- Costos de mantenimiento de equipos de proceso para crudo y gas (USD/Mes) según plan de mantenimiento preventivo.
- Multas por productos fuera de especificación según contratos de comercialización de crudo y gas.
- Ingeniería conceptual y estimación de presupuesto para inversiones CAPEX de interconexión a infraestructura Oil&Gas cercana.
- Precio de venta de crudo y gas del mercado actual.

Tabla 35. Análisis cuantitativo de los riesgos

Análisis Cuantitativo de las amenazas - Facilidades de producción				
Paquete de Trabajo	ID - Riesgo	Probabilidad	Impacto (KUSD/Day)	Valor Monetario Esperado (VME)
Incremento de producción	RP-1	10%	\$ -	\$ -
	RP-2	10%	\$ 5,263	\$ 526.32
	RP-3	10%	\$ 18,043	\$ 1,804
	RP-4	40%	\$ 3,000	\$ 1,200
Reducción de producción	RP-5	20%	\$ 30,000	\$ 6,000
	RP-6	100%	\$ 15,000	\$ 15,000
	RP-7	10%	\$ 10,959	\$ 1,096
Diferencias bases de diseño Vs Operación actual	RO-1	100%	\$ -	\$ -
	RO-2	100%	\$ 70	\$ 70
	RO-3	10%	\$ 70	\$ 7
	RO-4	100%	\$ -	\$ -
	RO-5	100%	\$ 90	\$ 90
Incremento de volumen de gas en TEA	RO-6	30%	\$ 3,000	\$ 900
	RO-7	20%	\$ 182	\$ 36
	RE-2	10%	\$ 1,522	\$ 152
	RE-3	10%	\$ 1,812	\$ 181
Incertidumbre operativa, riesgos operacionales, mala imagen	RO-8	10%	\$ 670	\$ 67
	RO-9	10%	\$ 6,913	\$ 691
	RO-10	10%	\$ 34,783	\$ 3,478
	RO-11	40%	\$ 2,152	\$ 861
	RO-12	10%	\$ 51,696	\$ 5,170
	RO-13	5%	\$ 1,482	\$ 74
	RO-14	30%	\$ 2,232	\$ 670
	RO-15	30%	\$ 1,482	\$ 445
	RO-16	30%	\$ 6,696	\$ 2,009
Posibles pérdidas de producción	RO-17	100%	\$ 670	\$ 670
	RE-1	100%	\$ 30,000	\$ 30,000
	RE-4	20%	\$ 51,696	\$ 10,339
Nuevas oportunidades de mercado	RE-5	30%	\$ 51,696	\$ 15,509
	RE-6	10%	\$ 1,500	\$ 150
	RE-7	10%	\$ 2,870	\$ 287
	RE-8	10%	\$ 3,826	\$ 383
	RE-9	100%	\$ 913	\$ 913
			VME Inicial	\$ 98,777

3.3.4 Planificar el plan de respuestas

Plan de respuesta para los riesgos analizados. Para AMENAZAS haciendo uso de las estrategias de respuesta a los riesgos (Evitar, mitigar, transferir, aprovechamiento. Para OPORTUNIDADES (Explotar, mejorar, compartir).

3.4 SELECCIÓN DE LAS PROPUESTAS TÉCNICO-ECONÓMICAS DE OPTIMIZACIÓN

Para la selección de alternativas se analizó la manera en que cada una de las opciones analizadas impacta negativa, positivamente o no tiene una influencia significativa el proyecto. Según lo anterior se usó la metodología de árbol de decisión considerando los eventos futuros (probabilidad e Impacto) y poder tomar la decisión en el presente del plan de respuesta a implementar.

3.4.1 Árbol de decisiones

Se presenta a continuación el árbol de decisión elaborado para cada uno de los paquetes de trabajo identificados teniendo presente la probabilidad y el impacto tanto de cada riesgo como de la alternativa de optimización a implementarse.

