

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA LA RECOLECCIÓN DE GAS DE
ANULARES DE LOS POZOS DE LOS ACTIVOS LISAMA, PROVINCIA Y
LLANITO DE ECOPETROL S.A.**

JORGE ANDRÉS SÁCHICA ÁVILA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES
ESPECIALIZACIÓN EN EVALUACIÓN Y GERENCIA DE PROYECTOS
BUCARAMANGA**

2012

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA LA RECOLECCIÓN DE GAS DE
ANULARES DE LOS POZOS DE LOS ACTIVOS LISAMA, PROVINCIA Y
LLANITO DE ECOPETROL S.A.**

JORGE ANDRÉS SÁCHICA ÁVILA

**Trabajo de grado como requisito para optar al título de
ESPECIALISTA EN EVALUACIÓN Y GERENCIA DE PROYECTOS**

**Director
ELISEO OSORIO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES
ESPECIALIZACIÓN EN EVALUACIÓN Y GERENCIA DE PROYECTOS
BUCARAMANGA
2012**

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	18
1. CONTEXTO DEL PROYECTO	20
1.1 ÁREA DE DESARROLLO DEL PROYECTO	20
1.1.1 Reseña histórica de los activos.	22
1.1.2 Características de los fluidos.	23
1.1.3 Planteamiento del Problema.	25
1.2 ALINEACIÓN ESTRATÉGICA	30
1.2.1 Misión del Grupo Empresarial de Ecopetrol S.A.	31
1.3 ESTRUCTURA DEL PROYECTO	32
2. ESTUDIO DE MERCADO	33
2.1 ANÁLISIS DE LA OFERTA	34
2.2 ANÁLISIS DE LA DEMANDA	36
2.3 ANÁLISIS CRUZADO OFERTA, DEMANDA DEL GAS	39
3. ESTUDIO TÉCNICO	43
3.1 PRIMER FASE. DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO Y DEFINICIÓN DE ALCANCE	43
3.1.1 Delimitación del proyecto.	43
3.2 IMPACTO DE LA ALTA PRODUCCIÓN DE GAS EN BOMBEO MECÁNICO Y BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS.	45
3.2.1 Análisis del Problema.	46
3.2.2 Cuantificación del Impacto.	53
3.2.3 Potencial de Gas recuperable.	56
3.3 ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN	66

3.3.1 Redes de Recolección.	69
3.3.2 Sistemas de compresión montados en viga.	69
3.3.3 Sistemas de compresión montados en patín.	71
3.3.4 Valorización de las alternativas.	71
3.4 ANÁLISIS DEL GAS	84
4. ESTUDIO LEGAL AMBIENTAL	89
4.1 PROYECTO Y DERECHOS CONSTITUCIONALES	92
4.2 INSTITUCIONES QUE INTERVIENEN EN EL PROYECTO	93
4.3 PERMISOS Y LICENCIAS	94
4.3.1 Derechos Colectivos y del Ambiente. Derecho al Ambiente Sano.	94
4.3.2 Derechos Colectivos y del Ambiente. Deber estatal de planificar el manejo y aprovechamiento de recursos naturales para garantizar el desarrollo sostenible, su conservación, restauración ó sustitución.	95
4.3.3 Derechos del Régimen Económico. El estado Colombiano es propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables.	95
4.3.4 Derechos del Régimen Económico. Intervención estatal en la Economía: Explotación de Recursos Naturales	95
4.4 INSTITUCIONES DE APOYO A LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO	96
4.5 INSTITUCIONES QUE IMPONEN OBLIGACIONES DURANTE LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO	96
4.6 INFORMES A INSTITUCIONES PRIVADAS Ó ESTATALES	97
4.7 LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO	97
4.7.1 Uso del suelo.	97
4.7.2 Licencias.	98
4.7.3 Litigios, Prohibiciones, Contaminación Ambiental, uso de Aguas.	98
4.7.4 Títulos de Propiedad.	98
4.7.5 Estudios de Terceros Adyacentes.	98
4.7.6 Inversión en movimiento de tierras, construcción de caminos.	98
4.8 PROPIEDAD INTELECTUAL	99

4.9 MARCO LEGAL PARA LA EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS	99
4.9.1 Título VI control de yacimientos.	99
4.10 ANÁLISIS E IMPACTO DE LA NORMATIVIDAD EN LOS ACTIVOS LISAMA, LLANITO Y PROVINCIA.	101
4.11 MARCO LEGAL AMBIENTAL	104
5. ESTUDIO FINANCIERO	111
5.1 ESTRUCTURA DE COSTOS	112
5.1.1 Estructura de costos del proyecto en el campo Bonanza.	113
5.1.2 Estructura de costos del proyecto en el campo Llanito.	115
5.1.3 Estructura de costos del proyecto en el campo Lisama.	116
5.2 FLUJO DE CAJA	117
5.2.1 Análisis sin proyecto	117
5.2.2 Análisis con proyecto	126
5.2.3 Análisis de sensibilidad	138
CONCLUSIONES	144
RECOMENDACIONES	146
BIBLIOGRAFÍA	147
ANEXOS	149

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Cuenca del Valle Medio del Magdalena.	20
Figura 2. Ubicación del Activo Lisama (A), Llanito (B) y Provincia (C).	21
Figura 3. Características de un yacimiento tipo Black Oil.	25
Figura 4. Marco estratégico 2012 del Grupo Empresarial Ecopetrol S.A. 2012-2020.	30
Figura 5. Impacto del Gas en la Matriz Energética de Colombia.	33
Figura 6. Capacidad de Producción Total País en Millones de Pies Cúbicos por Día.	34
Figura 7. Oferta de Gas Real y Proyectada de Colombia hasta el año 2020.	36
Figura 8. Infraestructura principal del Gas Natural en Colombia.	37
Figura 9. Comportamiento por sectores de consumo de Gas en Colombia.	38
Figura 10. Demanda de Gas proyectada en Colombia hasta 2020.	39
Figura 11. Demanda de gas durante el año 2011 en Colombia (GBTU/Día).	40
Figura 12. Producción de gas durante el año 2011 en Colombia (GBTU/Día).	41
Figura 13. Principales variables de producción del pozo Llanito 122 durante el periodo 2009-2010.	49
Figura 14. Dinagrama del pozo Llanito 122 con compresión de gas.	51
Figura 15. Dinagrama del pozo Llanito 122 con buen llenado.	52
Figura 16. Perfiles de Gas consolidados de los Activos en estudio.	60
Figura 17. Mapa de los campos del Valle Medio del Magdalena, con los campos y sus pozos asociados al estudio.	66
Figura 18. Esquema recomendado por clúster para el campo Bonanza.	74
Figura 19. Mapa del campo Bonanza, donde se referencia la ubicación recomendada de los compresores de recolección.	75
Figura 20. Esquema recomendado por clúster para los campos Lisama, Nutria, y Tesoro.	77

Figura 21. Mapa de los campos Lisama, Nutria, y Tesoro, donde se referencia la ubicación recomendada de los compresores de recolección.	78
Figura 22. Esquema recomendado por estación para los campos Llanito, Gala y Galán.	81
Figura 23. Mapa del campo Llanito, sector Norte.	82
Figura 24. Mapa del campo Llanito, sector Sur.	82
Figura 25. Mapa del campo Gala.	83
Figura 26. Mapa del campo Galán.	83
4. ESTUDIO LEGAL AMBIENTAL	89
Figura 27. Entes normativos y reguladores para la exploración y explotación de recursos no renovables.	89
Figura 28. Área de jurisdicción de la CDMB.	91
Figura 29. Normatividad de emisiones en fuentes fijas.	105
Figura 30. Estructura de costos del proyecto, campo Bonanza.	114
Figura 31. Estructura de costos del proyecto, campo Llanito.	116
Figura 32. Estructura de costos del proyecto, campo Lisama.	117

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Petróleo original y producido, factor de recobro, pozos perforados y año del Inicio de desarrollo por campo.	22
Tabla 2. Gravedad API de los crudos producidos en los Activos Provincia, Llanito, y Lisama.	23
Tabla 3. Clasificación de los fluidos de los yacimientos de hidrocarburos de acuerdo al API.	24
Tabla 4. Petróleo Original (OOIP), Petróleo Producido (Np), y Factor de Recobro en los Activos Provincia, Llanito, y Lisama.	26
Tabla 5. Mecanismo de Producción de los campos de los Activos Provincia, Llanito, y Lisama.	27
Tabla 6. Mecanismo de Producción y sistema de Levantamiento Artificial de los Activos Provincia, Llanito y Lisama de Ecopetrol S.A.	44
Fuente. Autor.	44
Tabla 7. Cuantificación del impacto por compresión de gas en los pozos con Bombeo Mecánico en los pozos del Activo Llanito.	54
Tabla 8. Cuantificación del gas de anular disponible en los pozos con gradiente positivo Activo Llanito.	61
Tabla 9. Cuantificación del gas de anular disponible en los pozos con gradiente positivo Activo Lisama.	63
Tabla 10. Cuantificación del gas de anular disponible en los pozos con gradiente positivo Activo Provincia.	65
Tabla 11. Tecnologías Aplicadas para la recolección de gas de anulares.	67
Tabla 12. Variables de selección para la aplicación de Tecnologías para la recolección de gas de anulares.	67
Tabla 13. Tecnologías Aplicadas para la recolección de gas de anulares en los campos de estudio.	72

Tabla 14. Alternativas para la recolección de gas del campo Bonanza.	73
Tabla 15. Requerimientos de Tubería y Compresión para la recolección de gas del campo Bonanza.	75
Tabla 16. Alternativas para la recolección de gas de los campo Lisama, Nutria, y Tesoro.	76
Tabla 17. Requerimientos de Tubería y Compresión para la recolección de gas de los campos Lisama, Nutria, y Tesoro.	78
Tabla 18. Alternativas para la recolección de gas de los campos Llanito, Gala, y Galán.	79
Tabla 19. Potencial de Gas a recuperar de los campos Llanito, Gala, y Galán, por estación.	81
Tabla 20. Requerimiento de tubería para el Gas a recuperar de los campos Llanito, Gala, y Galán.	81
Tabla 21. Cromatografías características del gas de los campos Llanito, Gala y Galán.	85
Tabla 22. Cromatografía característica del gas del campo Bonanza.	86
Tabla 23. Cromatografía característica del gas del campo Lisama.	87
Tabla 24. Pérdidas anuales por Regalías en los campos de Estudio.	103
Tabla 25. Pérdidas económicas por el cierre de los campos.	104
Tabla 26. Emisiones permisibles de la resolución 1309 de 2010.	109
Tabla 27. Estructura de costos del proyecto, campo Bonanza.	114
Tabla 28. Estructura de costos del proyecto, campo Llanito.	115
Tabla 29. Estructura de costos del proyecto, campo Lisama.	116
Tabla 30. Flujo de caja escenario SIN PROYECTO, campo Bonanza.	118
Tabla 31. Flujo de caja escenario SIN PROYECTO, campo Llanito.	121
Tabla 32. Flujo de caja escenario SIN PROYECTO, campo Lisama.	124
Tabla 33. Análisis del flujo de caja escenarios SIN PROYECTO.	126
Tabla 34. Flujo de caja escenario CON PROYECTO, campo Bonanza.	127
Tabla 35. Flujo de caja escenario CON PROYECTO, campo Llanito.	131
Tabla 36. Flujo de caja escenario CON PROYECTO, campo Lisama.	134

Tabla 37. Análisis del flujo de caja escenarios CON PROYECTO.	137
Tabla 38. Análisis de diferencial Sin y Con proyecto.	137
Tabla 39. Análisis de sensibilidad a la Inversión (+30%)	138
Tabla 40. Análisis de sensibilidad a la Inversión (-30%)	139
Tabla 41. Análisis de sensibilidad a la Recuperación de Gas (+30%)	139
Tabla 42. Análisis de sensibilidad a la Recuperación de Gas (-30%)	140
Tabla 43. Análisis de sensibilidad al Precio del Gas (+30%)	141
Tabla 44. Análisis de sensibilidad al Precio del Gas (-30%)	141
Tabla 45. Análisis de sensibilidad al Precio del Petróleo (+30%)	142
Tabla 46. Análisis de sensibilidad al Precio del Petróleo (-30%)	142
Tabla 47. Tipo de tubería recomendado para la construcción de red de anulares.	169
Tabla 48. Análisis Assay para la simulación hidráulica.	170
Tabla 49. Calculo de velocidades críticas para la línea parte 1.	172
Tabla 50. Calculo de velocidades críticas para la línea parte 2.	173

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. MECANISMOS DE PRODUCCIÓN.	149
ANEXO B. IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN POZOS CON ALTA PRODUCCIÓN DE GAS.	152
ANEXO C. RED DE ANULARES.	164

GLOSARIO

ACRILONITRILO. Plástico resistente al impacto, implementado en las bombas de cavidades progresivas para el levantamiento del petróleo.

API. American Petroleum Institute. Instituto creado para la estandarización de procesos en la exploración y explotación de Hidrocarburos / Grados API, medida para la estandarización y la clasificación de crudos, propuesta por el API, y empleada en a nivel mundial.

AROMATICOS. Compuesto orgánico cíclico derivado del benceno.

BEAM GAS COMPRESSORS. Compresor de viga; aplicado en unidades de Bombeo Mecánico para aprovechar el soporte del mismo con la viga principal del sistema.

BLACK OIL. Petróleo Negro; reúne los crudos de rangos medios de densidad (entre 16 y 28 grados API).

BOMBEO MECÁNICO. Sistema de levantamiento artificial para la extracción de líquidos, compuesto por un balancín, motor y un cabezal en superficie, y una bomba de desplazamiento de fondo.

BOMT. Built, Operate, Maintain, Transfer. Contrato aplicado principalmente en el sector del transporte de hidrocarburos, donde el contratista construye, opera, mantiene y transfiere posteriormente la obra ó el sistema.

CHP. Casing Head Pressure; Presión medida en la cabeza del pozo en la válvula que comunica al revestimiento.

COMPRESORES DE PATÍN. Compresor móvil compuesto por un Scrubberó separador de líquidos, y el sistema de compresión que puede ser tipo tornillo ó reciprocante como los más comunes.

CONTAMINANTES ATMOSFÉRICOS. Se puede considerar como contaminante a la sustancia que produce un efecto perjudicial en el ambiente. Estos efectos pueden alterar tanto la salud como el bienestar de las personas.

EMISIÓN. Es la descarga de una sustancia o elemento al aire, en estado sólido, líquido o gaseoso, o en alguna combinación de éstos, proveniente de una fuente fija o móvil.

EMISIÓN FUGITIVA. Es la emisión ocasional de material contaminante.

FUENTE FIJA. Es la fuente de emisión situada en un lugar determinado e inamovible.

FUENTE FIJA PUNTUAL. Es aquella fuente fija que emite contaminantes al aire por un ducto o chimenea.

FUENTE FIJA DISPERSA O DIFUSA. Es aquella en que los focos de emisión de una fuente fija se dispersan en un área, por razón del desplazamiento de la fuente de emisión.

GBTU. Giga British Thermal Unit. Cantidad de energía necesaria en Gigas (10^9) para elevar la temperatura de una libra de agua un grado de Temperatura medido en la escala Fahrenheit.

PCP. Progressive Cavity Pump / Bomba de Cavidad Progresiva (BCP). Sistema de levantamiento artificial para extracción de líquidos compuesto por un cabezal, y motor en superficie y una bomba compuesta por un estator y un rotor en fondo.

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA LA RECOLECCIÓN DE GAS DE ANULARES DE LOS POZOS DE LOS ACTIVOS LISAMA, PROVINCIA Y LLANITO DE ECOPETROL S.A.^{1*}

AUTOR: JORGE ANDRÉS SÁCHICA ÁVILA^{**}

PALABRAS CLAVES: gas de anular, recolección de gas, red de anulares, compresores de viga, compresores de patín, bombeo mecánico, producción de hidrocarburos.

DESCRIPCIÓN: Este estudio de prefactibilidad presenta la propuesta de recolección del gas producido en los anulares de los pozos de los Activos de Lisama, Llanito y Provincia de Ecopetrol S.A., para continuar con una operación ambientalmente responsable, cumpliendo la normatividad ambiental y de explotación de hidrocarburos que rige en Colombia.

El estudio comprende el análisis de mercado del gas en Colombia, donde se presenta la demanda y la oferta de dicho recurso no renovable, el estudio técnico que comprende la selección y valoración de alternativas de recolección, como las redes de anulares y los sistemas de compresión, un análisis legal y normativo, donde se analiza el medio legal desde los derechos constitucionales, hasta la normatividad generada por los principales entes del gobierno, y finalmente un estudio financiero donde se evalúa el beneficio de la realización del proyecto versus la situación actual de operación. Este estudio demuestra que se pueden realizar cambios en nuestra operación para generar procesos eficientes y amigables con el medio ambiente.

Los proyectos de recolección de gas de anular, no están completamente desarrollados en Colombia; tan solo se conocen pocos proyectos bien estructurados como el del campo Guando de la empresa Petrobras, ubicado en el departamento de Cundinamarca y el proyecto del campo Velasquez de Manzarovar en el Departamento de Antioquia, los cuales son un buen ejemplo para su implementación. Es importante que este tipo de alternativas se masifiquen, ya que son una buena fuente energética que hoy en día se está desperdiciando.

* Monografía.

** Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Estudios Industriales y Empresariales. Especialización en Evaluación y Gerencia de Proyectos Director: Eliseo Osorio

ABSTRACT

TITLE: PRE-FEASIBILITY STUDY FOR THE COLLECTION OF CASING HEADGAS PRODUCTION IN THE WELLS OF LISAMA, PROVINCIA AND LLANITO ASSETS OF ECOPETROL S.A.*

AUTHOR: JORGE ANDRÉS SÁCHICA ÁVILA**

KEYWORDS: casing head gas, beam gas compressors, compressor skid, mechanical pumping, hydrocarbon production.

DESCRIPTION: this prefeasibility study presents the proposed collection of gas produced in the annular wells lisama assets, llanito and province of Ecopetrol S.A, to continue an environmentally responsible operation, complying with environmental regulations and exploitation of hydrocarbons governed in Colombia.

The study includes the analysis of the gas market in Colombia, which shows the demand and supply of this finite resource, the technical study involving the screening and assessment of collection alternatives, such as ring networks and compression systems , legal and policy analysis, which examines the legal environment since the constitutional rights to the norms generated by the major government agencies, and finally a financial study which evaluates the benefit of the project versus the current status of operation . This study shows that you can make changes in our operation to create efficient processes and friendly environment.

The casing gas oil wells recovery projects, are not development in Colombia; Only a few projects have a high structure, like The Guando Oil Field project, of Petrobras, located in Cundinamarca Department, and the Velasquez Oil Field project, of Manzarovar, located in Antioquia Department, these are good projects for implementation in our country. Is important applied these applications, they are good energy forms, that today is not in use.

* Degree Thesis.

** Physico-Mechanical Engineering Faculty, School of Management Studies. Tutor: Eliseo Osorio.

INTRODUCCIÓN

Los Campos de Petróleo de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, se caracterizan, entre otros, por su buena producción de gas; Cerca de un 60% proviene como gas libre, es decir, se extrae con pozos cuyo único objetivo es la producción de gas, el otro 40% proviene como gas asociado a la producción de petróleo, es decir, se extrae con sistemas de levantamiento artificial (Bombeo Mecánico y Bombeo por Cavidades Progresivas) cuyo objetivo es extraer líquidos, esto se convierte en un reto técnico.

En los Sistemas de levantamiento artificial como el Bombeo Mecánico, y el Bombeo por Cavidades Progresivas, cerca de un 70% del gas producido, se extrae por el espacio anular del pozo (espacio entre la tubería de producción y el revestimiento de producción), luego de acumularse en la cabeza del pozo, este es conducido por una línea de recolección de anular hasta unirse a la línea principal que proviene de la tubería de producción.

Cuando el gas se acumula en exceso en el anular del pozo, y supera la presión en la línea de producción, se debe realizar la descarga del mismo, cuyo destino es un quemadero, ó simplemente se descarga a la atmósfera abriéndose de forma controlada; Si la operación de descarga no se realiza, el exceso de gas en el anular del pozo, propicia la disminución de la recuperación de líquidos restringiendo el flujo normal a través de la bomba de subsuelo.

Al quemarse ó ventearse, el gas se pierde, y promueve el efecto invernadero, incumpliendo con la normatividad ambiental, y por otra parte, se desperdicia un recurso no renovable de alto valor comercial, incumpliendo la normatividad de explotación de campos de hidrocarburos.

En los últimos años, el Ministerio de Minas y Energía, ente que controla la exploración y explotación de recursos naturales del País, ha puesto en rigor la normatividad que exige implementar medidas para evitar el desperdicio de gas.

Este proyecto tiene como objetivo, realizar un estudio de prefactibilidad que permita generar alternativas para aprovechar este recurso, cumplir la normatividad ambiental y de la explotación de campos de hidrocarburos, para los Activos ó Negocios “Lisama, Provincia y Llanito” de Ecopetrol S.A., ubicados en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

1. CONTEXTO DEL PROYECTO

1.1 ÁREA DE DESARROLLO DEL PROYECTO

Los Activos ó Negocios “Lisama, Provincia y Llanito” de Ecopetrol S.A., están ubicados en la parte norte de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, entre los Departamentos de Santander y Cesar, al norte de la ciudad de Barrancabermeja.

La siguiente Figura presenta la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, emplazada al Nororiente de Colombia.

Figura 1. Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

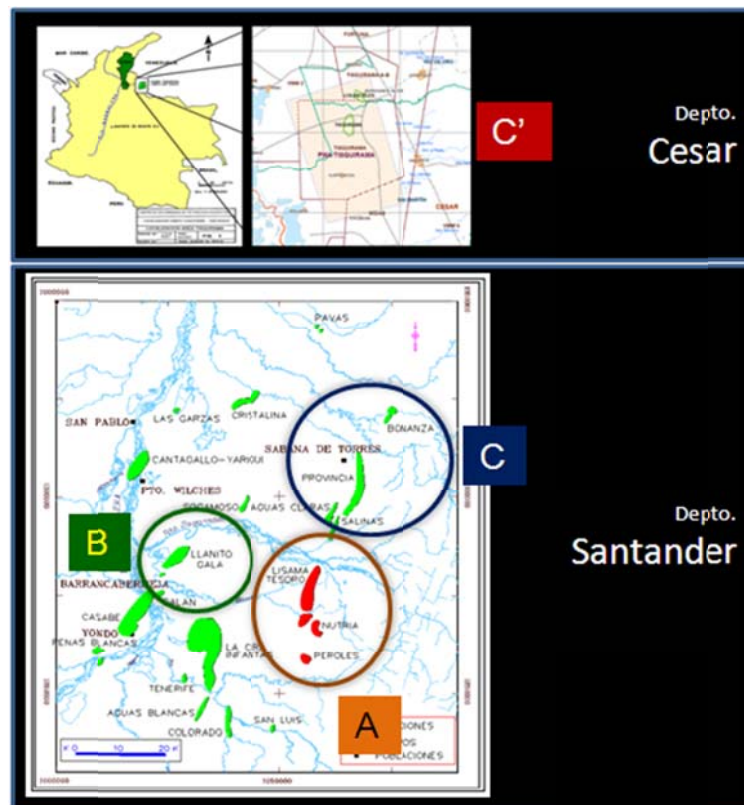


Fuente. Estudio integrado de yacimientos campo Llanito-Gala. Ecopetrol 2003.

La siguiente Figura (2), presenta la ubicación geográfica de los Activos entre los Departamentos de Santander y Cesar. Los Activos Lisama (A) y Llanito (B) se encuentran en el Departamento de Santander, y están compuestos por los campos de producción de Hidrocarburos Lisama, Nutria, Tesoro, Peroles, y Llanito, Gala, y Galán respectivamente.

El Activo Provincia está compuesto por los campos de producción de Hidrocarburos Provincia y Bonanza (C) ubicados en el Departamento de Santander, y, Tisquirama y San Roque (C') ubicados en el Departamento del Cesar.

Figura 2. Ubicación del Activo Lisama (A), Llanito (B) y Provincia (C).



Fuente. Información del Departamento de Ingeniería de Mares, Ecopetrol S.A., organizada por el Autor.

1.1.1 Reseña histórica de los activos.

El Activo Llanito tiene sus inicios con el descubrimiento del campo Galán, hecho por la compañía Tropical Oil Company en el año de 1945, y su posterior desarrollo en 1953 por la Empresa Colombiana de Petróleos (hoy, Ecopetrol S.A.). El Activo Lisama fue descubierto en 1935 por la empresa Shell Cóndor, y desarrollado en 1963 por la Empresa Colombiana de Petróleos. El Activo Provincia fue descubierto y desarrollado en 1955 por la empresa Intercol - British Petroleum (campos Provincia y Bonanza), y Texas Petroleum Company en 1958 (campos Tisquirama y San Roque), posteriormente revertidos al País y operados por la Empresa Colombiana de Petróleos.

El petróleo original emplazado (OOIP) en estos Activos, está valorado en 2271 Millones de Barriles de Petróleo (MBIs), de los cuales se han producido (Np) 380 Millones de Barriles de Petróleo (MBIs), por medio de 782 pozos perforados. El Factor de Recobro (Petróleo Producido / Petróleo Original) oscila entre el 3 y 26%. La siguiente Tabla (1) presenta de forma discriminada toda esta información.

Tabla 1. Petróleo original y producido, factor de recobro, pozos perforados y año del inicio de desarrollo por campo.

ACTIVO	CAMPOS	OOIP (MBIs)	Np @ Junio/2011	FR (%) Actual	TOTAL POZOS PERFORADOS	AÑO INICIO DESARROLLO
PROVINCIA	PROVINCIA	755	201	26	160	1960
	BONANZA	154	18.3	12	39	1964
	TISQUIRAMA	173	6.3	4	19	1965
	SAN ROQUE	62	3.1	5	7	1966
LLANITO	LLANITO	321	51.9	16	104	1964
	GALA				34	1987
	GALÁN	376	28.7	8	147	1953
LISAMA	LISAMA	242	53.1	22	169	1963
	LISAMA PROFUNDO	25.1	0.7	3	1	2006

ACTIVO	CAMPOS	OOIP (MBIs)	Np @ Junio/2011	FR (%) Actual	TOTAL POZOS PERFORADOS	AÑO INICIO DESARROLLO
	TESORO	42.4	7.4	17	43	1979
	NUTRIA	115	8.9	8	47	1982
	PEROLES	5.9	1.2	20	12	1978

Fuente. Información del Departamento de Ingeniería de Mares, Ecopetrol S.A., organizada por el Autor.

1.1.2 Características de los fluidos.

El petróleo presente en los yacimientos de los activos Provincia, Llanito, y Lisama es de base nafténica y parafínica, con gravedades API* que oscilan entre 13 y 34°, clasificándose de esta manera en su mayoría como Aceites Negros (Black Oil Figura 4), y crudos pesados para el caso de los campos Tisquirama y San Roque. La siguiente tabla (2), presenta la gravedad API del petróleo producido por cada campo.

Tabla 2. Gravedad API de los crudos producidos en los Activos Provincia, Llanito, y Lisama.

ACTIVO	CAMPOS	GRAVEDAD API
PROVINCIA	PROVINCIA	23-34
	BONANZA	20-22
	TISQUIRAMA	13-23
	SAN ROQUE	13-23
LLANITO	LLANITO	17-23
	GALA	
	GALÁN	17-21
LISAMA	LISAMA	30.5-34
	LISAMA PROFUNDO	

ACTIVO	CAMPOS	GRAVEDAD API
	TESORO	
	NUTRIA	
	PEROLES	

Fuente. Información del Departamento de Ingeniería de Mares, Ecopetrol S.A., organizada por el Autor.

La Tabla 3 presenta la clasificación de los fluidos producidos en los yacimientos de hidrocarburos de acuerdo a su Gravedad Específica (API), y a su composición. Cada grupo de Hidrocarburo se diferencia por el volumen de gas que puede liberar; Por ejemplo, un aceite volátil puede generar hasta 3 Millones de pies cúbicos de gas por cada barril líquido producido, mientras que un crudo pesado puede liberar hasta 25,000 pies cúbicos de gas por cada barril líquido producido.

Tabla 3. Clasificación de los fluidos de los yacimientos de hidrocarburos de acuerdo al API.

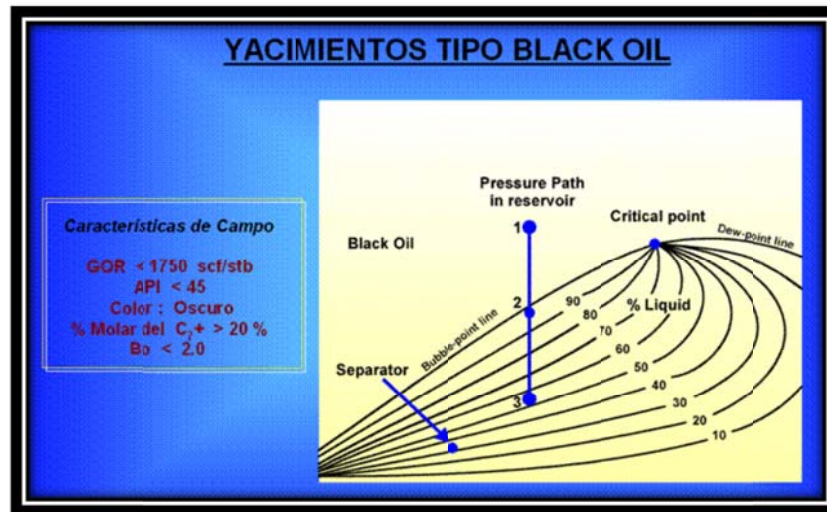
	GOR	Gravedad API
Gas seco		(No hay líquido)
Gas humedo	> 50 KPC/STB	50 - 70 °API
Condensado	3,3 - 100 KPC/STB	50 - 70 °API
Aceite volátil	2000 - 3000 PC/STB	40 - 50 °API
Aceite negro	100 - 2000 PC/STB	20 - 40 °API
Crudo pesado	0 - 25 PC/STB	10 - 20 °API
Brea y bitumen	TRAZAS	6 - 10 °API

Fuente. Fundamentos de la Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander.

La siguiente Figura (3), es la envolvente característica de un fluido tipo “blackoil” ó “aceite negro”; Se puede apreciar cómo se libera gas a medida que disminuye la presión del punto 1 (Presión Estática de Yacimiento), al punto 2 (Presión del punto de burbuja), al punto 3 (Presión promedio en cabeza de pozo). Finalmente los

fluidos recuperados en cabeza de pozo, son transportados a un separador, donde se puede recuperar hasta un 55% del porcentaje en volumen de gas.

Figura 3. Características de un yacimiento tipo Black Oil.



Fuente. Estrategias de desarrollo a corto plazo campo Llanito. ICP 2008

1.1.3 Planteamiento del Problema.

En el punto 1.1.2, se apreció que los campos del Valle Medio del Magdalena producen petróleo propenso a liberar gas inmediatamente inicia su flujo desde el yacimiento. La liberación de gas es un mecanismo de energía propio del yacimiento (Ver Anexo A), y su característica principal es la rápida declinación que genera la liberación de dicho gas, razón por la cual es necesario instalar un Sistema de Levantamiento Natural, de esta forma, se aplica artificialmente energía que propicia el transporte de estos fluidos desde fondo de pozo, hasta los tanques de recolección.

La producción de Hidrocarburos de los Activos Llanito, Lisama, y Provincia, inició en 1945, 1935 y 1955 respectivamente. La Tabla 4 presenta la producción acumulada de petróleo a Junio de 2011, y el factor de recobro de acuerdo a su

petróleo original valorado. Como se puede evidenciar, el Factor de Recobro es bajo comparado al tiempo de producción que llevan dichos activos, estas cifras concuerdan con el mecanismo de producción que tienen dichos campos.

Tabla 4. Petróleo Original (OOIP), Petróleo Producido (Np), y Factor de Recobro en los Activos Provincia, Llanito, y Lisama.

ACTIVO	CAMPOS	OOIP (MBL)	Np @ Junio/2011	FR (%) Actual
PROVINCIA	PROVINCIA	755	201	26
	BONANZA	154	18.3	12
	TISQUIRAMA	173	6.3	4
	SAN ROQUE	62	3.1	5
LLANITO	LLANITO	321	51.9	16
	GALA			
	GALÁN	376	28.7	8
LISAMA	LISAMA	242	53.1	22
	LISAMA PROFUNDO	25.1	0.7	3
	TESORO	42.4	7.4	17
	NUTRIA	115	8.9	8
	PEROLES	5.9	1.2	20

Fuente. Información del Departamento de Ingeniería de Mares, Ecopetrol S.A., organizada por el Autor.

La siguiente Tabla (5) presenta los mecanismos de producción asociados a cada campo de Hidrocarburos, y su relación con el factor de recobro de petróleo.

Tabla 5. Mecanismo de Producción de los campos de los Activos Provincia, Llanito, y Lisama.

ACTIVO	CAMPOS	FR (%) Actual	MECANISMO DE PRODUCCIÓN PRINCIPAL
PROVINCIA	PROVINCIA	26	GAS EN SOLUCIÓN Y EMPUJE POR CAPA DE GAS
	BONANZA	12	GAS EN SOLUCIÓN
	TISQUIRAMA	4	GAS EN SOLUCIÓN
	SAN ROQUE	5	GAS EN SOLUCIÓN
LLANITO	LLANITO	16	GAS EN SOLUCIÓN
	GALA		GAS EN SOLUCIÓN
	GALÁN	8	GAS EN SOLUCIÓN
LISAMA	LISAMA	22	GAS EN SOLUCIÓN Y EMPUJE POR CAPA DE GAS
	LISAMA PROFUNDO	3	GAS EN SOLUCIÓN - EMPUJE DE AGUA
	TESORO	17	GAS EN SOLUCIÓN
	NUTRIA	8	GAS EN SOLUCIÓN
	PEROLES	20	GAS EN SOLUCIÓN

Fuente. Información del Departamento de Ingeniería de Mares, Ecopetrol S.A., organizada por el Autor.

Con la información precedente, se puede concluir que debido al mecanismo de producción, y a la caracterización del petróleo, se propicia la producción de gas en cada uno de los activos en estudio, ahora bien, ¿como afecta la producción de gas los sistemas de levantamiento artificial creados para desplazar líquidos?

Consecuencias de la alta producción de gas en pozos con sistemas de levantamiento para extracción de líquidos. Después de más de 70 años de

explotación, los campos de hidrocarburos de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, han declinado su presión, lo cual incide en la implementación necesaria de sistemas de levantamiento artificial convencional, principalmente Bombeo Mecánico y Bombeo por Cavidades Progresivas.

El objetivo principal de estos sistemas de levantamiento, es generar la producción de líquidos desde el fondo de los pozos perforados para tal fin, ya que la baja energía de los mismos lo requiere.

La liberación de gas inicia desde el yacimiento, al liberarse, este se produce a través de la Tubería de Producción y del espacio Anular (flujo entre la Tubería y el Revestimiento). De acuerdo a mediciones realizadas de flujo, cerca del 70% gas fluye por el espacio Anular, lo cual propicia su rápida Acumulación en la cabeza del pozo, en caso de no encontrar una salida.

El sistema de recolección de fluidos que ha sido instalado durante los años de operación los pozos de los campos en estudio, no incluye una línea que recolecte el gas en superficie, por lo cual, este no tiene salida, y termina generando una alta represión; Dicha represión, afecta el flujo de líquidos, ya que agua debajo del cabezal, la línea corta del espacio anular del pozo se une a la línea principal de producción.

En los pozos de hidrocarburos, lo deseable es eliminar cualquier fuente de contrapresión, ya que esta incrementará la presión de fondo y disminuirá por ende el flujo de fluidos de la formación. La contrapresión deteriora o restringe la producción, especialmente en los campos de hidrocarburos denominados "Maduros", campos antiguos que típicamente se producen de formaciones en las cuales la presión ha declinado significativamente, como los campos en estudio. Ejemplo de fuentes de contrapresión: la línea de flujo, la presión en la línea de

producción, la presión del revestimiento, la viscosidad del fluido entre las más importantes.

Para mejorar el rendimiento de un pozo y extender su vida económica, se deben eliminar a través de la vida de los pozos, tantas fuentes de contrapresión como sea posible.

Para concluir, el flujo de gas por el espacio anular es una fuente común de contrapresión, y se refleja en la presión del revestimiento, (*CHP casing head pressure*), la cual genera una contrapresión importante en la formación productora, disminuyendo el flujo de fluidos.

Para mitigar dicho efecto, las empresas operadoras ventean o queman el gas, disminuyendo temporalmente la presión del revestimiento y evitando la restricción de fluidos; sin embargo, estas actividades como la descarga de pozos a la atmósfera, ó la quema de gas, son prohibidas en la legislación ambiental y en el marco de explotación de hidrocarburos.

Si las actividades de descarga de pozos ó quema del exceso de gas, no se realizan, la producción de líquidos se reduce drásticamente lo cual genera altas pérdidas económicas, y bajo recobro de petróleo; por esta razón, es fundamental encontrar alternativas que técnicamente permitan la operación de pozos con sistemas de levantamiento artificial convencionales y con alto flujo de gas, sin la necesidad de realizar actividades de descarga ó quema de gas.

Este es el objetivo general de este estudio de prefactibilidad, plantear y evaluar un proyecto para recolectar el gas del espacio anular de los pozos de los Activos Lisama, Provincia y Llanito, para continuar con su operatividad, sin impactar las relaciones con los entes gubernamentales, y el medio ambiente.

1.2 ALINEACIÓN ESTRATÉGICA

Es importante alinear un proyecto con la estrategia de la empresa; En este caso, nos interesa alinear esta propuesta con los orientadores y con la misión de Ecopetrol S.A. La siguiente Figura, presenta el Marco estratégico del Grupo Empresarial de Ecopetrol S.A. 2012-2020.

Figura 4. Marco estratégico 2012 del Grupo Empresarial Ecopetrol S.A. 2012-2020.



Fuente. Gestión y Crecimiento, Ecopetrol S.A.

El Marco Estratégico contiene proyecciones futuras relacionadas con el desarrollo probable del negocio, y los resultados estimados de la sociedad. Para el caso específico de este proyecto, se tiene alineación con tres los orientadores;

inicialmente crecimiento rentable, posteriormente con la responsabilidad corporativa y finalmente con la consolidación organizacional, específicamente con innovación y tecnología.

El proyecto sería clasificado como incremental, es decir como un proyecto de inversión, por lo cual, le permite posicionarse dentro del orientador del crecimiento rentable; con base en el aprovechamiento de un recurso no renovable como el gas, pretende generar recursos monetarios para soportar la inversión necesaria para su recolección y venta.

Actualmente, el gas de anulares está siendo venteado, caso crítico precursor del efecto invernadero. Por esta razón, este proyecto es orientador de la responsabilidad social.

Finalmente, se busca el aprovechamiento del gas de anulares, recuperando dicho fluido bajo un modelo de redes y compresión, que permite la innovación y la inclusión de tecnología, anteriormente no utilizada en el sector. Este gas tiene innumerables beneficios, como la Venta, Autogeneración, Estimulación de Pozos y Aumento del Factor de Recobro como los principales.

1.2.1 Misión del Grupo Empresarial de Ecopetrol S.A.

La Misión del grupo Empresarial, es la siguiente:

Encontramos y convertimos fuentes de energía en valor para nuestros clientes y accionistas, asegurando la integridad de las personas, la seguridad de los procesos y el cuidado del medio ambiente, contribuyendo al bienestar de las áreas donde operamos, con personal comprometido que busca la excelencia, su desarrollo integral y la construcción de relaciones de largo plazo con nuestros grupos de interés.

El proyecto está ligado directamente con la Misión del grupo empresarial, para convertir gas natural en valor para los clientes y accionistas, asegurando la integridad de las personas, recolectando dicho gas, que al ventearse puede generar atmósferas explosivas ó disminución del oxígeno en dichas áreas.

1.3 ESTRUCTURA DEL PROYECTO

Este estudio de Prefactibilidad comprende el análisis Técnico – Económico de las alternativas de inversión que dan solución al problema planteado (emisiones no controladas de gas en los pozos de los Activos Provincia, Lisama y Llanito).

Inicialmente se realiza un estudio de mercado, en el cual se visualiza la situación actual del gas en Colombia, la necesidad del sector, y la oferta disponible.

Posteriormente se realiza el estudio técnico, con el cual se cuantifica y valora la problemática; Posteriormente se plantean diversas alternativas que promueven su solución, y por último se valoran dichas alternativas planteadas.

Seguido al estudio técnico, se realiza un estudio legal-ambiental, donde se dan a conocer los entes de este marco para el proyecto, y se valora el impacto generado por el incumplimiento de la normatividad legal y ambiental.

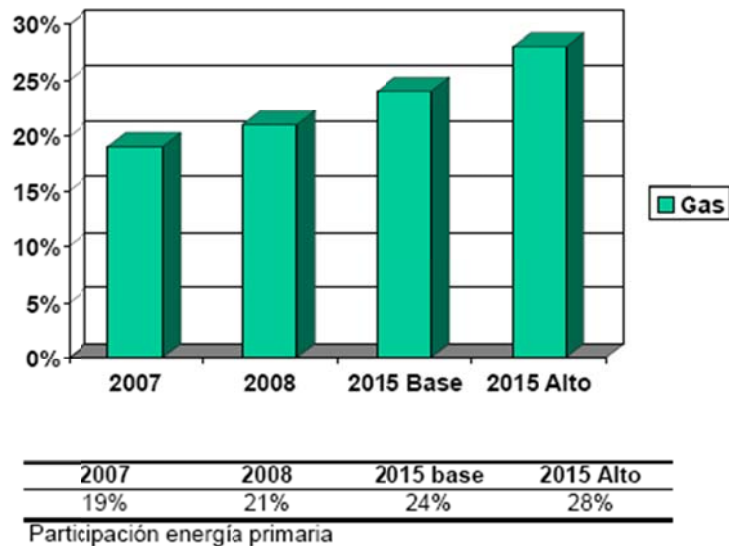
Posterior al estudio legal-ambiental, se realiza el estudio financiero, donde se compara la situación dentro del marco incremental, es decir, se realiza la comparación actual (sin el proyecto), con la situación futura (con el proyecto), teniendo en cuenta las externalidades generadas.

2. ESTUDIO DE MERCADO

El estudio de mercado se desarrolla realizando la valoración de la demanda y oferta del gas, además de los cambios y proyecciones que se han generado en los últimos años.

Para ambientar las necesidades de gas en Colombia, la Figura 5, presenta los cambios que ha tenido el gas en la matriz energética del País, pasando del 19% en el 2007, a un escenario base del 24% para el 2015, y 28% en un escenario alto para el mismo año.

Figura 5. Impacto del Gas en la Matriz Energética de Colombia.



Fuente. Unidad de Planeación Minero-energética de Colombia.

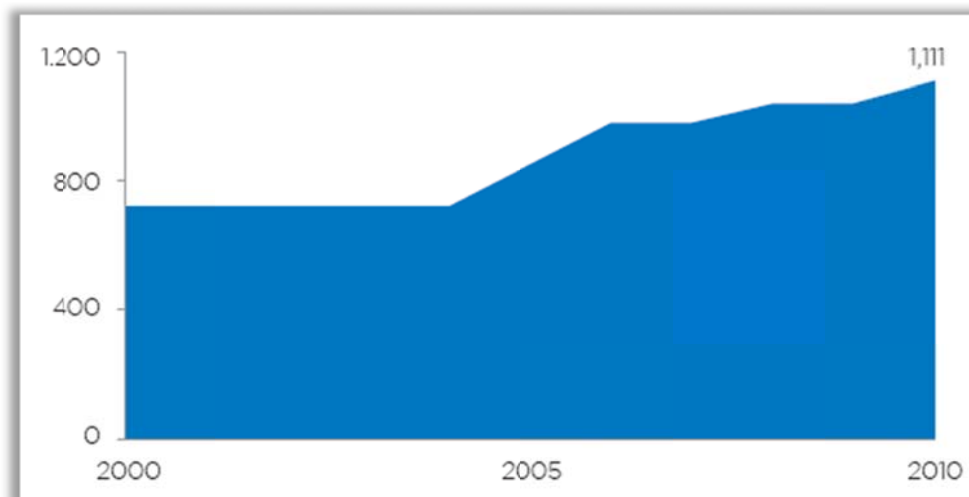
2.1 ANÁLISIS DE LA OFERTA

Luego del descubrimiento del campo de gas Chuchupa-Ballenas en el Departamento de la Guajira en Colombia en 1973, y la construcción del gasoducto “costa atlántica”, inició la sustitución del Fuel Oil en el sector industrial en el País, junto con la masificación del consumo domestico de gas.

Posteriormente llegó la construcción del Gasoducto Ballenas – Barrancabermeja, el descubrimiento del campo Cusiana en los Llanos orientales y la construcción de gasoductos al interior del País; Ya con la infraestructura formada, se generó el aumento necesario de la producción de gas en todas las Cuencas de Colombia, influenciado por el requerimiento de alimentar dicho mercado creciente (Figura 6).

Para efectos de cálculo en el presente estudio, 1 Millón de Pies Cúbicos de gas, es equivalente a 1.1 GBTU. El poder calorífico del gas de los campos en estudio es en promedio de 1100 BTU por Pie Cúbico.

Figura 6. Capacidad de Producción Total País en Millones de Pies Cúbicos por Día.



Fuente. Ecopetrol S.A.

Para cubrir la demanda, la oferta de gas en Colombia tuvo que ser replanteada a finales del Siglo pasado, a partir de la estructuración de la canasta energética del País. Estas fueron acciones que se llevaron a cabo para dicha estructuración:

- Ampliación de la capacidad de tratamiento de gas en el campo Cusiana.
- Perforación de pozos adicionales en el campo de la Guajira.
- Ingreso del campo Gibraltar al mercado nacional.
- Incremento en la capacidad de compresión de gas en la Guajira.

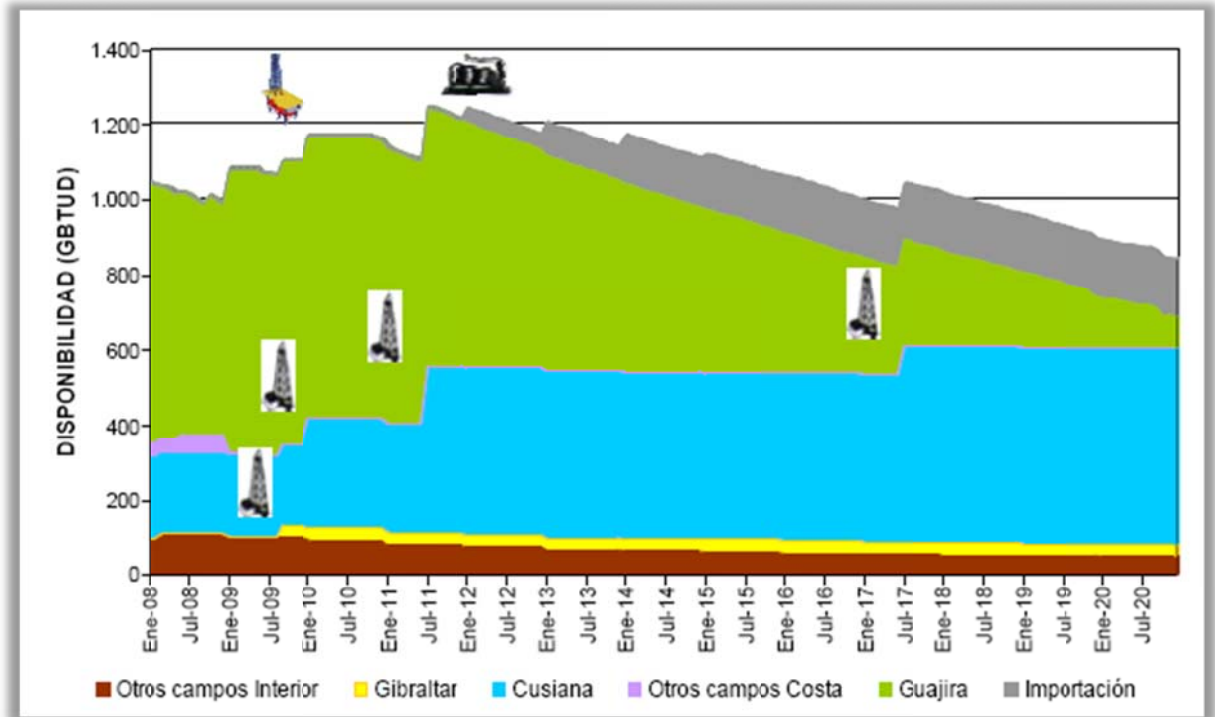
Luego de realizar dichas acciones para estructurar la oferta del gas en Colombia a principios del presente Siglo, la oferta de gas aumentó y fueron suplidas las necesidades del País.

Ecopetrol S.A. es uno de los principales contribuyentes al desarrollo del gas en Colombia, estas son algunas de las cifras más importantes para tener en cuenta:

- En la ronda Caribe 2007 Ecopetrol S.A. adquirió 6 bloque en asociación y 2 bloque para explotación directa.
- Ecopetrol S.A. participa con el 66% de la producción total del País.
- Ecopetrol S.A. Vende cerca del 57% de la demanda nacional.
- Las ventas de Ecopetrol S.A. superan diariamente los 400 GBTU.

La siguiente Figura (7) presenta la oferta de gas actual, y proyectada de acuerdo a la declinación de los campos más importantes del País. Posterior al ingreso del campo Gibraltar, el País ha mantenido la oferta de gas, superando 1200 GBTU por día, y se espera que con su desarrollo y con el nuevo desarrollo del campo Cusiana, la oferta decline por debajo de los 1000 GBTU por día, posterior al año 2018.

Figura 7. Oferta de Gas Real y Proyectada de Colombia hasta el año 2020.



Fuente. III Colombia Oil & Gas Investment Conference, presentación de Ecopetrol S.A.

2.2 ANÁLISIS DE LA DEMANDA

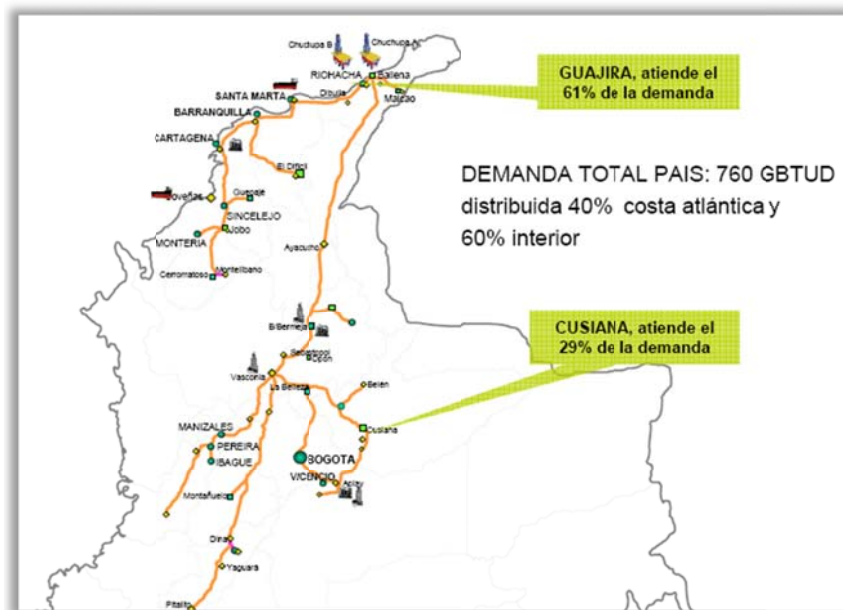
Luego de tener resultados satisfactorios en la estructuración de la oferta del gas en Colombia, a finales del siglo pasado también evolucionó la demanda gracias a los siguientes factores:

- Creación de la Ley 142 de 1994, donde se establecieron los criterios económicos y de eficiencia para la prestación de los servicios públicos domiciliarios, con participación de agentes privados. Esta Ley propició la normatividad y regulación del gas domiciliario.
- Desarrollo de la infraestructura de transporte de gas al interior del país, mediante contratos BOMT.

- Definición de metodologías de remuneración para las actividades de transporte, distribución y comercialización.
- Desmonte gradual de subsidios a combustibles líquidos.
- Liberación de precios de gas para campos nuevos, con precios regulados para gas Guajira y Opón.

Los principales campos de gas en Colombia son Chuchupa - Ballenas en la Guajira y Cusiana en el piedemonte Llanero. En la siguiente Figura (8), se aprecia el aporte de estos campos a la demanda nacional.

Figura 8. Infraestructura principal del Gas Natural en Colombia.



Fuente. III Colombia Oil & Gas Investment Conference, presentación de Ecopetrol S.A.