3.4.2 Alternativas de optimización – Factores de producción

Tabla 36. Árbol de decisiones riesgos asociados a la producción

Paquete de Trabajo	Desviación/Evento	ID Riesgo	Alternativas	VME (KUSD/Día)	Menor VME (KUSD/Día)	Plan de Respuesta
Producción	Incremento	RP-1	Continuar con la operación actual	\$ -	\$ -	Aceptar el Riesgo
			Aumentar capacidad de crudo	\$ 20.00		
		RP-2	Continuar con la operación actual	\$ 526.32	\$ 10	Mitigar el Impacto
			Aumentar capacidad de compresión	\$ 9.53		
		RP-3	Continuar con la operación actual	\$ 1,804.35	\$ 667	Mitigar el Impacto
			Transporte de disposición	\$ 666.67		
		RP-4	Continuar con la operación actual	\$ 1,200.00	\$ 300	Mitigar el Impacto
	Aumentar capacidad de tratamiento		\$ 300.00			
	Disminución	RP-5	Continuar con la operación actual	\$ 6,000.00	\$ 1,644	Mitigar el Impacto
			Implementar ALS	\$ 1,643.84		
		RP-6	Continuar con la operación actual	\$ 15,000.00	\$ 2,740	Mitigar la probabilidad
			Implementar estimulación	\$ 2,739.73		
		RP-7	Continuar con la operación actual	\$ 1,095.89	\$ 1,096	Aceptar el Riesgo
			Implementar inyección de gas	\$ 1,369.86		
				\$ 32,376		

3.4.3 Alternativas de optimización – Factores de operación

Tabla 37. Árbol de decisiones riesgos asociados a la operación

Paquete de Trabajo	Desviación/Evento	ID Riesgo	Alternativas	VME (KUSD/Día)	Menor VME (KUSD/Día)	Plan de Respuesta	
Operaciones	Diferencias de Diseño	RO-1	Continuar con la operación actual	\$ -	38	Aceptar el Riesgo	
			Actualizar las condiciones de operación	\$ 38.36			
		RO-2	Continuar con la operación actual	\$ 70.13	71	Aceptar el Riesgo	
			Instalar Choke Manifold	\$ 71.03			
		RO-3	Continuar con la operación actual	\$ 7.01	7	Aceptar el Riesgo	
			Instalar Choke Manifold	\$ 70.10			
		RO-4	Continuar con la operación actual	\$ -	71	Aceptar el Riesgo	
			Instalar Choke Manifold	\$ 71.03			
		RO-5	Continuar con la operación actual	\$ 90.00	41	Evitar el Riesgo	
			Análisis de laboratorio e implementar	\$ 41.10			
		Incremento Gas - TEA	RO-6	Continuar con la operación actual	\$ 900.00	192	Mitigar el Riesgo
				Implementar VRU	\$ 191.86		
			RO-7	Continuar con la operación actual	\$ 36.44	22	Mitigar la probabilidad
				Mantenimiento preventivo de equipos	\$ 22.22		
			RE-2	Continuar con la operación actual	\$ 152.17	333	Aceptar el Riesgo
				Transporte de disposición	\$ 333.33		
			RE-3	Continuar con la operación actual	\$ 181.16	181	Aceptar el Riesgo
	Transporte de disposición	\$ 333.33					
	Incertidumbre	RO-8	Continuar con la operación actual	\$ 66.96	14	Mitigar la probabilidad	
			Mantenimiento preventivo de equipos	\$ 14.49			
		RO-9	Continuar con la operación actual	\$ 691.30	14	Mitigar la probabilidad	
			Instalar Choke Manifold	\$ 14.49			
		RO-10	Continuar con la operación actual	\$ 3,478.26	41	Mitigar la Probabilidad	
			Revisión de Ing de control	\$ 41.10			
		RO-11	Continuar con la operación actual	\$ 860.71	122	Mitigar la probabilidad	
			Auditoría de medición e implementar	\$ 122.22			
		RO-12	Continuar con la operación actual	\$ 5,169.57	41	Mitigar la probabilidad	
			Análisis de laboratorio e implementar	\$ 41.10			
		RO-13	Continuar con la operación actual	\$ 74.11	7	Mitigar la probabilidad	
			Mantenimiento preventivo de equipos	\$ 7.25			
		RO-14	Continuar con la operación actual	\$ 669.57	65	Mitigar la probabilidad	
			Mantenimiento preventivo de equipos	\$ 65.22			
		RO-15	Continuar con la operación actual	\$ 444.66	12	Mitigar la probabilidad	
			Asegurar tratamiento químico	\$ 12.33			
RO-16		Continuar con la operación actual	\$ 2,008.70	12	Mitigar la probabilidad		
	Mantenimiento preventivo de equipos	\$ 12.33					
RO-17	Continuar con la operación actual	\$ 669.57	274	Evitar el Riesgo			
	Instalar Aeroenfriadores	\$ 273.97					