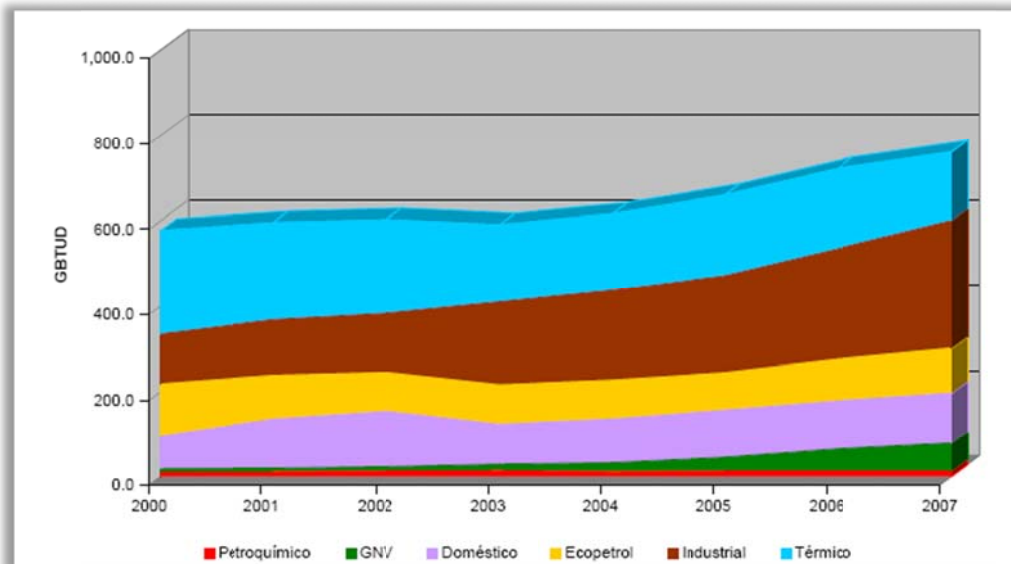
Desafortunadamente, estos campos se encuentran en una alta declinación, razones por las cuales el País debe generar acciones que contribuyan al cubrimiento de dicha demanda.

Por su parte, Ecopetrol S.A., adquiere diariamente más de 130 GBTU para su consumo (refinación), dicha cantidad de gas la extrae en gran parte del gas Guajira.

Los sectores que más han requerido gas en los últimos años, han sido el sector industrial, y el Gas Natural Vehicular, gracias al importante crecimiento que se ha generado en el País.

La siguiente Figura (9), presenta el comportamiento por sectores de los últimos años, en los cuales la demanda de gas en el País se incrementó en más de un 30%.

Figura 9. Comportamiento por sectores de consumo de Gas en Colombia.



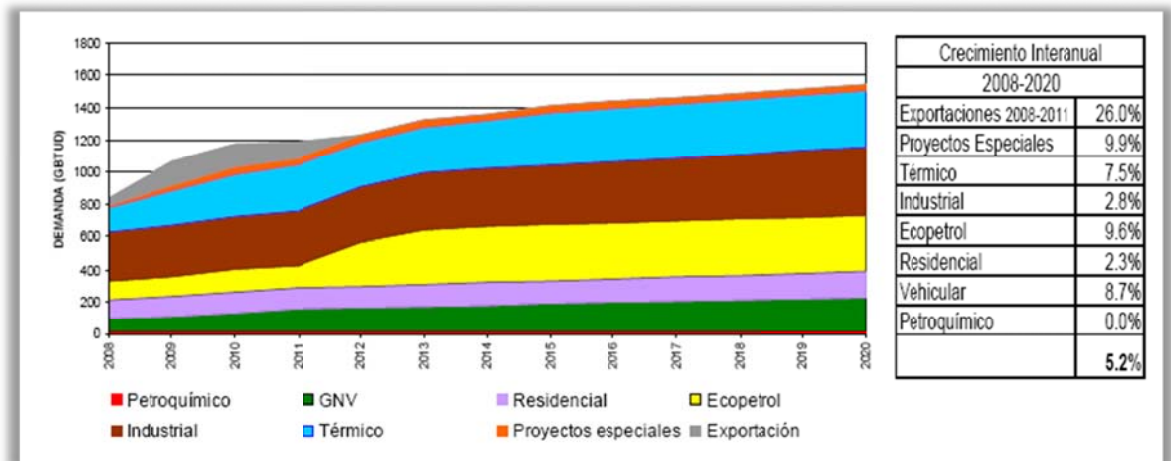
Fuente. III Colombia Oil& Gas Investment Conference, presentación de Ecopetrol S.A.

Actualmente el País, cuenta con un negocio de Exportación de gas a Venezuela, para asistir su demanda creciente, en vista de la declinación de sus campos de Occidente. Una vez Venezuela cuente con la infraestructura de producción y

transporte desarrollada entre Oriente y Occidente, podrá satisfacer su demanda interna, e inclusive, ingresar en el mercado Colombiano.

La siguiente Figura (10), presenta la demanda de gas por sectores proyectada hasta el año 2020. Se aprecia que posterior al año 2015, se espera sobre pasar la demanda de 1400 GBTU por día, y el sector con mayor crecimiento seguirá siendo el industrial.

Figura 10. Demanda de Gas proyectada en Colombia hasta 2020.



Fuente. III Colombia Oil& Gas Investment Conference, presentación de Ecopetrol S.A.

2.3 ANÁLISIS CRUZADO OFERTA, DEMANDA DEL GAS

Para este análisis, se consultaron las fuentes estadísticas de la Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos (Acipet), y la página de la Presidencia de la República.

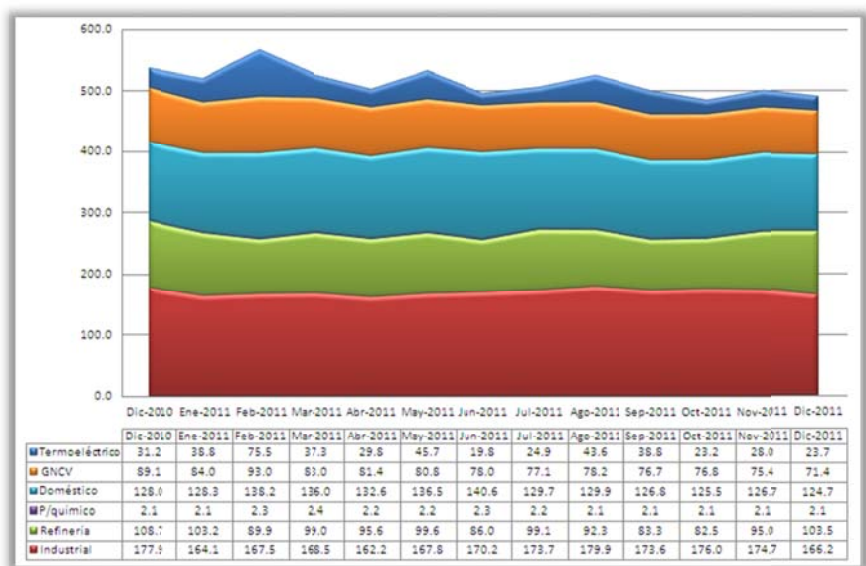
De acuerdo al análisis de la oferta, Colombia tiene reservas suficientes de gas hasta 2017, año igualmente mencionado durante la instalación del Congreso de Naturgas en Cartagena el 28 de Marzo de 2012 por el Presidente Juan Manuel

Santos. Durante el año 2011 la capacidad instalada de producción llegó a 1.220 millones de pies cúbicos día, lo que representó un incremento de 11 por ciento frente a 2010.

La demanda de gas del país durante 2011, año que no se vio afectado por fenómenos climáticos de sequía, se ubicó en niveles cercanos a 830 millones de pies cúbicos por día. Esto quiere decir que el país puede atender actualmente con holgura sus necesidades y que, incluso, cuenta con excedentes que le permiten exportar una parte de su producción, por lo cual se exportan alrededor de 200 millones de pies cúbicos por día a Venezuela, lo que representa más del doble de lo contractualmente previsto.

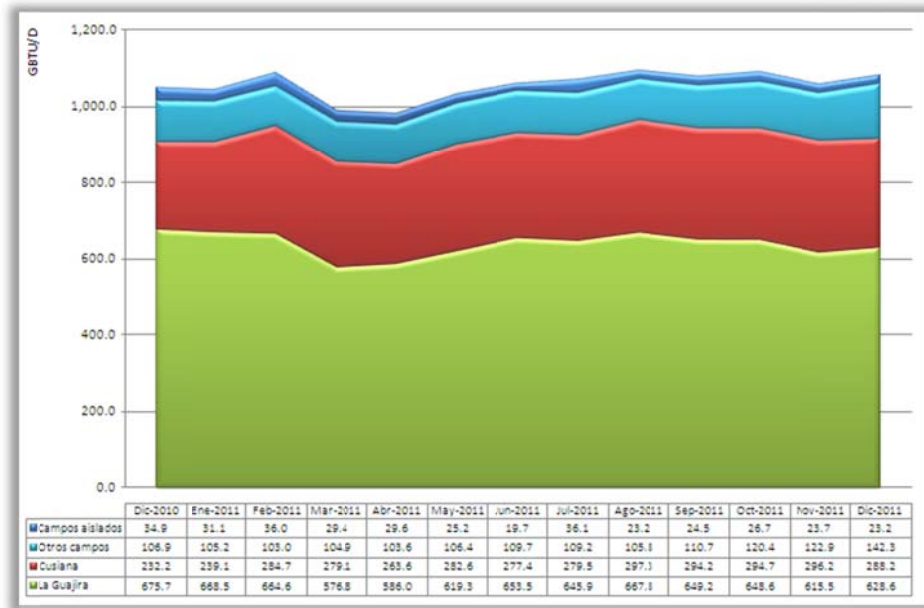
La Figura 11, presenta el consumo de gas por sector durante el año 2011, y la Figura 12, presenta el suministro de gas natural por campos. El sector Industrial es el de mayor consumo, y los campos de La Guajira son los de mayor producción de gas del País.

Figura 11. Demanda de gas durante el año 2011 en Colombia (GBTU/Día).



Fuente. Comité Nacional de Coordinación de Producción y consumo de gas.

Figura 12. Producción de gas durante el año 2011 en Colombia (GBTU/Día).



Fuente. Comité Nacional de Coordinación de Producción y consumo de gas. .

Realizando el análisis en conjunto, se aprecia que actualmente Colombia se acerca al punto de quiebre de la Oferta y Demanda del gas, pasando de una situación de autosuficiencia energética, lo que le ha permitido Exportar gas, a una situación de prioridad demandante, adelantando acciones para mitigar dicho quiebre como la generación de nuevos proyectos, que aunque de menores proporciones comparados a los grandes descubrimientos, le aportan al volumen de producción nacional.

Dichos proyectos y acciones son:

- Reactivación de campos gasíferos como El Dificil.
- Aprovechamiento del gas de anulares de los campos de producción de petróleo.
- Incorporación de reservas en proyectos de Gas No Convencional.
- Mayor estabilidad en el marco regulatorio.

Como análisis interno Ecopetrol S.A., adquiere diariamente más de 130 GBTU para su consumo (refinación), dicha cantidad de gas la extrae en gran parte del gas Guajira. Actualmente el precio del gas Guajira está regulado a 5.78 USD/MMBTU (Enero 2012), el precio del gas del campo Bonanza, es de 3.2 USD/MMBTU, por lo cual se lograría una reducción de 2.58 USD por cada Millón de BTU que se remplace el consumo de gas Guajira por gas Bonanza. El precio del gas del campo Llanito, es de 5.6 USD/MMBTU, por lo cual se lograría una reducción de 0.18 USD por cada Millón de BTU que se remplace el consumo de gas Guajira por gas Llanito. El precio del gas del campo Lisama, es de 8.8 USD/MMBTU, por lo cual se incrementaría en 3.02 USD por cada Millón de BTU que se remplace el consumo de gas Guajira por gas Lisama.

Realizando un balance de volumen versus precio de gas venta (precios 2012) para el año 2013, con los picos de gas por campo, se tendría que la Gerencia de Refinación perdería USD 738 por día durante el año 2013 debido al cambio en la tarifa de compra del gas al remplazar el Gas Guajira, por gas Bonanza, Llanito y Lisama. Es importante destacar que el pico máximo de producción de gas sería de 3.8 GBTU, lo cual es tan solo el 2.92% del gas que requiere la refinería para su consumo.

El estudio de mercado demuestra que el proyecto no es de alta prioridad, ni para la empresa, ni para el País, sin embargo, si permitiría prolongar un poco más las reservas de gas de Colombia.

Los proyectos de Gas de Anular, como el desarrollado en este estudio, son impulsados por la normatividad del País, los entes reguladores no permiten su desperdicio, y la responsabilidad social y ambiental es necesaria en el desarrollo industrial moderno, por lo cual el estudio de mercado recomienda la maduración de este proyecto.

3. ESTUDIO TÉCNICO

El estudio técnico de esta prefactibilidad está compuesto por las siguientes fases, primero, la descripción del entorno del proyecto, y la definición de alcance, segundo, cuantificar las consecuencias de la represurización generada por la alta producción de gas en pozos con sistemas de levantamiento para extracción de líquidos, tercero, generar alternativas que promuevan su solución, y su valorización y cuarto, análisis del gas.

3.1 PRIMER FASE. DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO Y DEFINICIÓN DE ALCANCE

En el Capítulo 1, se definió el área del proyecto, sin embargo, es necesario limitar el alcance. Para tal fin, se realizó la revisión pozo a pozo, en los Activos Llanito, Lisama y Provincia, definiendo los campos y los pozos que efectivamente ingresan al estudio.

3.1.1 Delimitación del proyecto.

Inicialmente, se identificaron las necesidades en cada Activo, de acuerdo a su Mecanismo de producción, y a su sistema de levantamiento artificial, teniendo en cuenta que la producción de gas por anular afecta sensiblemente al Bombeo Mecánico y al Sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas.

De esta forma, los campos que aplican para desarrollar el estudio son Bonanza, Tisquirama y san Roque, por parte del Activo Provincia, Llanito, Gala y Galán por

parte del Activo Llanito, y Lisama, Tesoro, y Nutria por parte del Activo Lisama. (Tabla 6)

Hay que resaltar que los campos Tisquirama y San Roque no harán parte del estudio, dado que este fue contratado junto con la construcción de su nueva estación de recolección de fluidos planeada para el año 2013. El campo Peroles, se encuentra muy cerca de su límite económico (abandono), y en avanzado estado de agotamiento por lo cual no aplica dicho estudio.

Tabla 6. Mecanismo de Producción y sistema de Levantamiento Artificial de los Activos Provincia, Llanito y Lisama de Ecopetrol S.A.

ACTIVO	CAMPOS	MECANISMO DE PRODUCCIÓN PRINCIPAL	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ACTUALMENTE UTILIZADO
PROVINCIA	PROVINCIA	GAS EN SOLUCIÓN Y EMPUJE POR CAPA DE GAS	GAS LIFT
	BONANZA	GAS EN SOLUCIÓN	BM, PCP
	TISQUIRAMA	GAS EN SOLUCIÓN	BM, ESP
	SAN ROQUE	GAS EN SOLUCIÓN	BM
LLANITO	LLANITO	GAS EN SOLUCIÓN	BM, PCP
	GALA	GAS EN SOLUCIÓN	BM, PCP
	GALÁN	GAS EN SOLUCIÓN	BM, PCP
LISAMA	LISAMA	GAS EN SOLUCIÓN Y EMPUJE POR CAPA DE GAS	BM, PCP
	LISAMA PROFUNDO	GAS EN SOLUCIÓN - EMPUJE DE AGUA	NATURAL
	TESORO	GAS EN SOLUCIÓN	BM
	NUTRIA	GAS EN SOLUCIÓN	BM
	PEROLES	GAS EN SOLUCIÓN	BM

Fuente. Autor.

Una vez limitado el estudio para los campos mencionados anteriormente, se realiza el análisis pozo a pozo. Para tal análisis se entra en detalle definiendo una metodología que pudiera determinar que pozos serían candidatos para la recolección de gas.

3.2 IMPACTO DE LA ALTA PRODUCCIÓN DE GAS EN BOMBEO MECÁNICO Y BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS.

Bombeo Mecánico. El uso del sistema de levantamiento por Bombeo Mecánico (BM) para la producción de petróleo, agua y gas asociado, ha evolucionado rápidamente, desde el paradigma de su “no utilización en presencia de gas” a la actualidad, ya es empleado en pozos con elevados caudales de gas. La utilización de este sistema muchas veces plantea un gran desafío en cuanto a la optimización y producción de este tipo de pozos, ya que el aporte de gas puede ser tal, que a pesar de la implementación de diversas tecnologías, continúa generando altas pérdidas de líquido.

Cuando existe suficiente cantidad de gas aportado por los pozos, puede llevar rápidamente al bloqueo por gas de la bomba de subsuelo del sistema de levantamiento, bajando la eficiencia de dichas bombas, acortando su vida útil y muchas veces dejando improductivo al pozo.

En el Anexo B, se realiza una completa descripción de la aplicación del Bombeo Mecánico en pozos con producción de gas.

Bombeo por Cavidades Progresivas. El uso de bombas de cavidades progresivas (BCP ó PCP) en pozos con alta producción de gas ha evolucionado de forma similar que el bombeo mecánico. Inicialmente no era recomendada su

aplicación, debido al riesgo al que era sometido el estator, en su momento no se contaba con un mayor avance en la tecnología de materiales de elastómeros.

Hoy en día, los estatores presentan una alta permeabilidad, para evitar la descompresión explosiva, la cual sucede en el momento en el que se para la producción (equipo de fondo detenido), y el gas libre continuo fluyendo, lo que genera que gas libre ingrese por la succión de la bomba.

El avance en materiales permitió la generación de estatores Acrilonitrilo, a mayor porcentaje de Acrilonitrilo, mayor resistencia a los componentes aromáticos y al CO₂, frecuentes en el gas. Anteriormente era empleado el HNBR (Nitrílicohidrogenado “hydrogenatednitrilebutadienerubber”), estator de baja resistencia a los aromáticos y al CO₂, lo que ocasionaba numerables fallas.

Una recomendación que se realiza en casi todos los diseños con este tipo de bombas, es la instalación de anclas de gas. El ancla de gas, junto con la bomba se debe ubicar por debajo de los intervalos abiertos, y se debe correr a velocidades bajas para evitar desgaste prematuro y acortamiento de la vida de la bomba.

3.2.1 Análisis del Problema.

Para analizar el efecto de la represurización, se generó una metodología de análisis que permite identificar los pozos con dichos problemas. A pesar de la aplicación de las recomendaciones enunciadas para la operación con Bombeo Mecánico y Cavidades Progresivas de pozos con alto aporte de gas, este continua presurizando el espacio anular en la cabeza del revestimiento.

Metodología de análisis. El análisis consiste en graficar las principales variables de producción de un pozo con Sistema de Levantamiento Artificial, con el objetivo de identificar su impacto en el nivel de líquido libre de gas.

Las variables de producción analizadas son:

1. Llenado de la bomba en porcentaje. (%)
2. Desplazamiento Teórico de la bomba en Barriles por día. (Bls/día)
3. Profundidad de asentamiento de la bomba. (Pies)
4. Profundidad del nivel de fluido. (Pies)
5. Profundidad del nivel de líquido libre de gas. (Pies)
6. Recorrido de la Unidad. (Pulgadas)
7. Revoluciones por minuto de la unidad de bombeo (SPM)
8. Presión en la cabeza del pozo en la línea anular (CHP=Psig)

Posteriormente se verifica el comportamiento de estas variables con el tiempo, especialmente en los periodos de baja eficiencia de desplazamiento, y donde exista alta diferencia entre el nivel de fluido total en pies con respecto al nivel de líquido libre de gas igualmente en pies; esta diferencia, permite identificar el porcentaje de gas libre existente en el anular del pozo, y que puede estar generando un incremento en la presión del revestimiento en cabeza de pozo.

Las demás variables como el recorrido de la unidad en pulgadas, y las revoluciones por minuto de la unidad de bombeo, afectan directamente el comportamiento de la bomba, por lo cual se deben graficar para evidenciar los posibles cambios causados a estas.

Finalmente, identificado el periodo de impacto de la presión del revestimiento en cabeza de pozo sobre la productividad de petróleo, se revisan los estudios de dinagrama tomados durante el mismo, para observar comportamientos asociados a la interferencia por gas ó golpe de gas.

Por último se realiza una tabla de análisis general con los pozos seleccionados por la metodología, donde se cuantifica la pérdida de producción de petróleo en

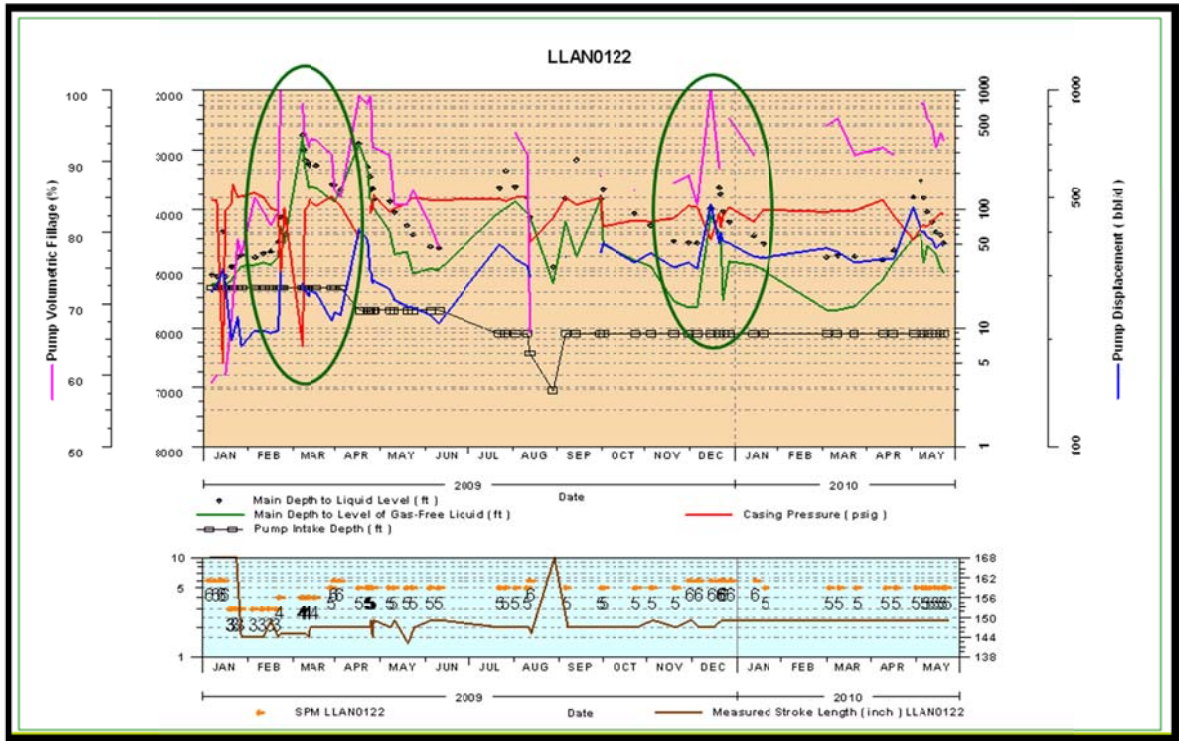
Barriles asociada al efecto generado por el gas que se ha acumulado en el espacio anular del pozo.

Para identificar claramente la metodología para hallar las pérdidas de productividad por efecto del gas, se presenta un ejemplo con el pozo Llanito 122.

Gracias a la funcionalidad de la herramienta OFM (Oil Field Managment), se importaron los datos del software TWM (Total Well Managment) referentes a los análisis en los pozos de los campos de estudio y se organizaron para ser graficados.

Posteriormente se evidenció el efecto de la presión del anular en la cabeza del pozo sobre la productividad de petróleo. La Figura 13 presenta las principales variables de producción del pozo Llanito 122 durante el periodo de Enero de 2009 a Mayo de 2010.

Figura 13. Principales variables de producción del pozo Llanito 122 durante el periodo 2009-2010.



Fuente. Autor.

El pozo Llanito 122 presenta un promedio de 110 Psi de presión en la cabeza del revestimiento durante el periodo evaluado entre los meses de Febrero y Abril de 2009, posteriormente se identifica un periodo donde la presión mencionada es liberada, registrando 7 psi, por efecto del descargue del anular (operación donde es abierto el anular, es conectado un quemador portátil, y es quemado el gas durante un periodo de dos ó tres horas, hasta que el flujo de gas no sea lo suficientemente estable para mantener la llama del quemador encendido).

Efecto de la descarga en el anular: antes de Febrero de 2009 el nivel de líquido libre de gas se encontraba a 4700 pies de la superficie. Posterior a la descarga del anular, el nivel de fluido y de líquido libre de gas alcanzó los 2750 pies de la

superficie, por lo que se asumió que el gas liberado fue en su totalidad descargado y hubo una reposición de 1950 pies de nivel de líquido libre de gas.

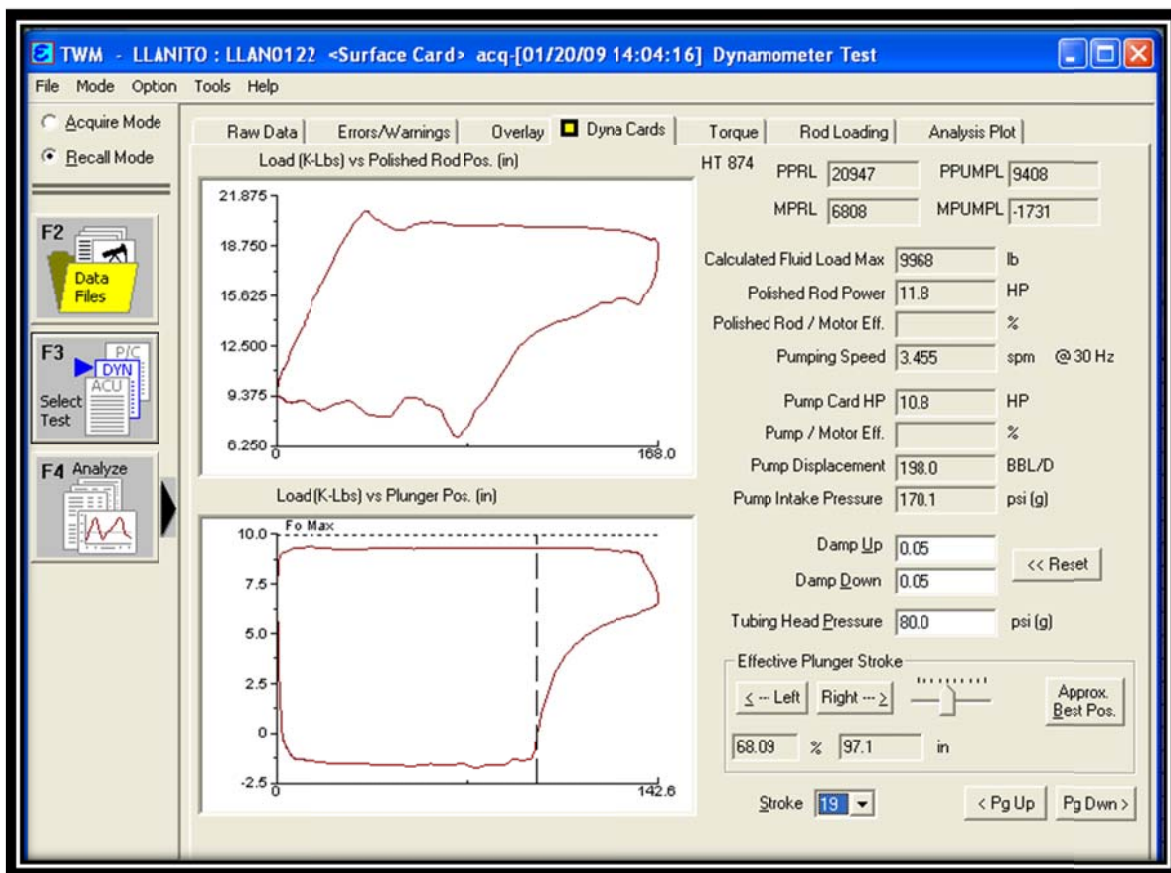
El efecto de la descarga del gas de anular permitió elevar la eficiencia de desplazamiento de la bomba del 68% al 100%, es decir alcanzar un llenado completo; sin embargo el efecto de la descarga fue temporal, y el pozo volvió a sus parámetros iniciales.

Luego de evidenciar los periodos donde se observó el efecto de la presión del revestimiento en cabeza de pozo se analizaron los dinagramas adquiridos.

El siguiente dinagrama hace parte de los análisis adquiridos en el pozo Llanito 122 antes de ser intervenido en una operación de descarga. En él se identifica una eficiencia de desplazamiento del 68,09%, causada por el gas liberado del petróleo durante el recorrido del pistón dentro de la bomba, y por una pequeña parte del gas libre que ingresa directamente a la bomba.

La presión del revestimiento en cabeza de pozo es de 110,7 Psig, debido a la criticidad del desplazamiento y de la interferencia causada por el gas, las revoluciones de la unidad se bajaron hasta 3,45 SPM para mitigar este efecto. La capacidad de desplazamiento de la bomba en estas condiciones eran 198 Bls/Día.

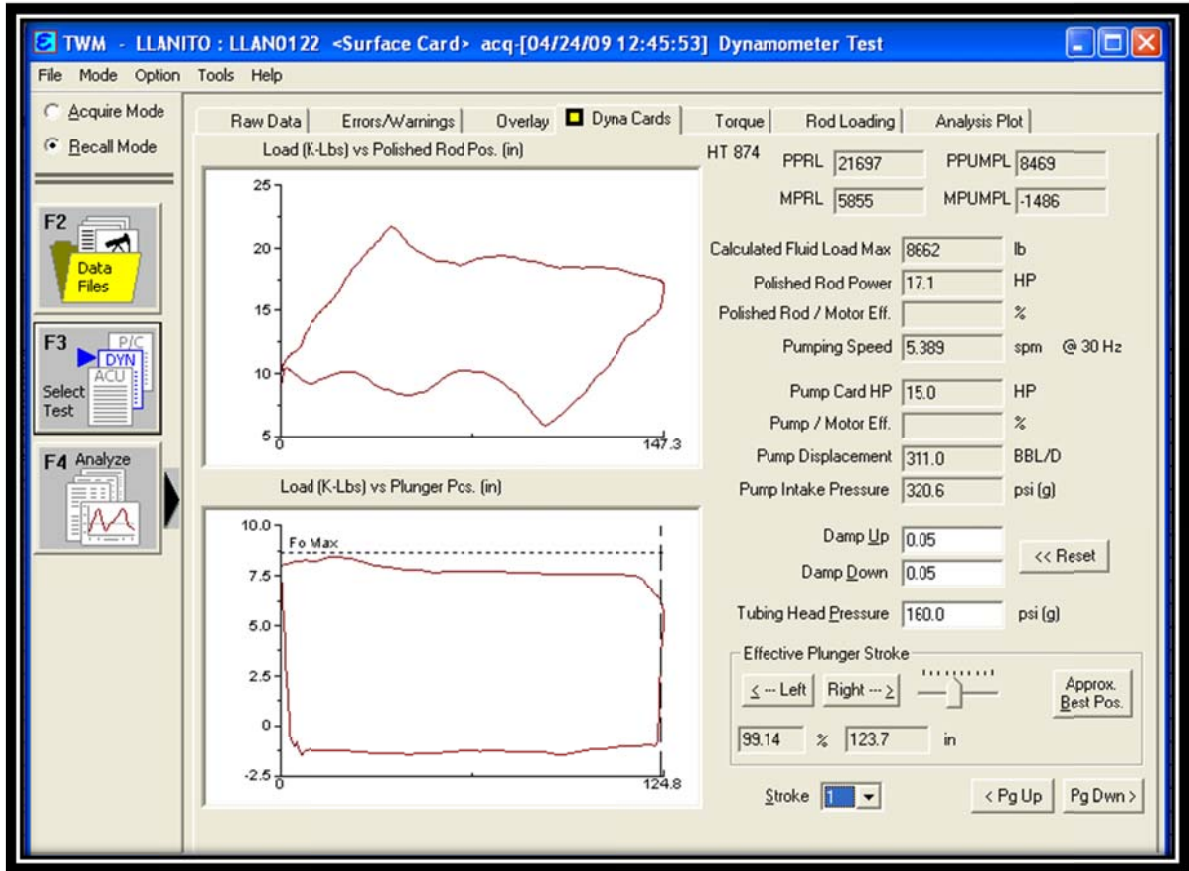
Figura 14. Dinagrama del pozo Llanito 122 con compresión de gas.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

El siguiente dinagrama fue adquirido en el pozo Llanito 122 posterior a un periodo de descarga. En él se identifica una eficiencia de desplazamiento del 99,14 %, donde no se evidencia gas liberado durante el recorrido del pistón dentro de la bomba. La presión del revestimiento en cabeza de pozo es de 60 Psig, las revoluciones de la unidad se mantuvieron en 5,38 SPM. La capacidad de desplazamiento de la bomba en estas condiciones es de 311 Bls/Día.

Figura 15. Dinagrama del pozo Llanito 122 con buen llenado.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

La disminución de la presión del revestimiento gracias a la descarga del gas acumulado en cabeza de pozo, permitió incrementar el desplazamiento de la bomba en 113 Bls/Día, y mantener mejores condiciones de extracción. El corte de agua del pozo Llanito 122 durante este periodo era de 48%, lo que significó una ganancia temporal de 58 Bls de petróleo por día.

Debido al impacto ambiental que genera la emisión de gases producto de la combustión de Hidrocarburos y/o la emisión de gases de Hidrocarburos, estas operaciones son controladas y no se deben ejecutar permanentemente, por esta razón las condiciones de operación promedio del pozo Llanito 122 no superan el 85% de eficiencia en la mayor parte del año.

3.2.2 Cuantificación del Impacto.

Por medio de análisis pozo a pozo, se evidenció que el promedio de eficiencia de las bombas que no presentan interferencia por gas es del 95%. La evaluación del impacto en la totalidad de los pozos del Activo Llanito se consolidó en la Tabla 7, para cuantificar este efecto se evaluó el desplazamiento con la eficiencia original y se sacó la diferencia con la eficiencia al 95% para los pozos afectados por el gas.

De los 93 pozos activos con Bombeo Mecánico, 53 son objeto de análisis, los 40 pozos restantes no aplican, ya que unos se encuentran en avanzado estado de agotamiento, y otros cuentan con un empaque de producción que aísla completamente el anular, por lo cual no hay efecto alguno al descargarlo ó abrirlo en cabeza de pozo.

Los pozos que se encuentran en avanzado estado de agotamiento, presentan golpe de fluido y una muy baja relación Gas – Petróleo, lo que evidencia una muy baja producción de gas y una mínima presión en cabeza del revestimiento.

La sumatoria total de Barriles de fluido que son afectados por el efecto de acumulación de gas en cabeza del revestimiento es de 1626 en los 53 pozos. De estos 1626 barriles, 972 son de petróleo. Este mismo ejercicio se llevó a cabo para el Activo Lisama, concluyendo un volumen total de petróleo recuperable de 400 Bls. El Activo Provincia, no presenta pérdida de producción de líquidos por este efecto, ya que se realizan descargas prácticamente las 24 horas del día.

Para mitigar dichas pérdidas, se deben realizar acciones, como las mencionadas al inicio de este numeral (3.2), tanto para pozos con bombeo mecánico y bombeo por cavidades progresivas. Otra forma de recuperar dicha producción, es disminuir la Presión en la Cabeza de Revestimiento, mediante la recolección del gas de anular, siempre y cuando el pozo presente suficiente potencial para realizarlo.

Tabla 7. Cuantificación del impacto por compresión de gas en los pozos con Bombeo Mecánico en los pozos del Activo Llanito.

POZO	Q TOTAL (Bls)	BSW (%)	Q OIL (Bls)	Q GAS (PCD)	EFICIENCIA (%)	DESPLAZAMIENTO (Bls)	EFICIENCIA (%)	DESPLAZAMIENTO (Bls)	DIFERENCIA (Bls)	Bls DE PETRÓLEO
CARD0001:B	40	20,00	32	30	0,75	77	0,95	98	21	16
CARD0001N:DCB	91	1,40	90	11	0,94	137	0,94	137	0	0
CARD0002:CB	410	71,00	119	12	0,92	706	0,92	706	0	0
CARD0003:TS	250	70,00	75	9	0,94	417	0,94	417	0	0
CARD0004:CB	250	60,86	98	9	0,77	544	0,95	668	124	48
CARD0005:B	33	52,00	16	10	0,61	92	0,95	143	51	24
GALA0001N:CB	400	92,00	32	19	0,98	766	0,98	766	0	0
GALA0005:CB	135	94,00	8	7	0,60	137	0,60	137	0	0
GALA0006:CB	150	45,00	83	10	0,92	209	0,92	209	0	0
GALA0008:CB	190	78,00	42	16	0,91	342	0,91	342	0	0
GALA0009:CB	370	57,00	159	10	0,88	523	0,88	523	0	0
GALA0010:CB	172	48,00	89	10	0,86	267	0,95	294	28	14
GALA0011:CB	269	56,85	116	8	0,93	475	0,93	475	0	0
GALA0012:B	11	34,00	7	12	0,84	76	0,95	86	10	6
GALA0014:CB	88	1,00	87	26	0,79	133	0,95	159	26	26
GALA0015:CB	50	2,00	19	9	0,79	81	0,95	97	16	16
GALA0016:CB	118	14,00	101	40	0,63	163	0,63	163	0	0
LLAN0009:B	90	84,00	14	8	0,99	127	0,99	127	0	0
LLAN0011:CB	80	90,00	8	12	0,78	113	0,95	139	25	3
LLAN0018:C	390	85,00	59	37	0,95	559	0,95	559	0	0
LLAN0036:C	140	50,00	70	39	0,64	300	0,95	444	144	72
LLAN0039:C	95	73,00	26	58	0,84	246	0,95	278	32	9
LLAN0069:B	25	53,00	12	30	0,90	48	0,90	48	0	0
LLAN0075:DCB	645	65,00	226	62	0,98	758	0,98	758	0	0
LLAN0080:B	340	96,00	14	6	0,99	491	0,99	491	0	0
LLAN0084:CBA	70	30,00	49	37	0,67	106	0,67	106	0	0
LLAN0093:D	175	72,00	49	75	0,35	180	0,95	486	306	86
LLAN0094:DC	85	80,00	17	66	1,00	236	1,00	236	0	0
LLAN0095:DB	280	56,00	123	27	0,90	457	0,90	457	0	0
LLAN0097:TS	95	5,00	90	12	0,95	123	0,95	123	0	0

POZO	Q TOTAL (Bls)	BSW (%)	Q OIL (Bls)	Q GAS (PCD)	EFICIENCIA (%)	DESPLAZAMIENTO (Bls)	EFICIENCIA (%)	DESPLAZAMIENTO (Bls)	DIFERENCIA (Bls)	Bls DE PETRÓLEO
LLAN0098:B	90	82,00	16	17	0,99	233	0,99	233	0	0
LLAN0102:B	120	69,00	37	29	0,98	312	0,98	312	0	0
LLAN0104:B	228	82,00	41	10	0,91	281	0,91	281	0	0
LLAN0105:B	135	59,00	55	18	0,95	244	0,95	244	0	0
LLAN0106:B	125	90,00	13	9	0,99	123	0,99	123	0	0
LLAN0107:BTS	224	7,60	207	100	0,93	280	0,93	280	0	0
LLAN0108:C	76	5,80	72	59	0,73	95	0,73	95	0	0
LLAN0109:B	114	17,00	95	400	0,23	76	0,95	321	245	204
LLAN0111:B	87	36,00	56	36	0,66	150	0,95	216	66	42
LLAN0112:DB	148	13,00	129	60	0,76	176	0,95	221	45	39
LLAN0113:B	502	46,00	271	118	0,93	595	0,93	595	0	0
LLAN0114:D	106	0,10	106	82	0,71	280	0,95	374	94	94
LLAN0117:DCB	426	26,00	315	64	1,00	518	1,00	518	0	0
LLAN0118:B	89	38,00	55	44	0,97	205	0,97	205	0	0
LLAN0119:B	113	15,00	96	91	0,55	184	0,95	317	133	113
LLAN0121:B	223	46,00	120	18	0,98	315	0,98	315	0	0
LLAN0122:B	266	50,00	133	56	0,86	407	0,95	450	43	21
LLAN0123:CB	166	50,60	82	45	0,82	272	0,95	317	45	22
LLAN0124:CB	194	24,00	147	17	0,96	304	0,96	304	0	0
LLAN0127:B	164	48,00	85	58	0,81	406	0,95	476	71	37
LLAN0128:CB	461	33,00	309	15	0,93	603	0,93	603	0	0
LLAN0129:BC	392	9,40	355	16	0,95	360	0,95	360	0	0
LLAN0130:BC	211	23,00	162	45	0,78	459	0,95	560	101	78

1626

972

Fuente. Autor.

3.2.3 Potencial de Gas recuperable.

En este punto se genera una segunda metodología para calcular el aporte de gas por pozo, y poder cuantificar el potencial de gas recuperable para plantear su recolección.

Una de las características principales de estos pozos es su gradiente de gas el cual se puede medir gracias a una prueba corta de restauración de presión en el revestimiento.

El procedimiento de esta prueba, consiste en cerrar la válvula del anular sin detener la unidad de bombeo (la producción de gas y petróleo es mantenida durante la prueba); esto permite que gas liberado burbujee a través de la columna de líquido, almacenándose en el espacio anular entre la tubería de producción y el revestimiento; como consecuencia de este almacenamiento se produce un incremento en la presión en cabeza del revestimiento que es registrada con el sensor del equipo THE WELL ANALYZER con respecto al tiempo.

De acuerdo a McCoy, Podio y Huddleston (McCoy, James; Podio, Augusto y Huddleston, Ken. Acoustic Determination of producing Bottomhole Pressure. SPE 14254) la tasa de flujo de gas por el anular de un pozo está dada por la Ecuación 1:

$$Q = \frac{0,00068 * \Delta P * A * D_a}{\Delta t} \quad \text{Ecuación 1.}$$

Donde:

ΔP Cambio de Presión en la cabeza del revestimiento (Psig).

Δt Tiempo transcurrido (seg).

A Área transversal entre la tubería de producción y el revestimiento (pulgadas).

D_a Profundidad del nivel de líquido efectivo (Pies).

La profundidad del nivel de líquido efectivo es estimada calculando una fracción efectiva de líquido en la columna de fluido sobre la bomba y adicionando la fracción del gas presente en esta. Por lo tanto, la profundidad del nivel de líquido efectivo está dada por la Ecuación 2:

$$D_a = D_F + (1 - f_F) * L \quad \text{Ecuación 2.}$$

Donde:

D_F Profundidad del nivel de Fluido registrado (pies).

f_F Fracción efectiva de Fluido (pies).

L_F Longitud de la columna de fluido sobre la bomba (pies).

Si el bombeo de un pozo es suspendido durante un periodo de tiempo suficiente, y la válvula del revestimiento en cabeza de pozo es cerrada, ocurrirán las condiciones de estabilización. El gas producido desde yacimiento, se acumula en el espacio anular entre la tubería de producción y el revestimiento.

Con un tiempo prudente de cierre, el pozo alcanza su presión estática de fondo (SBHP) en la formación, a partir de la cual se llega al equilibrio de las columnas hidrostáticas de los fluidos almacenados. De esta forma la presión estática puede calcularse sumando la presión del revestimiento en cabeza de pozo (CHP) y las presiones ejercidas por las columnas hidrostáticas de dichos fluidos, como se presenta en la Ecuación 3:

$$SBHP = CHP + P_g + P_L \quad \text{Ecuación 3.}$$

Donde

SBHP Presión estática de fondo, (Psig).

CHP Presión en la cabeza del revestimiento, (Psig).

P_g Presión hidrostática en la columna de gas en el espacio anular, (Psig).

P_L Presión hidrostática en la columna de líquido en el espacio anular, (Psig).

La CHP se mide en superficie con un sensor de alta presión ó un probador de peso muerto. La P_g se determina con el nivel estático del líquido en el pozo, de acuerdo a la lectura acústica de un registro. El software del equipo realiza un cálculo iterativo donde tiene en cuenta la gravedad específica del gas y la temperatura en el espacio anular. De la misma forma es calculada la P_L , teniendo en cuenta la densidad de la mezcla de fluidos (Petróleo y agua) en caso de tener el efecto de ambos. La P_{wf} se calcula de la misma forma que la CHP, asumiendo condiciones dinámicas en el pozo.

En el espacio anular de un pozo en bombeo, el gas de la formación burbujea continuamente a través de la columna de líquido; dependiendo de la tasa volumétrica del gas los patrones de flujo característicos son tipo burbuja y tipo bala cuando el caudal es alto. En este caso la densidad de la mezcla es calculada por la Ecuación 4:

$$\rho_m = \rho_L H_L + \rho_g H_g \quad \text{Ecuación 4.}$$

Donde

ρ_m Densidad de la mezcla, Lb/ft³

ρ_L, ρ_g Densidad del líquido y del gas, Lb/ft³

H_L Fracción de Líquido

H_g Fracción de Gas

Una vez determinado el gradiente de la columna de líquido presente en el espacio anular, la Pwf es calculada mediante la Ecuación 5:

$$P_{wf} = \text{CHP} + P_g + P_L \quad \text{Ecuación 5.}$$

Donde:

Pwf Presión de fondo fluyendo, Psig

CHP Presión en la cabeza del revestimiento, Psig

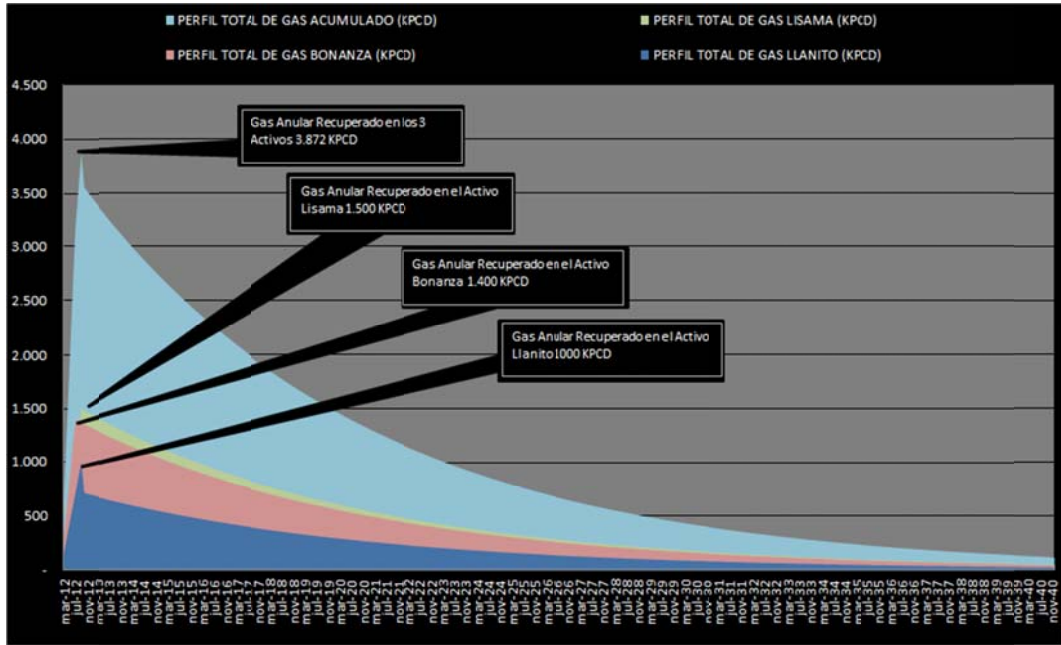
Pg Presión Hidrostática de la columna de gas en el espacio anular, Psig.

PL Presión Hidrostática en la columna de líquido en el espacio anular, Psig.

El cálculo de la recuperación de gas de anular se realizó bajo las anteriores ecuaciones. Las Tabla 8, 9 y 10 presentan el potencial de gas por pozo en Miles de Pies Cúbicos de Gas por día (KPCD), además del venteo actual y del número de pozos que deben ser tenidos en cuenta para la ingeniería de detalle de las líneas de recolección.

Con la sumatoria total de potencial por pozo, se construye una gráfica de perfiles de gas por Activo y finalmente se puede tener un pico máximo del Proyecto.

Figura 16. Perfiles de Gas consolidados de los Activos en estudio.



Fuente. Autor.

Tabla 8. Cuantificación del gas de anular disponible en los pozos con gradiente positivo Activo Llanito.

POZO	FRECUENCIA POR MES	PROD GAS APROX EN VENTEO, kpcd	TOTAL, kpcd	NIVEL DE LÍQUIDO NETO DESDE SUPERFICIE (PIES)	CAMBIO DE CHP (Psi)	TIEMPO (min)	FECHA PRUEBA GRADIENTE	Q (KPCD)
Cardales 2	1			4642.87	0.5	3	05/06/2011	12
Cardales 4	4	10	40	5423.05	0.3	3	12/05/2011	9
Cardales 5	1			5976.39	0.1	3	15/06/2011	3
Cardales 6	3	10	30	5828.92	0.1	3	20/05/2011	3
Cardales 7	2	10	20	6035	0.039	3	20/05/2011	1
Cardales 9	2	10	20	5668.43	0.044	3	17/05/2011	1
Cardales 12	3	10	30	5731.21	0.2	3	16/05/2011	6
Cardales 13	2	10	20	5448.34	0.3	4	13/05/2011	6
Cardales 15	2	10	20	5518.94	0.056	3	19/15/2011	2
Cardales 16	2	10	20	5798.38	0.1	3	19/05/2011	3
Galán 122	1			4296.39	0.038	3	22/06/2011	1
Galán 124	4	10	40	5437.84	0.1	4	11/05/2011	2
Galán 130	4	10	40	4479.54	0.2	3	19/05/2011	5
Galan 135	4	10	40	4001.65	0.074	3	17/04/2011	2
Galan 134	2	10	20	4195.99	0.1	3	18/05/2011	2
Galan 133	4	10	40	5222.71	0.038	3	08/05/2011	1
Galan 137	1			4282.09	0.2	3	10/06/2011	4
Galan 139	1			4215.44	0.5	3	19/06/2011	11
Gala 11	2	10	20	5027.01	0.065	5	14/05/2011	1
Gala 8	2	20	40	5034.86	0.30	3	16/06/2011	8
Gala 14	2.5	20	50	7057.94	0.80	3	16/06/2011	30
Gala 17	2			6502.55	0.08	3	13/03/2011	3

POZO	FRECUENCIA POR MES	PROD GAS APROX EN VENTEO, kpcd	TOTAL, kpcd	NIVEL DE LÍQUIDO NETO DESDE SUPERFICIE (PIES)	CAMBIO DE CHP (Psi)	TIEMPO (min)	FECHA PRUEBA GRADIENTE	Q (KPCD)
Gala 9	1			5429.06	0.7	3	20/06/2011	18
Llanito 25	2			3176.94	0.097	3	10/06/2011	2
Llanito 44	2	20	40	6302.51	0.7	3	03/06/2011	24
Llanito 75	1			1834.44	0.5	3	18/05/2011	3
Llanito 93	2.5	30	75	4031.54	0.764	4	11/05/2011	11
Llanito 95	1			5084.25	4.3	3	08/06/2011	126
Llanito 97	1	20	20	5153.88	0.7	3.5	02/06/2011	17
Llanito 103	1	20	20	6132.41	0.4	3	12/06/2011	14
Llanito 107	1	20	20	6126.75	3.3	3	12/05/2011	98
Llanito 117	2			4175.98	0.8	3	22/06/2011	15
Llanito 121	1			4157.67	0.3	3	15/05/2011	7
Llanito 125	2	20	40	2572.23	0.9	3	08/06/2011	12
Llanito 128	1	20	20	2730.99	0.8	3	03/06/2011	10
Llanito 129	1	20	20	4887	3.1	3	16/05/2011	70
Llanito 132	2	20	40	5922.26	9.6	3	20/05/2011	303
GALÁN 1J	1			4453.86	0.07	3	06/07/2011	2
GALÁN 2J	1			1807.42	0.03	3	04/07/2011	0
NÚMERO TOTAL DE POZOS		39 POZOS						
POTENCIAL DE RECUPERACIÓN KPCD		846						
TOTAL VENTEO DIA KPCD		26						

Fuente. Autor.

Tabla 9. Cuantificación del gas de anular disponible en los pozos con gradiente positivo Activo Lisama.