3.4.4 Alternativas de optimización – Factores de entorno

Tabla 38. Árbol de decisiones riesgos asociados al entorno

Paquete de Trabajo	Desviación/Evento	ID Riesgo	Alternativas	VME (KUSD/Día)	Menor VME (KUSD/Día)	Plan de Respuesta
Entorno	Pérdidas de Producción	RE-1	Continuar con la operación actual	\$ 30,000.00	\$ 18,000	Mitigar el Impacto
			Optimización de costos operativos	\$ 18,000.00		
		RE-4	Continuar con la operación actual	\$ 10,339.13	\$ 145	Mitigar el Impacto
			Transporte de disposición	\$ 144.93		
		RE-5	Continuar con la operación actual	\$ 15,508.70	\$ 2,613	Evitar el Riesgo
			Gestión social, (+) almacenamiento	\$ 2,613.44		
	Oportunidades de mercado	RE-6	Continuar con la operación actual	\$ 150.00	\$ 150	Aceptar el Riesgo
			Interconexión a oleoducto	\$ 1,030.59		
		RE-7	Continuar con la operación actual	\$ 286.96	\$ 287	Aceptar el Riesgo
			Interconexión a gasoducto	\$ 983.17		
		RE-8	Continuar con la operación actual	\$ 382.61	\$ 383	Aceptar el Riesgo
			Interconexión a red eléctrica	\$ 416.67		
RE-9	Continuar con la operación actual	\$ 913.04	\$ (1,370)	Explotar Oportunidad		
	Generar con GNC en otros campos	\$ 1,369.86				

La estimación anterior se realizó de forma conceptual con el objeto único de establecer prioridades de implementación y eliminación de las alternativas que no estén alineadas a los objetivos del presente estudio, a los objetivos de la organización y/o el plan de desarrollo del campo.

Como resultado del análisis de riesgos, la evaluación de alternativas y la definición del plan de respuesta, se concluye que el **Valor Monetario Esperado (VME)** de la materialización de todos los riesgos según su probabilidad e impacto disminuye de **98.78 KUSD/Día a 28.2 KUSD/Día** (71 % de mitigación) si llegan a implementarse las recomendaciones analizadas.

Tabla 39. Reducción del VME según plan de respuesta de los riesgos

Evaluación de Alternativas	USD/Día
VME Inicial	\$ 98,777
VME Final	\$ 28,225
% de Mitigación	71%

Adicional a los beneficios económicos que representa la implementación de éstas recomendaciones de optimización, se obtendrán beneficios intangibles como el mejoramiento de imagen de la compañía operadora, la eficiencia operacional y la mitigación de riesgos técnicos, económicos, sociales y en seguridad ocupacional a futuro. En el Anexo 1 se presenta el resumen del plan de respuesta a los riesgos identificados.

4 HALLAZGOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 HALLAZGOS

- La capacidad de tratamiento de fluidos de la facilidad es suficiente para soportar un crecimiento del volumen de líquidos hasta 3 KFPD lo cual no supera las proyecciones de perfiles en el plan de desarrollo del campo de estudio. Por tanto no es necesario ampliar la capacidad de almacenamiento.
- Una vez realizado el seguimiento a la producción del campo se evidencia la disminución del índice de productividad de los dos pozos por tanto es necesario realizar un análisis de laboratorio para determinar y caracterizar el daño de formación, y posteriormente se hace necesario realizar una estimulación a los pozos Well 1 y Well 2 para incrementar el índice de productividad del campo.
- Se evidenció el impacto positivo que se obtuvo con la instalación de la planta deshidratadora para poder cumplir con las condiciones contractuales del gas de venta para el contenido de agua que actualmente se encuentra por debajo de 6 Lb/MMSCFD.

4.2 CONCLUSIONES

- En caso de haber una actualización de los perfiles y número de pozos del plan de desarrollo se debe realizar un diseño en particular para dichas condiciones y determinar si se hace necesario reinyectar gas de producción para sostener la presión de fondo y no perder producción.
- Según los perfiles del plan de desarrollo del campo, las condiciones comerciales actuales de venta en boca de pozo y la estimación presupuestal (2 MMUSD) no se recomienda la instalación de una planta de endulzamiento para disminuir el 6% de CO₂ que tiene la corriente de gas. Aunque por esta condición el gas no cumple especificaciones RUT, el bajo contenido de CO₂ no afecta los contratos de venta de gas en boca de pozo actuales ni la generación eléctrica de la planta.
- Con base en la actualización de la simulación de proceso se logró cuantificar el beneficio comercial de no perder los clientes por el alto contenido de agua que tenía el gas en su fase inicial. La instalación de la planta deshidratadora redujo el contenido de agua de 60 Lb/MMSCFD a 5 Lb/MMSCFD.

- Acorde al análisis de sensibilidad de variables se concluye que las condiciones de operación actual son óptimas para las variables de producción actuales. Por tanto se recomienda continuar bajo esos parámetros logran máxima eficiencia en la recuperación de líquidos, volumen de gas en TEA y tanques y estabilización de livianos en la corriente líquida.
- La sensibilización de presión en los separadores de alta se limita en el rango superior por la eficiencia de recuperación de líquidos, y al incremento del volumen de gas en la TEA.
- La sensibilización de presión en los separadores de alta se limita en el rango inferior por la presión mínima de succión de los compresores la cual es 250 Psi.
- El incremento de la presión en el separador de baja se limita a la producción de livianos inestables en la corriente de líquido y se ve limitada a que el RVP se encuentre entre 10 y 12 Psi.
- La instalación de los aeroenfriadores aguas arriba del sistema de compresión junto con sus Scrubbers no solo garantizará la eficiencia volumétrica de cargue por alta temperatura sino evitará a futuro problemas de mantenimiento e integridad en las columnas de medición y cargue de gas y en las unidades de almacenamiento de gas a alta presión.
- Aunque se cuenta con infraestructura cercana al proyecto, las oportunidades de interconexión a los sistemas nacionales de oleoductos, gasoductos y redes eléctricas no son viables según las condiciones de producción del plan de desarrollo del campo. Ésta alternativa fue analizada y cuantificada con el análisis de riesgos realizado. Sin embargo se recomienda realizar estudios de ingeniería conceptual para analizar éstos proyectos en otras fases del negocio.

4.3 RECOMENDACIONES

- En caso de tener un incremento de la producción de gas de 500 KSCFD, no evidenciado en el plan de desarrollo actual, para evitar el incremento de gas de quema en la TEA se hace necesario instalar un compresor de gas adicional. Con lo anterior también se garantiza un mayor volumen de venta de gas.
- En caso de tener un incremento de la producción de agua entre 500 y 1000 BWPD y para evitar sobrecostos de tratamiento, transporte y disposición de

agua de producción se recomienda la instalación de un Gun Barrel y un sistema de tratamiento y evaporación de agua. Si el incremento de agua no supera los 500 BWPD la opción más económica es disponer el agua en una planta externa. Si la producción de agua es superior a los 200 BWPD se hace necesario pensar en un pozo inyector.

- Para todos los casos de incremento del gas para TEA por incumplimiento de en los clientes, se recomienda disponer el gas en otras estaciones de venta para evitar incumplir con las exigencias de la ANH y evitar cierre de producción.
- Se recomienda iniciar con el desarrollo y ejecución del proyecto de instalación de un compresor de proceso (VRU) con el objeto de recuperar el gas del separador de baja presión @ 30 Psi e inyectarlo aguas arriba del sistema de compresión de venta a 400 Psi. Lo anterior para disminuir el volumen de quema en TEA y obtener un beneficio adicional de mayor venta de gas según el estudio de alternativas realizado. Ver anexo 4. simulación de propuesta de instalación de la VRU en el proceso actual para recuperación del gas de baja presión.
- Para todos los casos se recomienda el diseño y ejecución del plan de mantenimiento de los equipos para garantizar confiabilidad y disponibilidad de equipos superior a un 96% y un plan de integridad evitando con esto incurrir en gastos de mantenimiento correctivo, pérdidas de producción, incumplimiento de entrega de productos y pérdida de imagen.
- No se recomienda la instalación del Choke Manifold aguas arriba de los separadores de media presión de los pozos Well 1 y Well 2 ya que no afecta la eficiencia en el proceso de separación de líquidos según el análisis de sensibilidad realizado.
- Según la simulación actualizada se recomienda direccionar el volumen de gas, aproximadamente 7 KSCFD, en los tanques de almacenamiento hacia un venteo seguro. Aunque el volumen de gas no es significativo, su peso molecular es mayor que el peso molecular del aire, por tanto puede generar atmósferas peligrosas en la zona de operación de tanques y potencial de riesgo.
- Se recomienda la actualización de los análisis de laboratorio de fluidos en general para cada uno de los puntos de proceso de interés, entre éstos: PVT, cromatografías y Assays de cabeza de pozo, en sistemas de separación, caracterización del agua de producción, Assay de gas y crudo de venta, Dew Point, etc. para ajustar las condiciones de proceso a dichas composiciones.