POZO	FRECUENCIA POR MES	PROD GAS APROX EN VENTEO, kpcd	TOTAL, kpcd	NIVEL DE LÍQUIDO NETO DESDE SUPERFICIE (PIES)	CAMBIO DE CHP (Psi)	TIEMPO (min)	FECHA PRUEBA GRADIENTE	Q DE GAS (kpcd)
LISAMA 13	1	40	40	3529	3.4	3.25	18/06/2011	138
LISAMA 15	1	10	10	4930	1	3	10/05/2011	14
LISAMA 61	2	10	20	4148	0.5	3		6
LISAMA 102	2	40	80	6618	0.5	3	09/05/2011	18
LISAMA 139	1	10	10	6600	0.5	3		18
LISAMA 145	2	10	20		0.5	3		0
LISAMA 175	1	10	10	3049	1.15	3	07/06/2011	42
TESORO 29	2	40	80	8400	0.5	3		23
TESORO 35	2	40	80	8000	0.5	3		22
TESORO 41	1	40	40	7189	1.85	3	10/06/2011	71
TESORO 42	1	40	40	8500	0.5	3		23
TESORO 43	1	20	20	2000	0.5	3		5
TESORO 44	1	40	40	8474	2.15	3	13/06/2011	97
TESORO 46	1	40	40	8573	1.25	3	08/06/2011	57
TESORO 47	1	40	40	6825	1.85	3	07/06/2011	67
TESORO 48	2	40	80	8240	1.55	3	08/06/2011	68
NUTRIA 15	1	40	40	6682	0.5	3	03/06/2011	18
NUTRIA 22	2	40	80	8616	0.85	3	11/06/2011	41
NUTRIA 23R	4	40	160	7463	1	3	18/05/2011	40
NUTRIA 31	1	40	40	1285	9	3	14/06/2011	62
NUTRIA 32	2	40	80	8169	1.45	3	18/05/2011	63
NUTRIA 33	2	40	80	8610	1.55	3	15/06/2011	71
NUTRIA 34	4	40	160	2655	1.8	3	17/06/2011	26

POZO	FRECUENCIA POR MES	PROD GAS APROX EN VENTEO, kpcd	TOTAL, kpcd	NIVEL DE LÍQUIDO NETO DESDE SUPERFICIE (PIES)	CAMBIO DE CHP (Psi)	TIEMPO (min)	FECHA PRUEBA GRADIENTE	Q DE GAS (kpcd)
NUTRIA 35	1	40	40	7266	1.625	3	17/06/2011	63
NUTRIA 36	1	10	10	8969	0.9	3	18/06/2011	43
NUTRIA 37	4	40	160	3195	2.5	3	17/06/2011	43
NUTRIA 39	2	40	80	8034	1.03	3.25	18/06/2011	41
NUTRIA 40	1	10	10	8766	1	3	14/06/2011	47
NUTRIA 41	2	40	80	7729	1.65	3	10/06/2011	68
NUTRIA 42	1	10	10	1474	5.2	3	14/06/2011	41
NUTRIA 43	4	40	160	2824	3.15	4	18/06/2011	36
NUTRIA 44	4	40	160	6900	0.5	3		18
NUTRIA 65	2	10	20	3493	1.6	3	18/06/2011	30
NUTRIA 66	2	40	80	2931	2.3	3	18/06/2011	36
NÚMERO TOTAL DE POZOS		34						
POTENCIAL DE RECUPERACIÓN KPCD		1454						
TOTAL VENTEO DÍA KPCD		70						

Fuente. Autor.

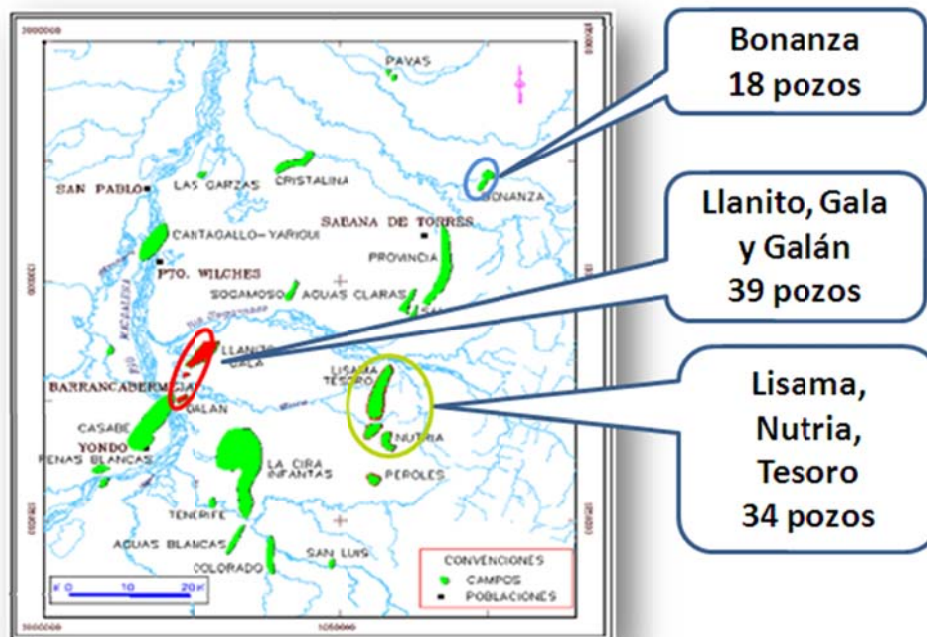
Tabla 10. Cuantificación del gas de anular disponible en los pozos con gradiente positivo Activo Provincia.

POZO	FRECUENCIA DE VENTEO MENSUAL	PROD GAS APROX EN VENTEO, kpcd	TOTAL, kpcd	NIVEL DE LÍQUIDO NETO DESDE SUPERFICIE (PIES)	CAMBIO DE CHP (Psi)	TIEMPO (min)	FECHA PRUEBA GRADIENTE	Q (KPCD)
BONANZA 08	4	50	200	2320	9.3	3	14/06/2011	241
BONANZA 10	30	50	1500	1182	12.6	3	23/06/2011	42
BONANZA 11	30	40	1200	2783	4	3	23/06/2011	59
BONANZA 17	30	50	1500	1931	0	3	21/06/2011	40
BONANZA 20	30	50	1500	1840	1.9	3	23/06/2011	19
BONANZA 21	30	50	1500	2323	3	3	23/06/2011	37
BONANZA 25	30	40	1200	3454	4.4	3	23/06/2011	81
BONANZA 27	30	40	1200	1005	19	3	23/06/2011	102
BONANZA 28	30	40	1200	2338	11.2	3	23/06/2011	140
BONANZA 30	30	40	1200	2323	1.3	3	23/06/2011	16
BONANZA 31	30	40	1200	1812	5.2	3	23/06/2011	50
BONANZA 32	30	40	1200	1940	6	3	23/06/2011	62
BONANZA 33	30	50	1500	3256	8.1	3	23/06/2011	141
BONANZA 35	30	50	1500	1379	2.9	3	23/06/2011	21
BONANZA 36	30	50	1500	985	0	3	23/06/2011	0
BONANZA 37	30	50	1500	1948	4.4	3	23/06/2011	46
BONANZA 38	30	50	1500	1352	15.7	3	23/06/2011	113
BONANZA 39	30	50	1500	777	6.7	3	23/06/2011	28
NÚMERO TOTAL DE POZOS		18 POZOS						
POTENCIAL DE RECUPERACIÓN KPCD		1817						
TOTAL VENTEO DÍA KPCD		787						

Fuente. Autor.

Finalmente con la información analizada: mecanismo de producción de los campos, sistemas de levantamiento artificial, cuantificación de pérdidas y potencial de producción de gas por pozo, queda limitado el proyecto para los campos Bonanza, Llanito y Lisama, respectivamente para 18, 39 y 34 pozos (Figura 17).

Figura 17. Mapa de los campos del Valle Medio del Magdalena, con los campos y sus pozos asociados al estudio.



Fuente. Autor, Mapa del Departamento de Ingeniería y Confiabilidad de Mares de Ecopetrol S.A.

3.3 ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN

Se realizó la búsqueda de aplicación tecnológica para el aprovechamiento de gas de anular. Dentro de las tecnologías aplicables, se evidenció que en la industria, la mayor aplicación se genera con las redes de recolección, Compresores de viga, y Compresores de patín, tecnologías aplicadas gracias a su bajo costo de operación y a su funcionalidad.

Tabla 11. Tecnologías Aplicadas para la recolección de gas de anulares.

TECNOLOGÍA	CAMPOS DE APLICACIÓN	OBSERVACIÓN
REDES DE RECOLECCIÓN	LA CIRA INTANTAS (ECOPETROL S.A. – OCCIDENTAL)	APLICADO EN ÁREAS CON ALTA DENSIDAD DE POZOS Y BAJO APORTE DE GAS
COMPRESORES DE VIGA	TEXAS, OKLAHOMA (ESTADOS UNIDOS)	SE TIENEN CERCA DE 9000 COMPRESORES INSTALADOS EN ESTADOS UNIDOS, NINGUNO EN COLOMBIA
COMPRESORES DE PATÍN	GUANDO (PETROBRAS)	APLICADO EN ÁREAS CON MEDIA DENSIDAD DE POZOS Y ALTO APORTE DE GAS

Fuente. Autor.

Una vez identificadas las Tecnologías aplicables, se construye un esquema con las principales variables de selección.

Tabla 12. Variables de selección para la aplicación de Tecnologías para la recolección de gas de anulares.

TECNOLOGÍA	DENSIDAD DE POZOS	VOLUMEN DE GAS A MANEJAR POR POZO
REDES DE RECOLECCIÓN	APLICA TANTO PARA UNIR VARIOS POZOS O PARA POZOS INDEPENDIENTES	BAJO* (<80 KPCD POR POZO)
COMPRESORES DE VIGA	APLICADO POR POZO, SOLAMENTE EN UNIDADES DE BOMBEO MECÁNICO CONVENCIONALES Y MARK II	MEDIO (<200 KPCD POR POZO)
COMPRESORES DE PATÍN	APLICA TANTO PARA UNIR VARIOS POZOS O PARA POZOS INDEPENDIENTES	ALTO (>80 KPCD POR POZO)

*Analizado para líneas de anular de 3”.

Fuente. Autor.

Hay que resaltar que las aplicaciones de Compresores de patín, se pueden realizar combinando dicha aplicación con la red de recolección, siempre y cuando el análisis Hidráulico lo permita.

La compresión en el cabezal del pozo, ya sea con compresores de viga ó de patín, tiene como objetivo acelerar la producción de gas del pozo, mientras que la aplicación de red de anulares, únicamente recolecta el gas que naturalmente puede fluir.

El método de compresión en el cabezal del pozo ha sido utilizado por décadas para incrementar la presión en la cabeza del pozo hacia la línea de ventas (CHP “casing head gas”) para el caso de pozos gasíferos, ó para despresurizar anulares incrementando la eficiencia en los sistemas de extracción de líquidos.

Las aplicaciones generales de estos sistemas son:

- Pozos de Petróleo donde la presión de línea de producción es más alta que la presión de cabeza de pozo.
- Pozos de Petróleo donde la contrapresión reducida (hidrostática) en el yacimiento incrementaría volúmenes de fluidos. (Reducir la presión en la cara de la formación e incrementar la producción del pozo)
- Pozos de Gas donde el bombeo de subsuelo se hace necesario para remover agua.
- Pozos de Petróleo que tienen problemas de bloqueo de gas (*gas lock*).
- Pozos de Petróleo que están ubicados en aéreas donde el venteo o quemado del gas es prohibido (pozos “verdes”)
- Recolectar el gas que está siendo descargado a la atmósfera, e incrementar la producción y los beneficios económicos (pequeñas cantidades de gas inyectado en las líneas de flujo y/o de ventas, puede significar mejor flujo de caja y menos problemas de operación).

- Extraer mayor cantidad de gas de pozos de bajo potencial, para ser usado como combustible en los diferentes equipos de producción y tratamiento de crudo.
- Impulsar el gas de baja presión en las líneas de venta.
- Mantener pozos en producción cuando la presión de las líneas de flujo se incrementa debido problemas en los equipos de compresión corriente abajo, o a la entrada de pozos nuevos a la corriente de producción, impidiendo el flujo normal de los pozos existentes.

A continuación, se describe cada una de las tecnologías aplicables.

3.3.1 Redes de Recolección.

La aplicación de redes de recolección, es un sistema muy utilizado para generar la salida del gas del anular del pozo y evitar su acumulación en este sector del pozo. La aplicación referente en Colombia es la de La Cira Infantas. Este campo presenta una alta densidad de pozos (>400 pozos productores activos), y un caudal bajo por pozo (<80 KPCD), por lo cual se recolecta en líneas de 3", sin la necesidad de realizar su compresión. El Anexo C, presenta un caso de diseño de red de anulares.

3.3.2 Sistemas de compresión montados en viga.

Los primeros compresores montados sobre viga tuvieron varias limitaciones que redujeron grandemente su efectividad. Los primeros diseños utilizaron un sistema de lubricación forzada y un único pistón de simple acción, el cual depende en enfriamiento por aire ambiental introducido en la cámara. Los problemas con estos diseños previos incluyeron: contaminación del gas de venta con aire de enfriamiento, explosiones potenciales y mantenimiento semanal para mantener los sellos lubricados.

El costo de este nivel de mantenimiento en campo es a menudo, antieconómico para los pozos marginales o en localizaciones remotas. En términos de eficiencia, el diseño de simple acción tiene solo 50% de la capacidad del compresor de doble-acción.

El diseño ideal, permite recuperar gas del casing y de la formación, realizar la compresión del gas en ambas direcciones del ciclo de la unidad de bombeo, e inyectarlo dentro de la línea de flujo aguas abajo de la válvula cheque. Esto reduce la contrapresión en el anular del pozo y permite a los fluidos migrar dentro de la formación sin restricción (o al menos incrementar esa migración). La respuesta del pozo es casi instantánea, suministrando suficiente potencia al compresor instalado en la unidad de bombeo.

Estos sistemas se ofrecen con automatización de las unidades de bombeo, gracias a la acción de un variador de velocidad, un controlador y un software. Un sistema completo, puede incrementar la eficiencia en la operación del pozo y la vida útil del equipo de bombeo, disminuye el consumo de energía y las horas-hombre requeridas para administrar y mantener los pozos.

En campos de Norte América, son utilizados comúnmente, gracias a su fabricación masiva. Una de las compañías facilitó sus datos durante un período de prueba. La presión en el casing en el pozo donde se aplicó fue reducida en un promedio del 82%, la respuesta de producción de petróleo tuvo un incremento del 44% y la producción de gas aumentó en un 37%. Gracias a estos resultados y a la necesidad de la obtención del Gas Natural, existen hoy, diversos tipos de compresores de viga en uso a través de todo Texas y Oklahoma.

3.3.3 Sistemas de compresión montados en patín.

Los sistemas de Compresión montados en patines, alcanzan presiones y volúmenes superiores al diseño del compresor de viga, mediante un compresor equipado con un motor de configuración 8 en V, donde 4 cilindros son de compresión y 4 cilindros son de combustión, con un sistema de separación de líquidos y gas, un sistema de enfriamiento de gas comprimido y un panel de control para inicio y apagado automático acorde a la presión de la línea de succión. Estos sistemas pueden ser instalados en pozos de gas y petróleo con o sin facilidad de superficie o de levantamiento artificial.

3.3.4 Valorización de las alternativas.

Cada tecnología es aplicable en cada área, dependiendo la necesidad de compresión de gas, es decir, del volumen que aporta cada campo, y de las distancias entre los pozos productores de gas.

En la siguiente tabla (13), se organizó la aplicación recomendada, de acuerdo a un análisis previo de simulación, realizado en un software comercial (PIPESIM), con los caudales y distancias entre los pozos en cada campo; dicho análisis nos permite realizar su selección.

Tabla 13. Tecnologías Aplicadas para la recolección de gas de anulares en los campos de estudio.

TECNOLOGÍA	CAMPOS DE APLICACIÓN	OBSERVACIÓN
REDES DE RECOLECCIÓN	SU APLICACIÓN SIN UN SISTEMA DE COMPRESIÓN ES INEFICIENTE	SE RECOMIENDA SU APLICACIÓN JUNTO CON UN SISTEMA DE COMPRESIÓN
COMPRESORES DE VIGA	NO SE RECOMIENDA SU APLICACIÓN	NO APLICADA ESTA TECNOLOGÍA EN COLOMBIA, POR LO CUAL NO HAY MANTENIBILIDAD DE LOS EQUIPOS
COMPRESORES DE PATÍN	NO SE RECOMIENDA SU APLICACIÓN INDIVIDUAL, NO ES COSTO EFECTIVA	SE RECOMIENDA SU APLICACIÓN JUNTO CON UN SISTEMA DE RECOLECCIÓN EN CLÚSTER DE POZOS
COMBINACIÓN DE REDES DE RECOLECCIÓN, MÁS COMPRESORES DE PATÍN	APLICACIÓN RECOMENDADA	ESTA APLICACIÓN, PERMITE LA VERSATILIDAD TANTO DE LA DENSIDAD DE POZOS Y SU CAUDAL

Fuente. Autor.

Campo Bonanza. Los pozos del campo Bonanza presentan caudales de gas medios (entre 50 y 300 KPCD), además de estar ubicados en distancias cortas, lo cual facilita la recolección de gas de anular.

Dadas estas premisas, la mejor opción es utilizar un sistema combinado de recolección, junto con un sistema de compresión de patín. La siguiente Tabla presenta una completa revisión de las alternativas posibles utilizando infraestructura existente en campo y nueva, y la descripción de cada sistema propuesto.

Tabla 14. Alternativas para la recolección de gas del campo Bonanza.

ALTERNATIVA	DESCRIPCIÓN
Alternativa 1	Red de recolección de gas de anulares con tubería totalmente nueva, Un compresor de motor a gas ubicado en la estación compresora de bonanza
Alternativa 2	Ubicación de compresores con motor a gas en los clusters utilizando una red de recolección, e inyectarlo en los cabezales de producción a través de los manifold en campo.
Alternativa 3	Ubicación de compresores con motor a gas en los clusters utilizando la red de distribución de Gas Lift, e inyectarlo en los cabezales de producción a través de los manifold en campo.
Alternativa 4	Utilizar la tubería de distribución de gas lift Un nuevo compresor de motor a gas centralizado.
Alternativa 5	Utilizar la tubería de distribución de gas lift Un nuevo compresor de motor eléctrico
Alternativa 6	Ubicación de compresor en cada pozo con succión del equipo en conexión con cabeza de pozo al anular e inyectar la descarga del compresor a la línea de producción.
Alternativa 7	Utilizar la tubería nueva para recolección en pozos y troncales de gas hacia Estación compresora, Cinco (5) nuevos compresores de motor gas

Fuente. Procesos de Simulación, Superintendencia de Ingeniería, GTD, Ecopetrol S.A.

Alternativa seleccionada: Alternativa 2, compresores a gas en clúster, inyectando a las troncales de producción existentes. Ubicación de cinco (5) nuevos compresores con motor a gas en los clusters, utilizando una nueva red para recolectar el gas anular, e inyectarlo y transportarlo en los mismos cabezales

de producción a través de los manifold existentes en el campo, evitando construir tubería nueva para su transporte a la estación de recolección.

Los compresores estarían distribuidos en el campo Bonanza de la siguiente manera:

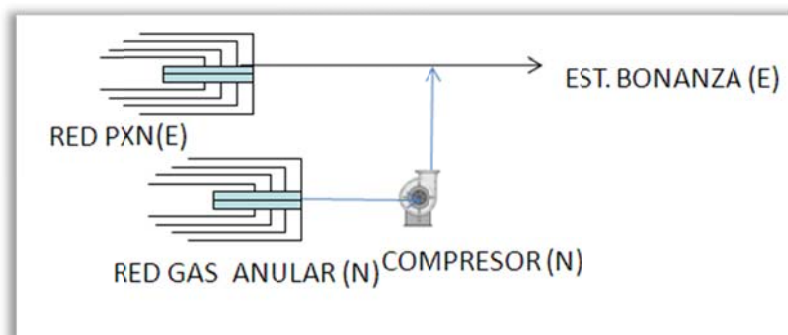
Dos (2) compresores en el clúster BZA 18,

Un (1) compresor en el clúster BZA 9

Dos (2) compresores en el clúster BZA 27. Este último clúster recibirá el gas proveniente de los pozos asociados a él y de un manifold de gas proveniente del clúster BZA 19 que recolecta el gas anular de los pozos asociados a este clúster.

La siguiente Figura (18), presenta la aplicación de compresores con motor a gas en los clusters utilizando la red Nueva de Gas Anular, e inyectarlo en los cabezales de producción a través de los manifold existentes (PXN) en campo.

Figura 18. Esquema recomendado por clúster para el campo Bonanza.



Fuente. Procesos de Simulación, Superintendencia de Ingeniería, GTD, Ecopetrol S.A.

La Tabla 15, presenta los requerimientos de Tubería y Compresión para la alternativa seleccionada del campo Bonanza.

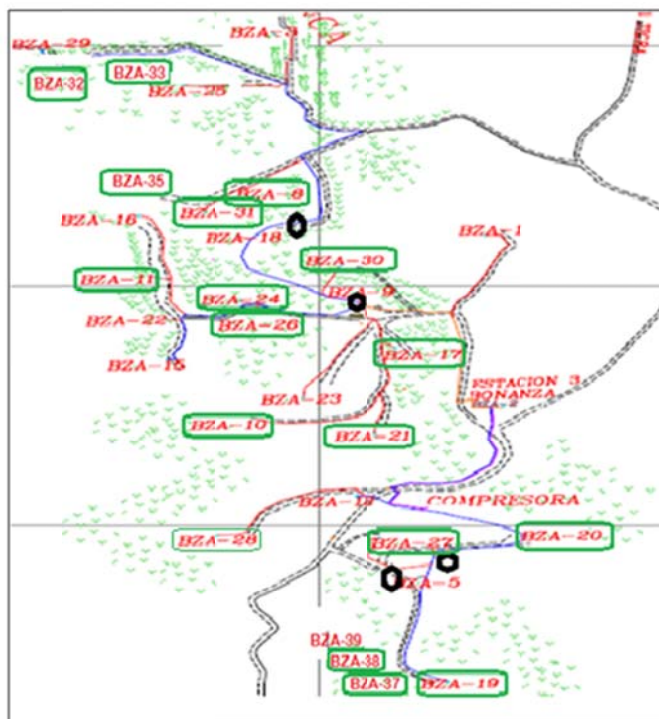
Tabla 15. Requerimientos de Tubería y Compresión para la recolección de gas del campo Bonanza.

EQUIPO	DESCRIPCIÓN
Tubería Flexible	122 m de 3 in 11.732 m de 2 in
Compresor	Cinco (5) compresores con una capacidad mínima de 300 KPCD y con una potencia hidráulica de 24,4 HP.

Fuente. Procesos de Simulación, Superintendencia de Ingeniería, GTD, Ecopetrol S.A.

La Figura 19 presenta la ubicación de los compresores, con el objetivo de recolectar el gas de anular de los pozos seleccionados, y su potencial de recuperación.

Figura 19. Mapa del campo Bonanza, donde se referencia la ubicación recomendada de los compresores de recolección.



Fuente. Procesos de Simulación, Superintendencia de Ingeniería, GTD, Ecopetrol S.A.

Campos Lisama, Nutria, y Tesoro. Los pozos de estos campos, tienen la característica de ser pozos con caudales de gas bajos y medios (entre 10 y 250 KPCD), además de estar ubicados en distancias cortas, lo cual facilita la recolección de gas de anular.

Dadas estas premisas, la mejor opción es utilizar un sistema combinado de recolección, junto con un sistema de compresión de patín. La siguiente Tabla presenta una completa revisión de las alternativas posibles.

Tabla 16. Alternativas para la recolección de gas de los campo Lisama, Nutria, y Tesoro.

ALTERNATIVA	DESCRIPCIÓN
Alternativa 1	Red de recolección de gas de anulares con tubería totalmente nueva hacia la estación Compresora.
Alternativa 2	Red de recolección de gas de anulares con tubería totalmente nueva y con un compresor a ubicar en el clúster Lisama 120, hacia la estación Compresora.
Alternativa 3	Ubicación de compresor en cada pozo con succión del equipo en conexión con cabeza de pozo al anular e inyectar la descarga del compresor a la línea de producción.
Alternativa 4	Ubicación de tres compresores en los clúster: Tesoro 30, Nutria 4 y Nutria 12 e inyectar la descarga en las troncales de producción.
Alternativa 5	Combinación de compresores en pozos y de compresores en clúster. (Nutria 12 y Tesoro 30)

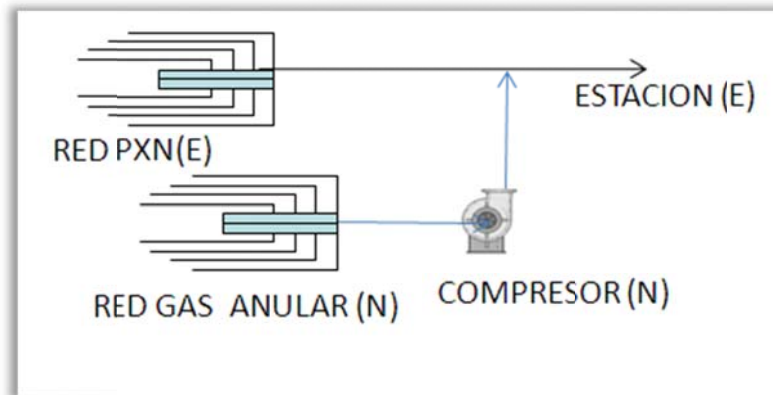
Fuente. Procesos de Simulación, Superintendencia de Ingeniería, GTD, Ecopetrol S.A.

Alternativa seleccionada: Alternativa 4, ubicación de tres compresores en los clusters: Tesoro 30, Nutria 4 y Nutria 12 e inyectar la descarga en las troncales de producción. Red de recolección de gas anular de los pozos alrededor de la estación Lisama Central en 2in hasta la estación Compresora Lisama.

Ubicación de tres (3) compresores con motor eléctrico en los clusters con toda una red de nueva de gas anular que descargan a las troncales existentes para los campos Nutria y Tesoro.

La siguiente Figura (20), presenta la aplicación de compresores con motor eléctrico en los clusters utilizando la red Nueva de Gas Anular, e inyectarlo en los cabezales de producción a través de los manifold existentes (PXN) en campo.

Figura 20. Esquema recomendado por clúster para los campos Lisama, Nutria, y Tesoro.



Fuente. Procesos de Simulación, Superintendencia de Ingeniería, GTD, Ecopetrol S.A.

La Tabla 17, presenta los requerimientos de Tubería y Compresión para la alternativa seleccionada en los campos Lisama, Nutria, y Tesoro.

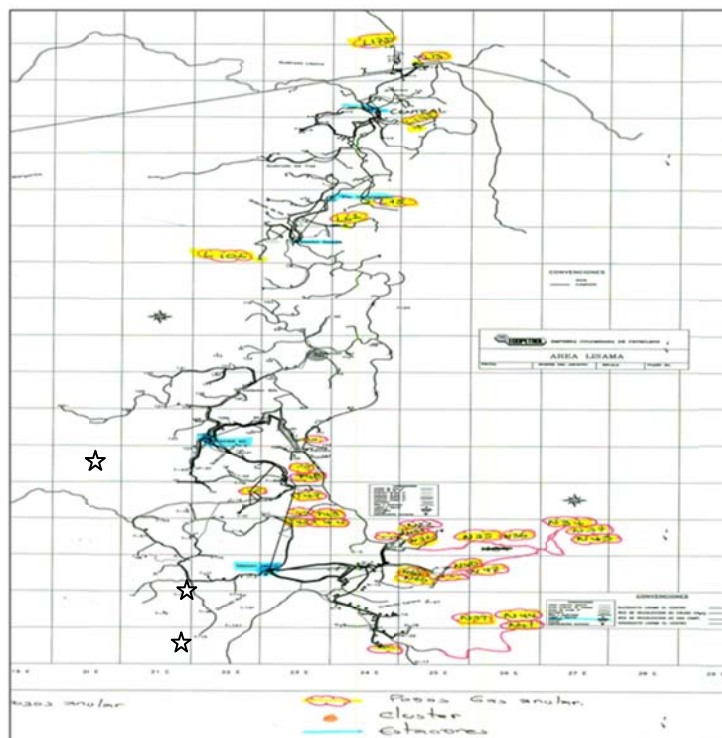
Tabla 17. Requerimientos de Tubería y Compresión para la recolección de gas de los campos Lisama, Nutria, y Tesoro.

EQUIPO	DESCRIPCIÓN
Tubería Flexible	8.910 m de 3 in 28.229 m de 2 in
Compresor	Tres (3) compresores con una capacidad mínima de 520 kpcd y con una potencia hidráulica de 43 y 52 HP.

Fuente. Procesos de Simulación, Superintendencia de Ingeniería, GTD, Ecopetrol S.A.

La Figura 21 presenta la ubicación de los compresores, con el objetivo de recolectar el gas de anular de los pozos seleccionados, y su potencial de recuperación.

Figura 21. Mapa de los campos Lisama, Nutria, y Tesoro, donde se referencia la ubicación recomendada de los compresores de recolección.



Fuente. Procesos de Simulación, Superintendencia de Ingeniería, GTD, Ecopetrol S.A.

Campos Llanito, Gala y Galán. Los pozos de estos campos, tienen la característica de ser pozos con caudales de gas bajos, (entre 10 y 180 KPCD), y además de estar ubicados en distancias cortas, lo cual facilita la recolección de gas de anular.

Dadas estas premisas, la mejor opción es utilizar un sistema combinado de recolección, junto con un sistema de compresión de patín. La siguiente Tabla 18 presenta una completa revisión de las alternativas posibles.

Tabla 18. Alternativas para la recolección de gas de los campos Llanito, Gala, y Galán.

ALTERNATIVA	DESCRIPCIÓN
Alternativa 1	Red de recolección de gas de anulares con tubería totalmente nueva hacia la estación Compresora. (2 in)
Alternativa 2	Dos redes de Recolección: la parte norte va hacia la estación Compresora y la parte central y sur del activo hacia la estación Gala enviándole finalmente por el gasoducto existente por medio de un compresor. (2 in)
Alternativa 3	Ubicación de compresor en cada pozo con succión en el anular e inyectar la descarga a la línea de producción.
Alternativa 4	Red de recolección de gas anulares desde pozos a cada una de las estaciones, con un compresor en cada una de ellas que descargue al scrubber de producción de las mismas.

ALTERNATIVA	DESCRIPCIÓN
Alternativa 5	<p>Combinación de compresores en pozos y de compresores en clúster.</p> <p><u>Zona Mor-Oriental (3 Compresores):</u> un compresor en el manifoldsatelite, un compresor en el manifold LI-101 y un compresor pozo LI-93.</p> <p><u>Zona Tres Llanito(3 Compresores):</u> un compresor en el manifold Yuma, un compresor en el manifold LL-97 y un compresor en el manifold LL-132.</p> <p><u>Zona Gala (1 Compresores):</u> un compresor en el manifold Cardales 3 y se recolectará Gala 9 y Gala 11 directamente a la estación Gala.</p> <p><u>Zona Galán (2 Compresores):</u> un compresor en el manifold 79 y un compresor en el manifold 139.</p>

Fuente. Procesos de Simulación, Superintendencia de Ingeniería, GTD, Ecopetrol S.A.

Alternativa seleccionada: Alternativa 4, compresores en las estaciones con red de distribución nueva con entrega al scrubber de cada estación. Red de recolección de gas anular desde los pozos alrededor de cada una de las estaciones a las mismas, con un compresor con motor eléctrico en cada una de ellas que descargue al scrubber de producción de las mismas.

Los cuatro (4) compresores estarían distribuidos en el activo Llanito de la siguiente manera:

Un compresor en la Estación Nor-Oriental.

Un compresor en la Estación Tres Llanito.

Un compresor en la Estación Gala.

Un compresor en la Estación Única Galán.

Tabla 19. Potencial de Gas a recuperar de los campos Llanito, Gala, y Galán, por estación.

Estación	Caudal Gas (MPCD)	Potencia (HHp)
Nor-Oriental	0,55	36
Tres Llanito	0,75	49
Gala	0,27	18
Galán	0,19	12

Fuente. Procesos de Simulación, Superintendencia de Ingeniería, GTD, Ecopetrol S.A.

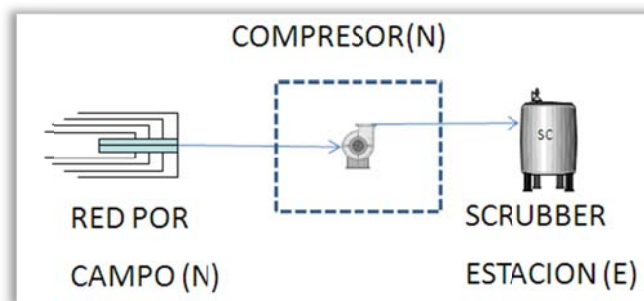
Tabla 20. Requerimiento de tubería para el Gas a recuperar de los campos Llanito, Gala, y Galán.

Tubería Flexible	8.902 m de 4 in
	41.154 m de 3 in
	47.528 m de 2 in

Fuente. Procesos de Simulación, Superintendencia de Ingeniería, GTD, Ecopetrol S.A.

La siguiente Figura (22), presenta la aplicación de compresores con eléctrico a gas en los clusters utilizando la red Nueva de Gas Anular, e inyectarlo en los cabezales de producción a través de los manifold existentes (PXN) en campo.

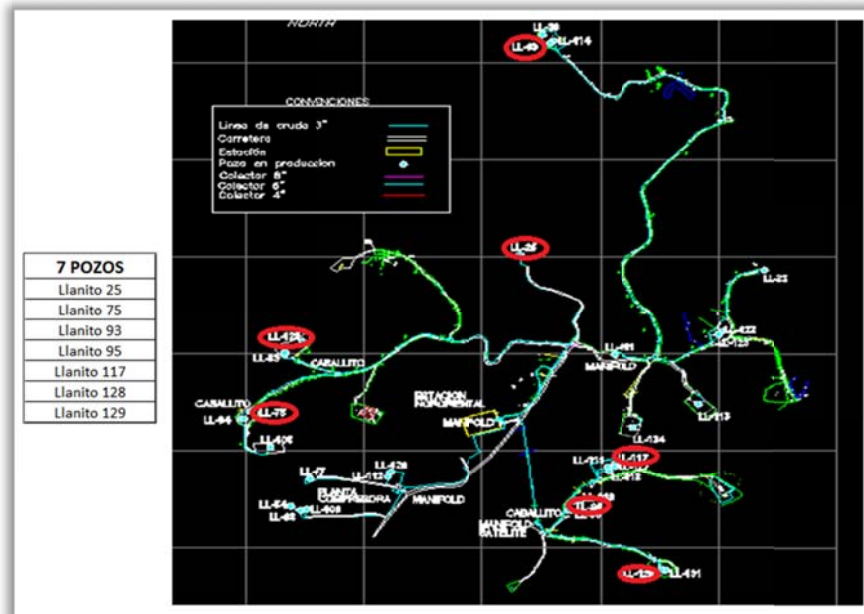
Figura 22. Esquema recomendado por estación para los campos Llanito, Gala y Galán.



Fuente. Procesos de Simulación, Superintendencia de Ingeniería, GTD, Ecopetrol S.A.

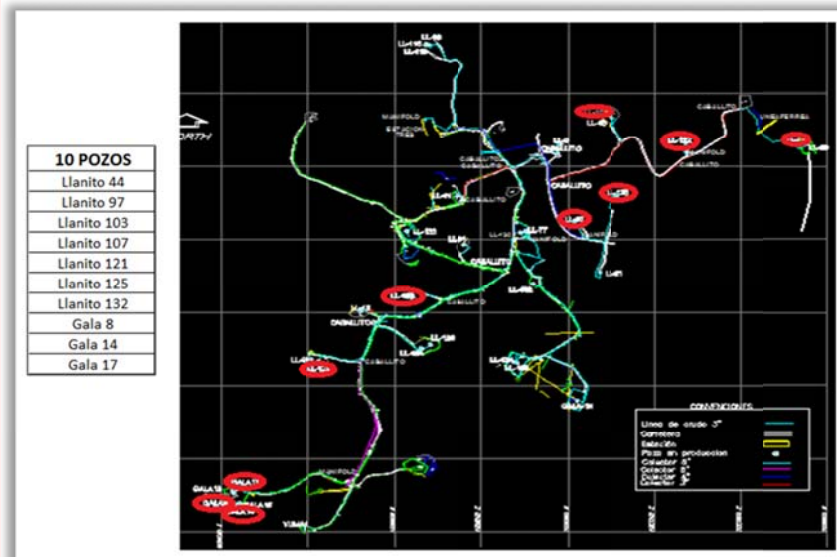
Las siguientes Figuras 23, 24, 25, y 26 presentan la ubicación de los compresores, con el objetivo de recolectar el gas de anular de los pozos seleccionados.

Figura 23. Mapa del campo Llanito, sector Norte.



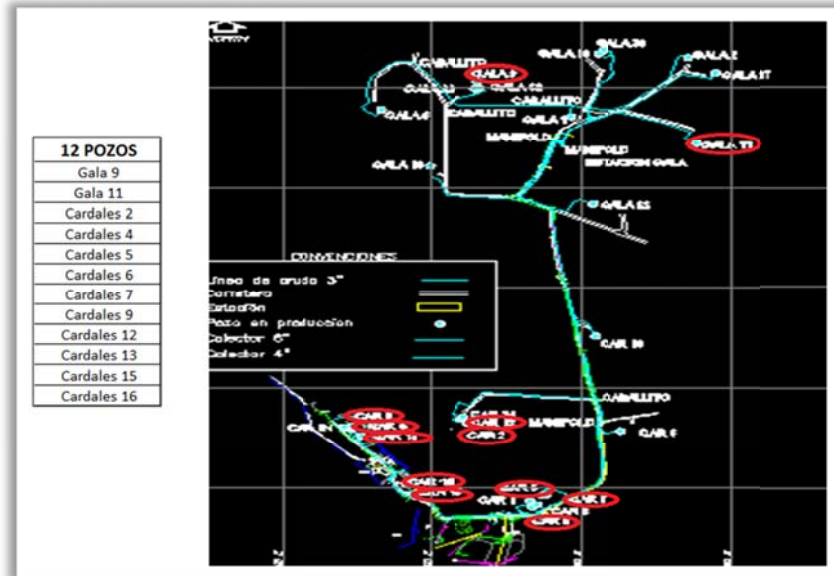
Fuente. Procesos de Simulación, Superintendencia de Ingeniería, GTD, Ecopetrol S.A.

Figura 24. Mapa del campo Llanito, sector Sur.



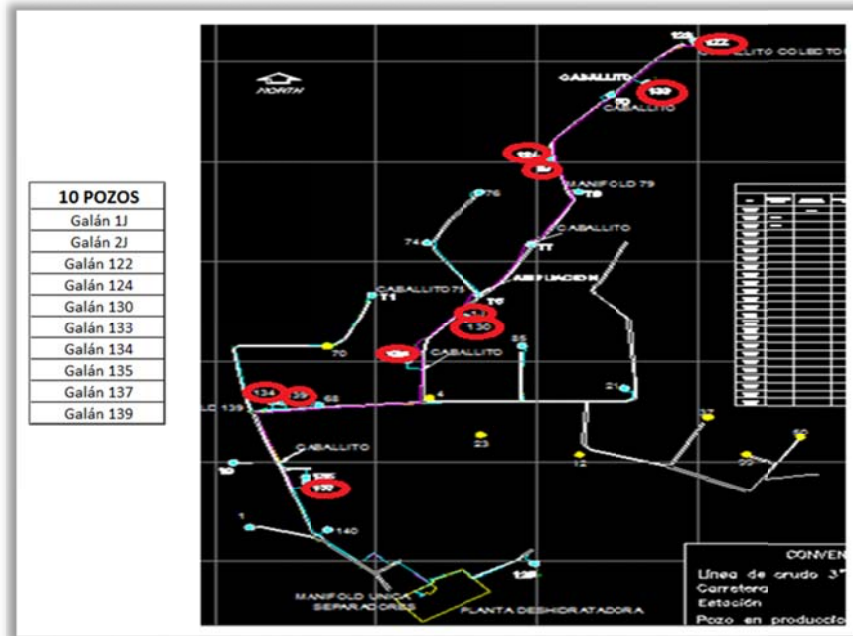
Fuente. Procesos de Simulación, Superintendencia de Ingeniería, GTD, Ecopetrol S.A.

Figura 25. Mapa del campo Gala.



Fuente. Procesos de Simulación, Superintendencia de Ingeniería, GTD, Ecopetrol S.A.

Figura 26. Mapa del campo Galán.



Fuente. Procesos de Simulación, Superintendencia de Ingeniería, GTD, Ecopetrol S.A.

Para finalizar, se realiza un resumen de la tecnología recomendada de tubería y compresión para ser empleada en este proyecto.

Tubería. En lo que respecta a las líneas de interconexión de la red se usará tubería flexible que cumpla con los requerimientos del ASME B31.8 y maneje las presiones y caudales requeridas en el sistema, adicionalmente para protegerla de cualquier factor que pueda deteriorar su integridad se hará un encamisado con tubing de segunda que tiene disponible el campo en una cantidad suficiente para los requerimientos.

Compresor. Compresor tipo tornillo con motor a gas para el campo Bonanza y con motor eléctrico para los campos Lisama y Llanito. Corresponde a unidades que incluyen filtro coalescente, scrubber para evitar paso de líquidos al compresor, aeroenfriador y todas las conexiones de tubería, válvulas, accesorios e instrumentación requerida para su correcta operación.

3.4 ANÁLISIS DEL GAS

El análisis del gas es fundamental, ya que si se presentan contaminantes en altas proporciones como CO₂ y H₂S, se deben generar alternativas que purifiquen dicho fluido, dada la normatividad vigente de calidad (RUT).

Afortunadamente, este no es el caso del gas de los campos en estudio.

El gas de los campos Llanito, Gala y Galán es seco, y principalmente está compuesto por Metano en porcentajes superiores al 80%. Presenta un contenido bajo de dióxido de carbono y no hace presencia el ácido sulfhídrico. La siguiente tabla presenta dos cromatografías, una realizada en la estación de recolección del campo Gala, y la segunda en la estación de recolección Llanito Nororiental.

Tabla 21. Cromatografías características del gas de los campos Llanito, Gala y Galán.

	SAMPLE 1	SAMPLE 2
FECHA	ESTACIÓN GALA	ESTACIÓN NOR
HORA	04/11/2009	04/11/2009
C1	82,701	86,489
C2	5,204	4,309
C3	3,352	1,929
IC4	0,794	0,875
NC4	1,024	0,711
IC5	0,410	0,410
NC5	0,315	0,263
C6+	0,676	0,839
O2	1,831	1,352
N2	3,469	2,658
H2	0,000	0,000
CO	0,000	0,000
CO2	0,223	0,165
H2S	0,000	0,000
Total	100,000	100,000
Gravedad específica	0,69708	0,67177
Dens, Lbs/Gl	0,05320	0,05127
Peso Molecular	20,12986	19,40189
GPM	2,15272	1,58527
BTU Neto Ideal	1025,2324	1010,4513
BTU Neto Real	1028,2501	1013,2750
BTU Bruto Ideal	1128,6441	1073,5646
BTU Bruto Real	1131,966	1076,565
Factor Compresibilidad	0,99707	0,99721

Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

La cromatografía del gas del campo Bonanza, es similar en características a la del campo Llanito, no presenta contaminantes y se caracteriza como gas seco.

Tabla 22. Cromatografía característica del gas del campo Bonanza.

	SAMPLE 1
FECHA	BONANZA
C1	84,098
C2	7,205
C3	3,367
IC4	0,718
NC4	0,866
IC5	0,457
NC5	0,114
C6+	0,012
O2	0,000
N2	0,201
H2	0,000
CO	0,000
CO2	2,962
H2S	0,000
Total	100,000
G ESPECIFICA	0,68729
Dens, Lbs/Gl	0,05245
Peso Molecular	19,84581
GPM	1,80919
BTU Neto Ideal	1023,2972
BTU Neto Real	1026,3797
BTU Bruto Ideal	1127,3318
BTU Bruto Real	1130,728
F Compresibilidad	0,99700

Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

Tabla 23. Cromatografía característica del gas del campo Lisama.

	SAMPLE 1
FECHA	14/02/2012
HORA	
C1	75.264
C2	10.375
C3	6.826
IC4	1.370
NC4	0.905
IC5	0.992
NC5	1.105
C6+	2.404
O2	0.014
N2	0.733
H2	0.000
CO	0.000
CO2	0.012
H2S	0.000
Total	100.000
G ESPECIFICA	0.80918
Dens, Lbs/Gl	0.06176
Peso Molecular	23.32632
GPM	4.35368
BTU Neto Ideal	1262.2770
BTU Neto Real	1268.2005
BTU Bruto Ideal	1383.5747
BTU Bruto Real	1390.067
F Compresib	0.99533

Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

Las particularidades del gas del campo Lisama, es que no contiene mayores contaminantes, y presenta un GPM más alto que el del gas seco, por lo cual podría clasificarse como un gas consensado, cuyo proceso generaría la recuperación de productos blancos ó gasolina natural.

4. ESTUDIO LEGAL AMBIENTAL

En este capítulo, se enfoca el Marco Legal Normativo y Ambiental dentro del cual está regido el proyecto. Inicialmente se realiza un desglose del panorama legal de la actividad de quema ó venteo de gas, desde los derechos constitucionales hasta un análisis puntual con los entes normativos y reguladores de primer impacto.

Los entes normativos son el Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, y, las Corporaciones Autónomas Regionales (CARs), para este caso puntual, la Corporación Autónoma de Santander (CAS) y la Corporación Autónoma regional de Defensa de la Meseta de Bucaramanga (CDMB) (Figura 27).

Figura 27. Entes normativos y reguladores para la exploración y explotación de recursos no renovables.



Fuente. Autor.

Ministerio de Minas y Energía. Su función es formular y adoptar políticas dirigidas al aprovechamiento sostenible de los recursos mineros y energéticos para contribuir al desarrollo económico y social del país.

El Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible es el rector de la gestión del ambiente y de los recursos naturales renovables, encargado de orientar y regular el ordenamiento ambiental del territorio y de definir las políticas y regulaciones a las que se sujetarán la recuperación, conservación, protección, ordenamiento, manejo, uso y aprovechamiento sostenible de los recursos naturales renovables y del ambiente de la nación, a fin de asegurar el desarrollo sostenible, sin perjuicio de las funciones asignadas a otros sectores.

Las Corporaciones Autónomas Regionales de Colombia son la primera autoridad ambiental a nivel regional. Son entes corporativos de carácter público, creados por Ley, integrados por las entidades territoriales que por sus características constituyen geográficamente un mismo ecosistema o conforman una unidad geopolítica, biogeográfica o hidrogeográfica, dotados de autonomía administrativa y financiera, patrimonio propio y personería jurídica, encargadas por la Ley de administrar dentro del área de jurisdicción, el medio ambiente y los recursos naturales renovables y propender por su desarrollo sostenible, de conformidad con las disposiciones legales y las políticas del Ministerio del Medio Ambiente.

La ley 99 de 1993 (22 de diciembre), reordenó el Sector Público encargado de la gestión y conservación del medio ambiente y los recursos naturales renovables, en dicha Ley se estableció la autoridad ambiental en este orden ascendente. Municipios o Distritos, Departamentos, Corporaciones Autónomas Regionales y el Ministerio del Medio Ambiente.

Las Corporaciones Autónomas Regionales aprobadas en Colombia, a noviembre de 2007 son 34; En la zona de desarrollo del proyecto, inciden 2 Corporaciones, la

CDMB (Corporación Autónoma regional de Defensa de la Meseta de Bucaramanga) para el campo Bonanza, y la CAS (Corporación Autónoma de Santander) para los campos Lisama y Llanito.

La Figura 28 presenta el área de jurisdicción de la CDMB en el Departamento de Santander.

Figura 28. Área de jurisdicción de la CDMB.



Fuente. Corporación Autónoma regional de Defensa de la Meseta de Bucaramanga.

El Área de Jurisdicción de la CDMB está compuesta por los siguientes trece municipios los cuales hacen parte de la Provincia de Soto: Rionegro, El Playón,

Suratá, Vetas, California, Matanza, Charta, Tona, Bucaramanga, Girón, Floridablanca, Lebrija y Piedecuesta.

El Área de Jurisdicción de la CAS está compuesta por el territorio del Departamento de Santander, salvo los municipios que forman parte de la CDMB.

4.1 PROYECTO Y DERECHOS CONSTITUCIONALES

Los derechos constitucionales directos hacia la actividad que impacta el proyecto “quemados ó desperdicio de gas” se pueden clasificar en dos grupos, Derechos Colectivos y del Ambiente y Derechos del Régimen Económico.

Derechos Colectivos y del Ambiente:

- Derecho al Ambiente Sano.
- Deber estatal de planificar el manejo y aprovechamiento de recursos naturales para garantizar el desarrollo sostenible, su conservación, restauración ó sustitución.

Derechos del Régimen Económico.

- El estado Colombiano es propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables.
- Intervención estatal en la Economía: Explotación de Recursos Naturales.

Estos derechos constitucionales impactan positivamente la ejecución del proyecto, y afectan directamente la no ejecución del mismo. Actualmente se han generado reclamaciones en la Oficina de Participación Ciudadana, por parte de la

comunidad de los campos Lisama, Llanito y Provincia, que reclaman su derecho a convivir en un ambiente sano.

Por otra parte, estos derechos constitucionales, le dan facultad al Ministerio de Minas y Energía para tomar las decisiones que crea convenientes en búsqueda de la mejor administración de los recursos naturales, en este caso el gas.

4.2 INSTITUCIONES QUE INTERVIENEN EN EL PROYECTO

Las instituciones que intervienen en la actividad de la explotación de hidrocarburos son:

Externas:

Ministerio de Minas y Energía.

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible

Corporaciones Regionales.

Internas:

Gerencia Técnica de Desarrollo.

Gerencia Magdalena Medio.

Se debe tener una buena relación con las instituciones externas que afectan esta actividad, y cumplir con la normatividad vigente. Las instituciones internas deben garantizar que se establezcan actividades que no vayan en contra de la normatividad, y que generen acciones responsables ambiental y socialmente.

4.3 PERMISOS Y LICENCIAS

4.3.1 Derechos Colectivos y del Ambiente. Derecho al Ambiente Sano.

La función de las Corporaciones Autónomas Regionales, es administrar dentro del área de jurisdicción, el medio ambiente y los recursos naturales renovables y propender por su desarrollo sostenible, de conformidad con las disposiciones legales y las políticas del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

Dentro del área del proyecto se encuentran las Corporaciones: CDMB “Corporación Autónoma regional de Defensa de la Meseta de Bucaramanga” y CAS “Corporación Autónoma Regional de Santander”.

El proyecto debe cumplir con la normatividad que realizan sus grupos de control, en el seguimiento y monitoreo a fuentes fijas.

El decreto 948 de 1995 (Reglamento de protección y control de la calidad del aire) reglamente la prevención y control de la contaminación atmosférica, así como la normatividad para la protección del aire.

Si el proyecto no se desarrolla, se tendría que solicitar un permiso de emisiones, teniendo en cuenta el detrimento del medio ambiente, y difícilmente este sería otorgado (Artículo 75).

La normatividad de control de emisiones, se soporta en el protocolo de control y vigilancia de la contaminación atmosférica generada por fuentes fijas, emitida por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (Resolución 760 de 2010)

4.3.2 Derechos Colectivos y del Ambiente. Deber estatal de planificar el manejo y aprovechamiento de recursos naturales para garantizar el desarrollo sostenible, su conservación, restauración ó sustitución.

Este derecho está controlado por la normatividad del Ministerio de Minas y Energía. El área donde se encuentra el proyecto, ya cuenta con permiso de explotación, sin embargo, es deber de la empresa operadora cumplir con la resolución 18495 del 2 de Septiembre de 2009, en el cual establece las medidas en materia de Exploración y Explotación de Hidrocarburos.

El título VI, menciona que se prohíbe la quema de gas y desperdicio ó emisión a la atmósfera. Su incumplimiento acarrea multas y el cierre del permiso de Explotación.

4.3.3 Derechos del Régimen Económico. El estado Colombiano es propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables.

Este derecho le confiere al estado la potestad sobre los hidrocarburos, materia prima de este proyecto, por lo cual tiene la autoridad para generar los permisos de explotación y la normatividad que requiera para los mismos.

4.3.4 Derechos del Régimen Económico. Intervención estatal en la Economía: Explotación de Recursos Naturales

El Gobierno tiene la autoridad para intervenir la explotación de un campo de Hidrocarburos en caso que no se esté realizando de manera óptima y haya desperdicio de los mismos.