- Se recomienda realizar de inmediato un proceso de actualización de la ingeniería de detalle del campo, los planes As Built, y la implementación de mejoras a los sistemas de control de proceso y Shut Down de la planta para mitigar riesgos operacionales y en salud y seguridad industrial que conllevan las diferencias operacionales actuales frente a las condiciones de diseño.
- Según las condiciones de mercado de crudo actuales se hace necesario realizar optimizaciones operativas de costos para incrementar el Net Back Price del campo de estudio y evitar el cierre de pozos.
- La necesidad de pensar en la disminución de costos de forma integral en cada uno de los campos de la compañía abre la posibilidad de explotar la oportunidad de usar el gas de producción del campo de estudio para optimizar la generación eléctrica con ACPM produciendo una reducción de aproximadamente un 20% de los costos.

BIBLIOGRAFÍA

AHMED, T - Reservoir Engineering Handbook. 3rd Edition, 2006

CEPSA. Ingeniería conceptual, Desarrollo de nuevos activos, campo de estudio, Bogotá 2013.

CEPSA. Ingeniería de detalle, EPF, campo de estudio, Bogotá 2013.

ECONOMIDES, M. Petroleum Production Systems. 2nd Edition chapter 3, Production from Two-Phase Reservoirs.

PEREZ, J. Propiedades de los fluidos, Especialización producción de hidrocarburos, 2013. 70p

PEREZ M, CALDERON Z. Orientaciones prácticas para la elaboración exitosa de trabajos de grado en ingeniería, primera edición, Agosto 2011.