4.4 INSTITUCIONES DE APOYO A LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO

Las instituciones que son apoyo:

Externas:

Ministerio de Minas y Energía.

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

Corporaciones Regionales.

Internas:

Gerencia Técnica de Desarrollo.

Gerencia Magdalena Medio.

Las instituciones apoyan el proyecto dada la necesidad ambiental generada por las emisiones de gas a la atmósfera y el no aprovechamiento de los recursos naturales.

4.5 INSTITUCIONES QUE IMPONEN OBLIGACIONES DURANTE LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO

Las instituciones que imponen obligaciones son:

Internas:

Gerencia Técnica de Desarrollo.

Gerencia Magdalena Medio.

Se tienen obligaciones en Calidad, y Seguridad Industrial principalmente.

4.6 INFORMES A INSTITUCIONES PRIVADAS Ó ESTATALES

Las instituciones a las cuales se les deben presentar informes son:

Externas:

Ministerio de Minas y Energía.

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible

Corporaciones Regionales.

Internas:

Gerencia Técnica de Desarrollo y Gerencia Magdalena Medio.

4.7 LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO

Algunas zonas del proyecto son propias, otras deben pagar derecho de vía por ser privadas.

El derecho de vía, que funciona como concesión por donde las líneas que recolectan el gas deben pasar.

Los pagos los realiza directamente el dueño del proyecto, en este caso, Ecopetrol S.A. y se le realizan al dueño del predio.

4.7.1 Uso del suelo.

El uso del suelo está regido por el PMA “Plan de Manejo Ambiental” en el cual se encuentran las actividades propias de la explotación de Hidrocarburos.

4.7.2 Licencias.

Las licencias que aplican son las de cruces de vía en puntos críticos tales como cruces férreos, ó a cuerpos de agua existentes.

4.7.3 Litigios, Prohibiciones, Contaminación Ambiental, uso de Aguas.

La afectación por parte de la operación de montaje y soldadura de líneas deberá ser mínima, puesto que no tiene actividades de excavación. Los cuerpos de agua por donde pase el proyecto deberán contar con el permiso de derecho de vía. Agua no se consumirá en el proyecto.

4.7.4 Títulos de Propiedad.

Los títulos de propiedad son esenciales en la ingeniería conceptual del proyecto, ya que las líneas que recolectarán el gas pasarán por predios a los cuales se les deberá pagar el derecho de vía.

4.7.5 Estudios de Terceros Adyacentes.

Los estudios de terceros son: Diagnóstico socio ambiental y estudio legal, en caso de pasar a la ingeniería de detalle.

4.7.6 Inversión en movimiento de tierras, construcción de caminos.

Este punto se define al cruzar la infraestructura existente con la requerida por el proyecto, es posible que solo se requiera pasar líneas de recolección de gas paralelas a las líneas de recolección de petróleo. En caso de no haber estas líneas en algunos tramos se deberá incluir esta inversión y los estudios que demande.

4.8 PROPIEDAD INTELECTUAL

No hay derechos de autor sobre la metodología del proyecto. Estas metodologías se aplican en la industria hace más de 20 años.

4.9 MARCO LEGAL PARA LA EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS

La resolución vigente en materia de exploración y explotación de campos de Hidrocarburos, es la resolución número 18-1495 del 2 de Septiembre de 2009. En su título 4 denominado “Control de Yacimientos”, se destaca la prohibición de la quema de gas.

4.9.1 Título VI control de yacimientos.

Como su nombre lo indica, el Ministerio de Minas y Energía busca realizar control de las operaciones que se lleven a cabo durante la explotación de yacimientos, con el objetivo que sus fluidos, sean aprovechados al máximo. En la explotación de campos de hidrocarburos, el gas es el fluido de mayor desperdicio, principalmente por su menor valor comercial comparado al del petróleo, y de igual forma, por sus bajos volúmenes de producción en campos donde se extrae petróleo.

Dadas estas circunstancias, el ente regulador y administrador de los recursos naturales del subsuelo en Colombia, prohíbe el desperdicio del gas, y las quemas de este, operación frecuentemente llevada a cabo en los campos de producción.

A continuación se hace mención a los Artículos 52 y 53, donde se hace explícita la prohibición de la que de gas y su desperdicio.

Artículo 52. Prohibición de Quema de Gas y Desperdicio. Se prohíbe la quema, el desperdicio o emisión de gas a la atmósfera. En toda circunstancia, se deben proveer las facilidades para su utilización, ya sea reinyección al yacimiento o reciclamiento, el almacenamiento subterráneo o en superficie o la comercialización. Se exceptúa el volumen de gas que por razones de seguridad deba quemarse o el gas operacional que sea inviable o antieconómico recuperarlo, en cuyo caso deberá justificarse técnicamente tal situación y aprobarse previamente por el Ministerio de Minas y Energía.

Parágrafo 1. Todo proyecto de almacenamiento subterráneo o en superficie de gas debe estar previamente autorizado por el Ministerio de Minas y Energía, diligenciando el Formulario 21 "Informe Mensual sobre Mantenimiento de Presión (Inyección de Gas)". La capacidad de inyección en los pozos dependerá de los resultados de la prueba de inyectividad, para lo cual será diligenciado previamente el Formulario 7 "Permiso para trabajos posteriores a la terminación oficial"

Parágrafo 2. Cuando se efectúen trabajos de mantenimiento o reparación, se presenten fallas o desperfectos mecánicos de equipos de proceso y manejo de gas o de pozos fuera de control, no se requiere de autorización previa, pero se deberá presentar un informe al Ministerio de Minas y Energía cuantificando los problemas operacionales presentados y los volúmenes de gas quemados.

Parágrafo 3. Excepcionalmente se podrá quemar gas, previa autorización del Ministerio de Minas y Energía, quien autorizará el volumen máximo de gas a quemar, así como el tiempo máximo durante el cual se pueda realizar la quema.

Parágrafo 4. Todo gas que se queme, desperdicie o emita a la atmósfera sin tener en cuenta las condiciones o excepciones determinadas en este artículo, serán objeto del pago de regalías.

Artículo 53. Desperdicio. Se considera desperdicio cuando:

- a) Exista uso ineficiente, excesivo, o se dilapide la energía de los yacimientos.
- b) La perforación de un pozo dentro de un campo como resultado una reducción en la cantidad de petróleo o gas último recuperable de un yacimiento, de acuerdo con las buenas prácticas de la industria.
- c) Exista almacenamiento ineficiente de petróleo o gas.
- d) La producción de petróleo o gas exceda la capacidad disponible de facilidades de almacenamiento, tratamiento, transporte y comercialización.
- e) No se utilicen sistemas de levantamiento artificial adecuados, que afecten el recobro último de petróleo o gas.

4.10 ANÁLISIS E IMPACTO DE LA NORMATIVIDAD EN LOS ACTIVOS LISAMA, LLANITO Y PROVINCIA.

En el artículo 52 de la resolución número 18-1495 del 2 de Septiembre de 2009, se hace mención de una excepción a las quemas:

“Se exceptúa el volumen de gas que por razones de seguridad deba quemarse o el gas operacional que sea inviable o antieconómico recuperarlo, en cuyo caso deberá justificarse técnicamente tal situación y aprobarse previamente por el Ministerio de Minas y Energía”.

Si bien es cierto que se podría justificar la quema de cierto volumen de gas por temas operativos, actualmente este es un recurso que beneficia enormemente al estado Colombiano, por lo cual dichas justificaciones técnicas no han sido aprobadas por el ente regulatorio.

El término *“razones de seguridad”* solamente puede ser utilizado para quemas ocasionadas por eventos como represurizaciones en los sistemas de facilidades,

sin embargo, estos eventos ocurren con baja frecuencia, y los volúmenes emitidos son muy bajos.

El ente regulador, menciona *“en toda circunstancia, se deben proveer las facilidades para su utilización, ya sea reinyección al yacimiento o reciclamiento, el almacenamiento subterráneo o en superficie o la comercialización”*, esto hace referencia a los diferentes medios existentes para aprovechar el gas, y que son usados ampliamente a nivel mundial. Con este párrafo, el Ministerio de Minas y Energía le comunica a las empresas operadoras, que hay múltiples salidas para evitar la quema ó el desperdicio de gas, incluyendo su reinyección para futuro aprovechamiento.

El párrafo 1 hace mención al almacenamiento de gas, el cual debe ser previamente autorizado por el Ministerio de Minas y Energía. Esta alternativa de solución, se descartó gracias al Estudio de Mercado, y al valor comercial del gas que actualmente se tiene en el País. En Colombia no hay proyectos de almacenamiento subterráneo actualmente en ejecución.

En el párrafo 2 se consigna que se deben presentar informes posteriores a evento son planeados donde por consecuencia propia, se genere la quema ó el desperdicio de gas.

En el párrafo 3, se menciona que la quema de gas puede ser autorizada, siempre y cuando se le presente al Ministerio de minas y Energía el evento planeado a realizarse, como por ejemplo, una parada de planta, siendo este ente el organismo que autorizará los volúmenes a quemar.

En el párrafo 4 se menciona que todo desperdicio ó quema de gas no autorizado, paga regalías. Este párrafo es de suma importancia a la hora de evaluar el escenario actual.

En el Artículo 53, se menciona la definición de “desperdicio de gas”. En el caso de los campos en estudio, la descripción que se ajusta a la situación es la “a”, ya que la energía de estos yacimientos es su mecanismo de producción, en este caso gas en solución como se mencionó en el Capítulo 1 (punto 1.1.3).

Para concluir el impacto de la normatividad en exploración y explotación de campos de Hidrocarburos, se hace mención de las consecuencias de la quema ó el desperdicio de gas no autorizado por el ente regulador:

- Pago de Regalías. Actualmente los campos en estudio tienen por ley, un pago del 20% de su producción de hidrocarburos para regalías. Este pago se encuentra afectando actualmente el flujo de caja de la empresa operadora.

Tabla 24. Pérdidas anuales por Regalías en los campos de Estudio.

PERDIDAS ANUALES POR REGALÍAS			
CAMPO	GAS A REGALÍAS POR DESPERDICIO ANUAL (KPC)	VALOR ACTUAL DEL GAS (USD/MMBTU)	PÉRDIDAS MONETARIAS (USD)
BONANZA	97,309	3.6	\$ 350,312.4
LLANITO	9,782	8.8	\$ 86,081.6
LISAMA	31,682	5.3	\$ 167,914.6

Fuente. Autor.

En total, los tres campos pagan anualmente USD 604,308 en regalías por sus desperdicios de gas.

- Cierre de campos. El Ministerio de Minas y Energía tiene como potestad el ordenar el cierre de un campo de producción de Hidrocarburos, si no hay acciones que conlleven a una explotación óptima. Esto podría acarrear el cierre de las operaciones en los campos mencionados. Por tal razón, a pesar del

pago de regalías, se deben tener un plan estructurado que demuestre la eliminación de las fallas de control operativas, como la quema ó venteos de gas.

Tabla 25. Pérdidas económicas por el cierre de los campos.

CIERRE DE CAMPOS POR PERMISO DE EXPLOTACIÓN			
CAMPO	RESERVAS DE GAS ESTIMADAS (KPC)	RESERVAS DE PETRÓLEO ESTIMADAS (BLS)	PÉRDIDAS MONETARIAS (MILLONES DE DÓLARES AMERICANOS)
BONANZA	2,009,350	1,605,645	\$ 90.7
LLANITO	1,972,003	5,359,802	\$ 296.1
LISAMA	7,577,849	2,932,921	\$ 201.5

Fuente. Autor.

En total, los tres campos dejarían de generar un total de 588.3 Millones de dólares.

La única forma de aprovechar dicho recurso y dar cumplimiento a la normatividad en explotación de hidrocarburos, es la recolección de dicho gas, ya que el incumplimiento generaría el cierre de estos Activos.

4.11 MARCO LEGAL AMBIENTAL

Dentro de la Normatividad Ambiental de emisiones de fuentes fijas, se tienen los decretos 948 de 1995, 1697 de 1997 y las resoluciones 619 de 1997, 886 de 2004, 909 de 2008, 1309 de 2010 y 760 de 2010. (Figura 29).

Figura 29. Normatividad de emisiones en fuentes fijas.



Fuente. Corporación Autónoma regional de Defensa de la Meseta de Bucaramanga.

La normatividad en emisiones atmosféricas inició parcialmente reglamentada con el Decreto- Ley 2811 de 1974, y el Título 1 de la Ley 09 de 1979, sin embargo, fue hasta el decreto 948 de 1995 cuando se reglamentó el control y la protección de la calidad del aire.

Fue allí en donde se consagraron las normas y principios generales para la protección atmosférica, los mecanismos de prevención y control, las competencias para la fijación de normas y los instrumentos y los medios de control y vigilancia.

El Artículo 131 del Decreto 948 de 1995 aplica las sanciones al incumplimiento de la normatividad Legal Ambiental:

- Sanción. El Artículo 131 del decreto 948 de 1995, expresa que cualquier autoridad ambiental podrá emitir una sanción correspondiente al detrimento del medio ambiente, al que la explotación de los recursos no renovables diera lugar, y esta es avalada por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, dándole este último autoridad para adelantar el procedimiento correspondiente.
- Las sanciones pueden ser impuestas tanto al funcionario responsable del Activo, en este caso los Jefes de Departamento de Producción, como a la empresa ó compañía que permite estas actividades como las emisiones no controladas. Así lo expresa el Artículo 132.

Artículo 132º.-Responsabilidad de los Funcionarios. *Se impondrán las sanciones previstas en el régimen disciplinario respectivo, sin perjuicio de las acciones civiles, penales y administrativas correspondientes, a él o a los funcionarios que incurran en el incumplimiento de los términos y actuaciones previstas en el presente Decreto.*

- Por otra parte, estas sanciones no eximen al infractor de no ejecutar las obras que mitiguen ó eliminen dicho efecto nocivo al medio ambiente. Así lo expresa el Artículo 133.

Artículo 133º.-Obligaciones Adicionales del Infractor. *Las sanciones no eximen al infractor de la obligación de ejecutar las obras o de tomar medidas que hayan sido ordenadas por la autoridad responsable del control, ni de la obligación de restaurar el medio ambiente y los recursos naturales afectados, cuando fuere posible.*

De igual forma, la ley permite la publicidad de las sanciones, con lo cual el efecto hacia la compañía operadora puede llegar a ser mayor. Por ejemplo para el caso de Ecopetrol S.A. afectaría directamente a sus accionistas.

Artículo 134º.-*De la Publicidad de las Sanciones. Con el fin de alertar e informar a la comunidad sobre las acciones tomadas para proteger el derecho colectivo a un ambiente sano, la autoridad ambiental ordenará que a costa del infractor se publiquen, por medios de comunicación escritos y electrónicos de amplia circulación o audiencia, las decisiones en virtud de las cuales se impongan sanciones a fuentes fijas por violación a las normas de protección de la calidad del aire y las causas que las originaron.*

La valoración económica de dichas acciones es diversa, y puede generar el cierre del Permiso Ambiental para la Explotación de Recursos Naturales, otorgado por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, dado que la actividad de quemas, ó emisiones de gas, no está incluida dentro del Plan de Manejo Ambiental (PMA) de cada una de las áreas en explotación.

El Decreto 619 de 1997, estableció que el sector industrial requiere de permisos previos de emisiones atmosféricas, sin embargo, la Ley 1697 de 1997 eximió a los equipos que utilicen Gas Natural a dicho permiso de emisiones.

La Resolución 886 de 2004, estableció normas para la emisión en incineradores y hornos crematorios.

La Resolución 909 de 2008 estableció normas y estándares de emisiones admisibles de contaminantes a la atmósfera pro fuentes fijas, y fue modificada por la Resolución 1309 de 2010.

Principalmente se reglamentación contaminantes diferentes al material particulado, tales como SO₂, NO_x, HF, HCl, HC_T, Dioxinas y Furanos, Neblina Ácida o Trióxido de Azufre, Plomo, Cadmio, Cobre y otros metales pesados.

Dichos contaminantes no se encuentran presentes en las cromatografías de gas de los campos de estudio, excepto la emisión de Hidrocarburos Totales. La normatividad permitió en dicha resolución, unos estándares admisibles de contaminantes, dentro de los cuales se encuentra la emisión de Hidrocarburos Totales con un máximo de 50 gramos por cada metro cúbico, ó 50 ppm para el caso de contaminación del ambiente.

Teniendo en cuenta que las emisiones generadas por el venteo ó quema de gas se realizar en campo abierto, y que el gas metano es menos denso que el aire, este no genera el mismo impacto que las máquinas bajo techo, donde ha sido aplicada dicha normatividad. Por otra parte, se estableció que la altura mínima de las fuentes de emisión debe ser de 15 metros desde el suelo, y deben tener en cuenta dentro de su diseño, la cercanía a otras estructuras y la dirección del viento entre otros. Tanto la quema de gas y el venteo de gas de pozos incumplen dicha normatividad.

Finalmente se realizó el protocolo para el control y vigilancia de la contaminación atmosférica generada por fuentes fijas con la resolución 2153 de Noviembre de 2010, donde se estableció la obligación de informar a la autoridad ambiental competente el procedimiento y resultado obtenido de emisiones en fuentes fijas.

Como conclusión, la normatividad ambiental exige el cumplimiento de los parámetros de emisión presentados en la Tabla 26, sin embargo, en la actividad desarrollada de quemas y emisiones, únicamente se ve afectado el incumplimiento por los Hidrocarburos Totales Emitidos, ya que el gas no contiene metales pesados.

Actualmente se está informando a los entes normativos ambientales (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y Corporaciones Autónomas Regionales), las emisiones atmosféricas que se originan en el área de explotación de petróleo y

gas, incluyendo las emisiones de pozos, anteriormente no tenidas en cuenta, y junto con ésta, el plan de mitigación con el proyecto de recolección de gas de anulares.

La actividad de venteos ó quemas de gas en pozo, no está dentro del Plan de manejo Ambiental (PMA) tramitado con el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, por lo cual puede generar el cierre del campo, ocasionando las pérdidas económicas representadas en la Tabla 25.

El incumplimiento de emisiones permisibles puede generar sanciones. La única solución viable es el proyecto de recolección de gas de anular.

La siguiente tabla presenta las emisiones permisibles de la resolución 1309 de 2010.

Tabla 26.Emisiones permisibles de la resolución 1309 de 2010.

Contaminante	Flujo de Contaminante	Estándares de emisión admisibles de contaminantes (mg/m3)	
		Actividades Industriales Existentes	Actividades Industriales Nuevas
Material Particulado (MP)	≤ 0,5	250	150
	> 0,5	150	50
Dióxido de Azufre (SO ₂)	TODOS	550	500
Óxidos de Nitrógeno (NOx)	TODOS	550	500
Compuestos de Flúor inorgánico (HF)	TODOS	8	

Contaminante	Flujo de Contaminante	Estándares de emisión admisibles de contaminantes (mg/m ³)	
		Actividades Industriales Existentes	Actividades Industriales Nuevas
Compuestos de cloro inorgánico (HCl)	TODOS	40	
Hidrocarburos Totales (HC _T)	TODOS	50	
Dioxinas y Furanos	TODOS	0,5*	
Neblina ó trióxido de azufre (H ₂ SO ₄)	TODOS	150	
Plomo (Pb)	TODOS	1	
Cadmio (Cd) y sus compuestos	TODOS	1	
Cobre (Cu) y sus compuestos	TODOS	8	

Fuente. Corporación Autónoma regional de Defensa de la Meseta de Bucaramanga.

5. ESTUDIO FINANCIERO

En este capítulo se realizan los análisis de inversión, egresos e ingresos para evaluar la viabilidad financiera del proyecto. Es importante tener en cuenta que independientemente de los resultados del Estudio Financiero, las conclusiones del Estudio Legal Ambiental, indican que el proyecto tiene prioridad para su ejecución, de lo contrario se generaría el cierre de los Activos por el incumplimiento normativo.

Premisas y supuestos del Modelo:

Precio de Crudo:

Campo Bonanza 51.58 USD/BI

Campos Llanito, Gala y Galán 52.21 USD/BI

Campos Lisama, Nutria y Tesoro 54.43 USD/BI

Actualmente se toma como base un precio global del barril de petróleo de 60 dólares de los Estados Unidos. Dado este techo para la maduración de proyectos, se resta el castigo por calidad dependiendo de las propiedades de cada uno de los fluidos producidos. Para el caso de los campos en estudio, el castigo por calidad no es alto, dado que los crudos no contienen componentes ácidos.

Precio de Gas

Campo Bonanza 3.20 USD/MBTU

Campo Llanito 5.60 USD/MBTU

Campo Lisama 8.80 USD/MBTU

El precio de gas está basado en su calidad y poder calorífico. Para el caso de los campos en estudio, el poder calorífico de mil pies cúbicos de gas es cercano a los 1.1 BTU.

Regalías: 20%

Tasa de Descuento 11.1 %

TRM 1780 \$/USD

Las regalías están basadas en el permiso de explotación otorgado para cada uno de los campos, en cada convenio de explotación correspondiente.

Límite económico:

Bonanza 2027

Llanito 2021

Lisama 2015

El límite económico es la relación de petróleo por extraer contra el valor de operación (costo de levantamiento), de esta forma se obtienen las reservas producibles.

5.1 ESTRUCTURA DE COSTOS

La estructura de costos para cada uno de los campos está compuesta de:

Ingeniería, estudios y diseño. Incluyen todos los estudios necesarios para llevar la ingeniería conceptual, a ingeniería básica. Estudios como topografía, diseño de redes de tubería, estudios ambientales y sociales.

Construcción, materiales y equipos. Tiene en cuenta las líneas requeridas para la recolección de gas, materiales requeridos en la construcción como codos, válvulas y el número de compresores de acuerdo a cada alternativa seleccionada.

Gerenciamiento de la Construcción. Es el valor generado para la Interventoría en la construcción, en las bodegas, consumo de materiales, adquisiciones, y manejo de contratos. Para efectos de cálculo, este valor es 10% de la construcción, materiales y equipos.

Mano de obra de construcción. Es la valoración de la mano de obra requerida para instalar las líneas de recolección de gas.

Licencias, permisos e inversión social. Son los recursos que se dejan previstos para licenciamientos y permisos requeridos para realizar las labores del proyecto. De igual forma, se tiene un rubro para inversión social necesaria.

Toda la información fue consultada a fuentes directas que manejan este tipo de obras, con base en la alternativa seleccionada.

5.1.1 Estructura de costos del proyecto en el campo Bonanza.

La siguiente tabla presenta la estructura de costos para el campo Bonanza. El Capex requerido para el proyecto en el campo Bonanza, es de 1.9 Millones de dólares de los Estados Unidos.

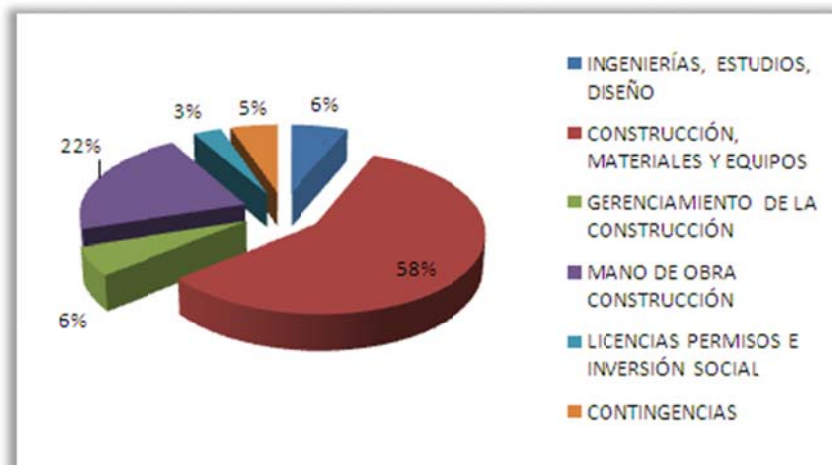
Tabla 27. Estructura de costos del proyecto, campo Bonanza.

ESTRUCTURA DE COSTOS DEL PROYECTO (PESOS COL)	
INGENIERÍAS, ESTUDIOS, DISEÑO	216,666,667
CONSTRUCCIÓN, MATERIALES Y EQUIPOS	1,985,561,222
GERENCIAMIENTO DE LA CONSTRUCCIÓN	198,556,122
MANO DE OBRA CONSTRUCCIÓN	746,927,870
LICENCIAS PERMISOS E INVERSIÓN SOCIAL	105,152,332
CONTINGENCIAS	175,253,887
TOTAL PROYECTO	3,428,118,101

Fuente. Autor.

La siguiente gráfica presenta que el mayor rubro es la construcción, materiales y equipos, que representan un 58%.

Figura 30. Estructura de costos del proyecto, campo Bonanza.



Fuente. Autor.

5.1.2 Estructura de costos del proyecto en el campo Llanito.

La siguiente tabla presenta la estructura de costos para el campo Llanito. El Capex requerido para el proyecto en el campo Llanito, es de 3.2 Millones de dólares de los Estados Unidos.

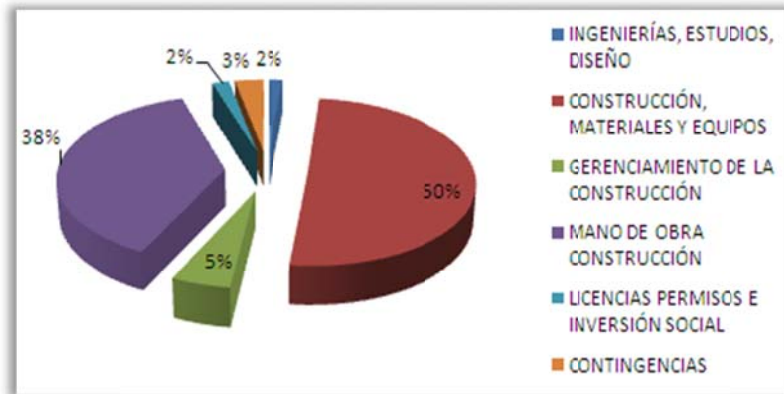
Tabla 28. Estructura de costos del proyecto, campo Llanito.

ESTRUCTURA DE COSTOS DEL PROYECTO (PESOS COL)	
INGENIERÍAS, ESTUDIOS, DISEÑO	91,907,280
CONSTRUCCIÓN, MATERIALES Y EQUIPOS	2,867,714,309
GERENCIAMIENTO DE LA CONSTRUCCIÓN	286,771,431
MANO DE OBRA CONSTRUCCIÓN	2,168,062,818
LICENCIAS PERMISOS E INVERSIÓN SOCIAL	105,152,332
CONTINGENCIAS	175,253,887
TOTAL PROYECTO	5,694,862,058

Fuente. Autor.