RITA MULCAHY. Project Management Professional Exam Guide, 2013

ANEXOS

ANEXO A. PLAN DE RESPUESTA A RIESGOS

Plan de Respuesta a los Riesgos - Acorde al Plan de Desarrollo del Campo y a la Evaluación de Alternativas realizada				
Paquete de Trabajo	ID - Riesgo	Descripción del Riesgo	Estrategia de Respuesta	VME Final (USD/Día)
Incremento de producción	RP-1	Si incrementa la producción de crudo en 1 KBOPD, capacidad superada de la planta, diferidas de producción	Aceptar el Riesgo	\$ -
	RP-2	Si incrementa la producción de gas 1 MMSCFD, capacidad superada de la planta, incremento de quema, diferidas de producción.	Mitigar el Impacto	\$ 9.53
	RP-3	Si incrementa la producción de gas 1 MMSCFD, sobre oferta de gas, pérdida de ventas	Mitigar el Impacto	\$ 666.67
	RP-4	Si incrementa la producción de agua 500 BWPD, no hay facilidades de tratamiento, altos costos de operación	Mitigar el Impacto	\$ 300.00
Reducción de producción	RP-5	Si disminuye la producción de crudo a 400 BOPD, altos costos de levantamiento, cierre del campo	Mitigar el Impacto	\$ 1,643.84
	RP-6	Si disminuye el IP, daño de formación, necesidad de intervención de pozo	Mitigar la probabilidad	\$ 2,739.73
	RP-7	Si disminuye la presión del yacimiento, necesidad de ALS, necesidad de inversión CAPEX	Aceptar el Riesgo	\$ 1,095.89
Diferencias bases de diseño Vs Operación actual	RO-1	Si la composición de los fluidos de la fase de diseño difiere de las actuales, menor recuperación de líquidos, operación ineficiente, riesgos operacionales.	Aceptar el Riesgo	\$ 38.36
	RO-2	Si hay una caída brusca y no controlada de la presión entre cabeza de pozo y el sistema de separación, baja temperatura, problemas de tratamiento químico	Aceptar el Riesgo	\$ 71.03
	RO-3	Si hay una caída brusca y no controlada de la presión entre cabeza de pozo y el sistema de separación, congelamiento de líneas de flujo y válvulas, inconvenientes operativos	Aceptar el Riesgo	\$ 7.01
	RO-4	Si hay una caída brusca y no controlada de la presión entre cabeza de pozo y el sistema de separación, arrastre de livianos en la corriente de gas, baja recuperación de líquidos	Aceptar el Riesgo	\$ 71.03
	RO-5	Si la presión de los separadores no es la óptima, arrastres de líquidos en la corriente de gas, baja recuperación de líquidos	Evitar el Riesgo	\$ 41.10
Incremento de volumen de gas en TEA	RO-6	Si incrementa el volumen de gas en separador de baja, volumen de gas en la TEA superior al permitido por la ANH > 350 KSCFD, inconvenientes con la ANH	Mitigar el Riesgo	\$ 191.86
	RO-7	Si hay fallas en el sistema de compresión y venta de gas, volumen de gas en la TEA superior al permitido por la ANH, inconvenientes con la ANH	Mitigar la probabilidad	\$ 22.22
	RE-2	Si hay incumplimiento parcial de los clientes de gas, altas quemas de gas, inconvenientes con la ANH	Aceptar el Riesgo	\$ 333.33
	RE-3	Si hay incumplimiento parcial de los clientes de gas, disposición de gas por terceros, altos costos operativos	Aceptar el Riesgo	\$ 181.16
Incertidumbre operativa, riesgos operacionales, mala imagen	RO-8	Si hay fallas en la planta deshidratadora, contenido de agua superior a 6 LB/MMSCF, inconvenientes en la venta de gas	Mitigar la probabilidad	\$ 14.49
	RO-9	Si hay fallas en la planta deshidratadora, contenido de agua superior a 6 LB/MMSCF, inconvenientes en el sistema de generación	Mitigar la probabilidad	\$ 14.49
	RO-10	Si hay fallas en el sistema de control de proceso, incertidumbre operativa, productos fuera de especificaciones de venta, altos costos de tratamiento químico	Mitigar la Probabilidad	\$ 41.10
	RO-11	Si hay fallas en el sistema de medición de crudo, gas y agua, incertidumbre operativa y comercial, problemas de reporte de la operación	Mitigar la probabilidad	\$ 122.22
	RO-12	Si hay fallas en el sistema de shut down de la planta, en caso de necesitarse, riesgos operacionales, derrames, accidentes	Mitigar la probabilidad	\$ 41.10
	RO-13	Si hay fallas en el sistema de cargue de crudo, incumplimiento en las ventas, altos inventarios.	Mitigar la probabilidad	\$ 7.25
	RO-14	Si hay fallas en el sistema de cargue de gas, incumplimiento en las ventas, altas quemas, problemas operacionales	Mitigar la probabilidad	\$ 65.22
	RO-15	Si el crudo se encuentra fuera de especificaciones de venta, inconvenientes en el sistema nacional, altos costos de stand by, multas.	Mitigar la probabilidad	\$ 12.33
	RO-16	Si el gas se encuentra fuera de especificaciones de venta, inconvenientes con los clientes, quema de gas en TEA, inconvenientes con la ANH	Mitigar la probabilidad	\$ 12.33
	RO-17	Si el gas de venta se encuentra a alta temperatura, ineficiencia volumétrica de cargue, altos costos de transporte.	Evitar el Riesgo	\$ 273.97
Posibles pérdidas de producción	RE-1	Si el precio del crudo baja, baja viabilidad del proyecto, cierre del campo	Mitigar el Impacto	\$ 18,000.00
	RE-4	Si hay incumplimiento total, disposición de gas por terceros quema de gas, altos costos operativos, quemas de gas, posible cierre del campo	Mitigar el Impacto	\$ 144.93
	RE-5	Si se presenta un bloqueo por parte de la comunidad por una semana, no entrada de vehículos para crudo y gas, altos inventarios y cierre de pozo	Evitar el Riesgo	\$ 2,613.44
Nuvas oportunidades de mercado	RE-6	Si hay altos costos de transporte de crudo por carrotaque, disminución de la rentabilidad del proyecto, posible cierre del campo	Aceptar el Riesgo	\$ 150.00
	RE-7	Si no hay cliente de gas fuera de condiciones RUT, conexión al sistema nacional de gasoductos, instalar planta de endulzadora, city gate y gasoducto	Aceptar el Riesgo	\$ 286.96
	RE-8	Si no hay cliente de gas fuera de condiciones RUT, conexión al sistema eléctrico nacional, instalar planta de generación en sitio	Aceptar el Riesgo	\$ 382.61
	RE-9	Si hay necesidad de disminución de costos de generación en otros campos, transporte y venta de GNC, menores ventas de gas In Situ.	Explotar Oportunidad	\$ (1,369.86)
VME Final				\$ 28,225

ANEXO B. SIMULACIÓN DISEÑO INICIAL