La siguiente gráfica presenta que el mayor rubro es la construcción, materiales y equipos, que representan un 47%.

Figura 31. Estructura de costos del proyecto, campo Llanito.



Fuente. Autor.

5.1.3 Estructura de costos del proyecto en el campo Lisama.

La siguiente tabla presenta la estructura de costos para el campo Lisama. El Capex requerido para el proyecto en el campo Lisama, es de 3.16 Millones de dólares de los Estados Unidos.

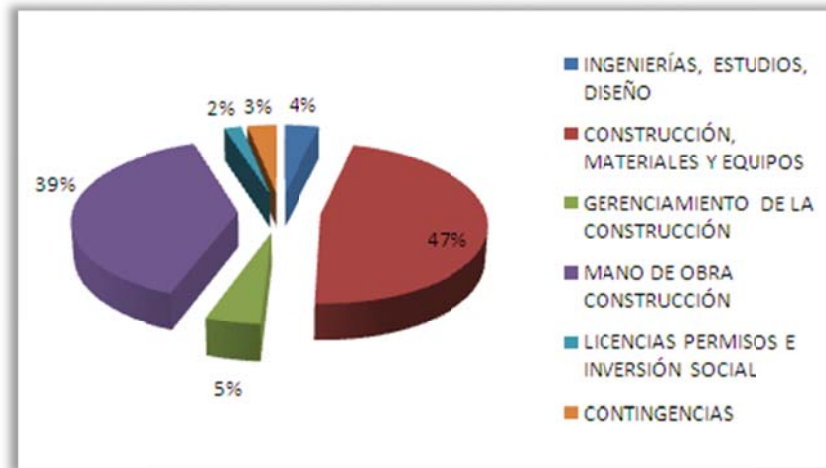
Tabla 29. Estructura de costos del proyecto, campo Lisama.

ESTRUCTURA DE COSTOS DEL PROYECTO (PESOS COL)	
INGENIERÍAS, ESTUDIOS, DISEÑO	216,666,667
CONSTRUCCIÓN, MATERIALES Y EQUIPOS	2,638,164,522
GERENCIAMIENTO DE LA CONSTRUCCIÓN	263,816,452
MANO DE OBRA CONSTRUCCIÓN	2,214,470,741
LICENCIAS PERMISOS E INVERSIÓN SOCIAL	105,152,332
CONTINGENCIAS	175,253,887
TOTAL PROYECTO	5,613,524,602

Fuente. Autor.

La siguiente gráfica presenta que el mayor rubro es la construcción, materiales y equipos, que representan un 47%.

Figura 32. Estructura de costos del proyecto, campo Lisama.



Fuente. Autor.

5.2 FLUJO DE CAJA

Para el análisis, se realizó un modelo de flujo incremental, es decir, inicialmente se analiza la situación sin proyecto, y posteriormente con proyecto, campo a campo.

5.2.1 Análisis sin proyecto

El análisis sin proyecto se realizó de acuerdo al límite económico de cada campo. Este análisis incluye, la producción de petróleo anual de cada uno de los campos, la producción de gas actual de cada uno de los campos, y el desperdicio de gas generado, junto con su rubro por regalías.

Tabla 30. Flujo de caja escenario SIN PROYECTO, campo Bonanza.

TIEMPO ESTIMADO (AÑOS)	0	1	2	3	4	5	6
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO BONANZA							
ANUAL (Bls)	511,000	449,680	395,718	348,232	306,444	269,671	237,310
REGALÍAS (Bls)	0	89,936	79,144	69,646	61,289	53,934	47,462
ANUAL SIN REGALÍAS (Bls)	0	359,744	316,575	278,586	245,155	215,737	189,848
ACUMULADA (Bls)	0	359,744	676,319	954,904	1,200,060	1,415,797	1,605,645
PRECIO DEL PETRÓLEO (USD/Bbl)		52	52	52	52	52	52
PRODUCCIÓN DE GAS BONANZA							
ANUAL (KPC)	639,480	562,742	495,213	435,788	383,493	337,474	296,977
REGALÍAS (KPC)	0	112,548	99,043	87,158	76,699	67,495	59,395
ANUAL SIN REGALÍAS (KPC)	0	450,194	396,171	348,630	306,795	269,979	237,582
ACUMULADA (KPC)	0	450,194	846,365	1,194,995	1,501,789	1,771,768	2,009,350
PRECIO DEL GAS (USD/KPC)		3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6

TIEMPO ESTIMADO (AÑOS)	0	1	2	3	4	5	6
DESPERDICIO DE GAS BONANZA ANUAL (KPC)	486,545	428,160	376,780	331,567	291,779	256,765	225,953
REGALÍAS (KPC)	0	81,350	71,588	62,998	55,438	48,785	42,931
PRECIO DEL GAS (USD/KPC)		3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6
OPEX COSTOS VARIABLES (USD)		0	0	0	0	0	0
COSTOS FIJOS (USD)	12	12	12	12	12	12	12
TOTAL (USD)		12	12	12	12	12	12
EGRESOS BRUTOS MENSUALES (USD)		6,941,983	6,108,945	5,375,871	4,730,767	4,163,075	3,663,506
ACUMULADOS (USD)		6,941,983	13,050,927	18,426,798	23,157,565	27,320,640	30,984,146
INGRESOS BRUTOS ANUALES (USD)	0	20,185,298	17,763,062	15,631,494	13,755,715	12,105,029	10,652,426
ACUMULADO (USD)		20,185,298	37,948,359	53,579,854	67,335,569	79,440,598	90,093,024

TIEMPO ESTIMADO (AÑOS)	0	1	2	3	4	5	6
UTILIDAD OPERATIVA (USD)		13,243,315	11,654,117	10,255,623	9,024,948	7,941,955	6,988,920
IMPUESTO DE RENTA (USD)	35	4,635,160	4,078,941	3,589,468	3,158,732	2,779,684	2,446,122
UTILIDADES DESPUÉS DE IMPUESTOS (USD)		8,608,155	7,575,176	6,666,155	5,866,216	5,162,270	4,542,798
EGRESOS MÁS IMP. RENTA		11,577,143	10,187,886	8,965,339	7,889,499	6,942,759	6,109,628
FLUJO DE CAJA ANUAL (USD)	0	8,608,155	7,575,176	6,666,155	5,866,216	5,162,270	4,542,798
ACUMULADO (USD)	0	8,608,155	16,183,331	22,849,486	28,715,702	33,877,973	38,420,771

Fuente.Autor.

Tabla 31. Flujo de caja escenario SIN PROYECTO, campo Llanito.

TIEMPO ESTIMADO (AÑOS)	0	1	2	3	4	5
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO LLANITO						
ANUAL (Bls)	1,934,500	1,702,360	1,498,077	1,318,308	1,160,111	1,020,897
REGALÍAS (Bls)	0	340,472	299,615	263,662	232,022	204,179
ANUAL SIN REGALÍAS (Bls)	0	1,361,888	1,198,461	1,054,646	928,089	816,718
ACUMULADA (Bls)	0	1,361,888	2,560,349	3,614,996	4,543,084	5,359,802
PRECIO DEL PETRÓLEO (USD/Bbl)						
		52	52	52	52	52
PRODUCCIÓN DE GAS LLANITO						
ANUAL (KPC)	711,750	626,340	551,179	485,038	426,833	375,613
REGALÍAS (KPC)	0	125,268	110,236	97,008	85,367	75,123
ANUAL SIN REGALÍAS (KPC)	0	501,072	440,943	388,030	341,467	300,491
ACUMULADA (KPC)	0	501,072	942,015	1,330,046	1,671,512	1,972,003
PRECIO DEL GAS (USD/KPC)						
		5.3	5.3	5.3	5.3	5.3
DESPERDICIO DE GAS LLANITO						

TIEMPO ESTIMADO (AÑOS)	0	1	2	3	4	5
ANUAL (KPC)	48,910	43,041	37,876	33,331	29,331	25,811
REGALÍAS (KPC)	0	8,350	7,348	6,466	5,690	5,007
PRECIO DEL GAS (USD/KPC)		5.3	5.3	5.3	5.3	5.3
OPEX						
COSTOS VARIABLES (USD)		0	0	0	0	0
COSTOS FIJOS (USD)	17	17	17	17	17	17
TOTAL (USD)		17	17	17	17	17
EGRESOS						
BRUTOS MENSUALES						
(USD)		30,659,034	26,979,950	23,742,356	20,893,273	18,386,081
ACUMULADOS (USD)		30,659,034	57,638,984	81,381,340	102,274,614	120,660,694
INGRESOS						
BRUTOS ANUALES (USD)	0	73,769,876	64,917,490	57,127,392	50,272,105	44,239,452
ACUMULADO (USD)		73,769,876	138,687,366	195,814,758	246,086,862	290,326,314
UTILIDAD OPERATIVA						
(USD)		43,110,841	37,937,540	33,385,036	29,378,831	25,853,372
IMPUESTO DE RENTA						
(USD)	35	15,088,794	13,278,139	11,684,762	10,282,591	9,048,680
UTILIDADES DESPUÉS DE		28,022,047	24,659,401	21,700,273	19,096,240	16,804,691

TIEMPO ESTIMADO (AÑOS)	0	1	2	3	4	5
IMPUESTOS (USD)						
EGRESOS MÁS IMP.						
RENTA		45,747,829	40,258,089	35,427,119	31,175,864	27,434,761
FLUJO DE CAJA						
ANUAL (USD)	0	28,022,047	24,659,401	21,700,273	19,096,240	16,804,691
ACUMULADO (USD)	0	28,022,047	52,681,448	74,381,721	93,477,962	110,282,653

Fuente. Autor.

Tabla 32. Flujo de caja escenario SIN PROYECTO, campo Lisama.

TIEMPO ESTIMADO (AÑOS)	0	1	2	3
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO LISAMA				
ANUAL (Bls)	1,569,500	1,381,160	1,215,421	1,069,570
REGALÍAS (Bls)	0	276,232	243,084	213,914
ANUAL SIN REGALÍAS (Bls)	0	1,104,928	972,337	855,656
ACUMULADA (Bls)	0	1,104,928	2,077,265	2,932,921
PRECIO DEL PETRÓLEO (USD/Bbl)				
		55	55	55
PRODUCCIÓN DE GAS LISAMA				
ANUAL (KPC)	4,055,150	3,568,532	3,140,308	2,763,471
REGALÍAS (KPC)	0	713,706	628,062	552,694
ANUAL SIN REGALÍAS (KPC)	0	2,854,826	2,512,247	2,210,777
ACUMULADA (KPC)	0	2,854,826	5,367,072	7,577,849
PRECIO DEL GAS (USD/KPC)				
		8.8	8.8	8.8
DESPERDICIO DE GAS LISAMA				
ANUAL (KPC)	158,410	139,401	122,673	107,952
REGALÍAS (KPC)	0	27,044	23,799	20,943
PRECIO DEL GAS (USD/KPC)				
		8.8	8.8	8.8
OPEX				
COSTOS VARIABLES (USD)		0	0	0
COSTOS FIJOS (USD)	17	17	17	17
TOTAL (USD)		17	17	17
EGRESOS				

TIEMPO ESTIMADO (AÑOS)	0	1	2	3
BRUTOS MENSUALES				
(USD)		35,158,606	30,939,573	27,226,825
ACUMULADOS (USD)		35,158,606	66,098,179	93,325,004
INGRESOS				
BRUTOS ANUALES (USD)	0	85,288,544	75,053,919	66,047,449
ACUMULADO (USD)		85,288,544	160,342,463	226,389,912
UTILIDAD OPERATIVA				
(USD)		50,129,938	44,114,346	38,820,624
IMPUESTO DE RENTA				
(USD)	35	17,545,478	15,440,021	13,587,218
UTILIDADES DESPUÉS DE				
IMPUESTOS (USD)		32,584,460	28,674,325	25,233,406
EGRESOS MÁS IMP.				
RENTA		52,704,084	46,379,594	40,814,043
FLUJO DE CAJA				
ANUAL (USD)	0	32,584,460	28,674,325	25,233,406
ACUMULADO (USD)	0	32,584,460	61,258,785	86,492,190

Fuente. Autor.

Del ejercicio realizado, podemos ver que dados los costos de operación actual de los campos Bonanza, Llanito y Lisama, se presenta una relación Beneficio/Costo (Ingresos/Egresos) superiores a 1.6 en todos los casos, y que su Valor Presente Neto al límite económico es respectivamente 28.1, 83.5 y 70.9 Millones de dólares de los Estados Unidos para cada uno de los campos. Estos resultados de Valor Presente Neto y Beneficio/Costo, son referentes de la rentabilidad de los campos en la situación actual de explotación.

Tabla 33. Análisis del flujo de caja escenarios SIN PROYECTO.

CAMPO	SIN PROYECTO			
	INGRESOS	EGRESOS	VPN	RELACIÓN BENEFICIO/COSTO
BONANZA	65,803,064	37,740,908.80	28,062,155.65	1.74
LLANITO	219,784,322	136,297,580.01	83,486,742.12	1.61
LISAMA	185,736,239	114,775,771.01	70,960,468.22	1.62

Fuente. Autor.

5.2.2 Análisis con proyecto

El análisis con proyecto se realizó de acuerdo al límite económico de cada campo. Este análisis incluye, la producción de petróleo anual de cada uno de los campos, la producción de gas actual de cada uno de los campos, la recuperación de gas adicional por efecto del proyecto, y la recuperación de petróleo adicional en los casos de Llanito y Lisama.

Tabla 34. Flujo de caja escenario CON PROYECTO, campo Bonanza.

TIEMPO ESTIMADO (MESES)	0	1	2	3	4	5	6
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO BONANZA							
ANUAL (Bls)	511,000	449,680	395,718	348,232	306,444	269,671	237,310
REGALÍAS (Bls)	0	89,936	79,144	69,646	61,289	53,934	47,462
ANUAL SIN REGALÍAS (Bls)	0	359,744	316,575	278,586	245,155	215,737	189,848
ACUMULADA (Bls)	0	359,744	676,319	954,904	1,200,060	1,415,797	1,605,645
PRECIO DEL PETRÓLEO (USD/Bibl)		52	52	52	52	52	52
RECUPERACIÓN ADICIONAL DE PETRÓLEO BONANZA							
ANUAL (Bls)	0	0	0	0	0	0	0
REGALÍAS (Bls)	0	0	0	0	0	0	0
ANUAL SIN REGALÍAS (Bls)	0	0	0	0	0	0	0
ACUMULADA (Bls)	0	0	0	0	0	0	0
PRECIO DEL PETRÓLEO (USD/Bibl)		52	52	52	52	52	52
PRODUCCIÓN DE GAS							

TIEMPO ESTIMADO (MESES)	0	1	2	3	4	5	6
BONANZA							
ANUAL (KPC)	663,205	583,620	513,586	451,956	397,721	349,994	307,995
REGALÍAS (KPC)	0	116,724	102,717	90,391	79,544	69,999	61,599
ANUAL SIN REGALÍAS							
(KPC)	0	466,896	410,869	361,565	318,177	279,996	246,396
ACUMULADA (KPC)	0	466,896	877,765	1,239,330	1,557,506	1,837,502	2,083,898
PRECIO DEL GAS							
(USD/KPC)		3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6
DESPERDICIO DE GAS							
BONANZA							
ANUAL (KPC)	0	0	0	0	0	0	0
REGALÍAS (KPC)	0	0	0	0	0	0	0
PRECIO DEL GAS							
(USD/KPC)		3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6
RECUPERACIÓN DE GAS							
ADICIONAL BONANZA							
ANUAL (KPC)	511,000	449,680	395,718	348,232	306,444	269,671	237,310
REGALÍAS (KPC)	0	89,936	79,144	69,646	61,289	53,934	47,462
ANUAL SIN REGALÍAS	0	359,744	316,575	278,586	245,155	215,737	189,848

TIEMPO ESTIMADO (MESES)	0	1	2	3	4	5	6
(KPC)							
ACUMULADA (KPC)	0	359,744	676,319	954,904	1,200,060	1,415,797	1,605,645
PRECIO DEL GAS (USD/KPC)		3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6
CAPEX INVERSIÓN TANGIBLE (USD)	1,925,909						
INVERSIÓN INTANGIBLE (USD)							
TOTAL (USD)	1,925,909						
OPEX COSTOS VARIABLES (USD)		1	1	1	1	1	1
COSTOS FIJOS (USD)	12	12	12	12	12	12	12
TOTAL (USD)		13	13	13	13	13	13
EGRESOS BRUTOS MENSUALES (USD)		7,453,189	6,558,806	5,771,750	5,079,140	4,469,643	3,933,286
ACUMULADOS (USD)		7,453,189	14,011,995	19,783,745	24,862,885	29,332,528	33,265,813
INGRESOS							

TIEMPO ESTIMADO (MESES)	0	1	2	3	4	5	6
BRUTOS ANUALES (USD)	0	21,548,033	18,962,269	16,686,797	14,684,381	12,922,256	11,371,585
ACUMULADO (USD)		21,548,033	40,510,303	57,197,100	71,881,482	84,803,737	96,175,322
UTILIDAD OPERATIVA (USD)		14,094,844	12,403,463	10,915,048	9,605,242	8,452,613	7,438,299
IMPUESTO DE RENTA (USD)	35	4,933,196	4,341,212	3,820,267	3,361,835	2,958,414	2,603,405
UTILIDADES DESPUÉS DE IMPUESTOS (USD)		9,161,649	8,062,251	7,094,781	6,243,407	5,494,198	4,834,895
EGRESOS MÁS IMP. RENTA		12,386,385	10,900,018	9,592,016	8,440,974	7,428,057	6,536,690
FLUJO DE CAJA		-					
ANUAL (USD)	1,925,909	9,161,649	8,062,251	7,094,781	6,243,407	5,494,198	4,834,895
ACUMULADO (USD)	1,925,909	7,235,740	15,297,991	22,392,772	28,636,179	34,130,377	38,965,272

Fuente. Autor.

Tabla 35. Flujo de caja escenario CON PROYECTO, campo Llanito.

TIEMPO ESTIMADO (MESES)	0	1	2	3	4	5
PRODUCCIÓN DE PETROLEO LLANITO						
ANUAL (Bls)	1,934,500	1,702,360	1,498,077	1,318,308	1,160,111	1,020,897
REGALIAS (Bls)	0	340,472	299,615	263,662	232,022	204,179
ANUAL SIN REGALIAS (Bls)	0	1,361,888	1,198,461	1,054,646	928,089	816,718
ACUMULADA (Bls)	0	1,361,888	2,560,349	3,614,996	4,543,084	5,359,802
PRECIO DEL PETROLEO (USD/Bibl)						
		52	52	52	52	52
RECUPERACION ADICIONAL DE PETROLEO LLANITO						
ANUAL (Bls)	164,250	144,540	127,195	111,932	98,500	86,680
REGALIAS (Bls)	0	28,908	25,439	22,386	19,700	17,336
ANUAL SIN REGALIAS (Bls)	0	115,632	101,756	89,545	78,800	69,344
ACUMULADA (Bls)	0	115,632	217,388	306,934	385,734	455,078
PRECIO DEL PETROLEO (USD/Bibl)						
		52	52	52	52	52
PRODUCCIÓN DE GAS LLANITO						
ANUAL (KPC)	711,750	626,340	551,179	485,038	426,833	375,613
REGALIAS (KPC)	0	125,268	110,236	97,008	85,367	75,123

ANUAL SIN REGALIAS (KPC)		0	501,072	440,943	388,030	341,467	300,491
ACUMULADA (KPC)		0	501,072	942,015	1,330,046	1,671,512	1,972,003
PRECIO DEL GAS (USD/KPC)			5.3	5.3	5.3	5.3	5.3
DESPERDICIO DE GAS LLANITO							
ANUAL (KPC)		0	0	0	0	0	0
REGALIAS (KPC)		0	0	0	0	0	0
PRECIO DEL GAS (USD/KPC)			5.3	5.3	5.3	5.3	5.3
RECUPERACIÓN DE GAS ADICIONAL LLANITO							
ANUAL (KPC)		308,790	271,735	239,127	210,432	185,180	162,958
REGALIAS (KPC)		0	54,347	47,825	42,086	37,036	32,592
ANUAL SIN REGALIAS (KPC)		0	217,388	191,302	168,345	148,144	130,367
ACUMULADA (KPC)		0	217,388	408,690	577,035	725,179	855,546
PRECIO DEL GAS (USD/KPC)			5.3	5.3	5.3	5.3	5.3
CAPEX							
INVERSIÓN TANGIBLE (USD)		3,199,361					
INVERSIÓN INTANGIBLE (USD)							
TOTAL (USD)		3,199,361					
OPEX							
COSTOS VARIABLES (USD)			2	2	2	2	2
COSTOS FIJOS (USD)		17	17	17	17	17	17

TOTAL (USD)		19	19	19	19	19
EGRESOS						
BRUTOS MENSUALES (USD)		34,684,075	30,521,986	26,859,348	23,636,226	20,799,879
ACUMULADOS (USD)		34,684,075	65,206,062	92,065,410	115,701,636	136,501,515
INGRESOS						
BRUTOS ANUALES (USD)	0	80,963,527	71,247,904	62,698,156	55,174,377	48,553,452
ACUMULADO (USD)		80,963,527	152,211,431	214,909,587	270,083,964	318,637,415
UTILIDAD OPERATIVA (USD)		46,279,452	40,725,918	35,838,808	31,538,151	27,753,573
IMPUESTO DE RENTA (USD)	35	16,197,808	14,254,071	12,543,583	11,038,353	9,713,750
UTILIDADES DEPUÉS DE						
IMPUESTOS (USD)		30,081,644	26,471,846	23,295,225	20,499,798	18,039,822
EGRESOS MÁS IMP. RENTA		50,881,884	44,776,057	39,402,931	34,674,579	30,513,629
FLUJO DE CAJA						
ANUAL (USD)		-3,199,361	30,081,644	26,471,846	23,295,225	20,499,798
ACUMULADO (USD)		-3,199,361	26,882,283	53,354,130	76,649,354	97,149,152

Fuente. Autor.

Tabla 36. Flujo de caja escenario CON PROYECTO, campo Lisama.

TIEMPO ESTIMADO (MESES)	0	1	2	3
PRODUCCIÓN DE PETROLEO LISAMA				
ANUAL (Bls)	1,569,500	1,381,160	1,215,421	1,069,570
REGALIAS (Bls)	0	276,232	243,084	213,914
ANUAL SIN REGALIAS (Bls)	0	1,104,928	972,337	855,656
ACUMULADA (Bls)	0	1,104,928	2,077,265	2,932,921
PRECIO DEL PETROLEO (USD/Bbl)				
		55	55	55
RECUPERACION ADICIONAL DE PETROLEO LISAMA				
ANUAL (Bls)	146,000	128,480	113,062	99,495
REGALIAS (Bls)	0	25,696	22,612	19,899
ANUAL SIN REGALIAS (Bls)	0	102,784	90,450	79,596
ACUMULADA (Bls)	0	102,784	193,234	272,830
PRECIO DEL PETROLEO (USD/Bbl)				
		55	55	55
PRODUCCIÓN DE GAS LISAMA				
ANUAL (KPC)	4,055,150	3,568,532	3,140,308	2,763,471
REGALIAS (KPC)	0	713,706	628,062	552,694
ANUAL SIN REGALIAS (KPC)	0	2,854,826	2,512,247	2,210,777
ACUMULADA (KPC)	0	2,854,826	5,367,072	7,577,849
PRECIO DEL GAS (USD/KPC)				
		8.8	8.8	8.8
DESPERDICIO DE GAS				

TIEMPO ESTIMADO (MESES)	0	1	2	3
LISAMA				
ANUAL (KPC)	0	0	0	0
REGALIAS (KPC)	0	0	0	0
PRECIO DEL GAS (USD/KPC)		8.8	8.8	8.8
RECUPERACIÓN DE GAS ADICIONAL LISAMA				
ANUAL (KPC)	530,710	467,025	410,982	361,664
REGALIAS (KPC)	0	93,405	82,196	72,333
ANUAL SIN REGALIAS (KPC)	0	373,620	328,785	289,331
ACUMULADA (KPC)	0	373,620	702,405	991,737
PRECIO DEL GAS (USD/KPC)		8.8	8.8	8.8
CAPEX INVERSIÓN TANGIBLE (USD)	3,153,666			
INVERSIÓN INTANGIBLE (USD)				
TOTAL (USD)	3,153,666			
OPEX COSTOS VARIABLES (USD)		2	2	2
COSTOS FIJOS (USD)	17	17	17	17
TOTAL (USD)		19	19	19
EGRESOS BRUTOS MENSUALES (USD)		39,701,566	34,937,378	30,744,893
ACUMULADOS (USD)		39,701,566	74,638,945	105,383,837

TIEMPO ESTIMADO (MESES)	0	1	2	3
INGRESOS				
BRUTOS ANUALES (USD)	0	94,170,002	82,869,602	72,925,249
ACUMULADO (USD)		94,170,002	177,039,604	249,964,853
UTILIDAD OPERATIVA				
(USD)		54,468,436	47,932,223	42,180,357
IMPUESTO DE RENTA				
(USD)	35	19,063,952	16,776,278	14,763,125
UTILIDADES DEPUÉS DE				
IMPUESTOS (USD)		35,404,483	31,155,945	27,417,232
EGRESOS MÁS IMP.				
RENTA		58,765,519	51,713,656	45,508,018
FLUJO DE CAJA				
		-		
ANUAL (USD)	3,153,666	35,404,483	31,155,945	27,417,232
		-		
ACUMULADO (USD)	3,153,666	32,250,818	63,406,763	90,823,995

Fuente. Autor.

El ejercicio concluye que los escenarios con proyecto no se alteran considerablemente, y la relación Beneficio/Costo es superior a 1.5 en los tres campos de estudio. La tabla 37 presenta los ingresos, egresos, VPN y la relación beneficio/costo del escenario con proyecto.

Tabla 37. Análisis del flujo de caja escenarios CON PROYECTO.

CAMPO	CON PROYECTO			
	INGRESOS	EGRESOS	VPN	RELACION BENEFICIO/COSTO
BONANZA	70,245,516	42,304,905.85	27,940,610	1.66
LLANITO	241,216,538	154,792,950.90	86,423,587	1.56
LISAMA	205,077,741	131,129,661.89	73,948,079	1.56

Fuente. Autor.

Realizando un comparativo del VPN sin proyecto y con proyecto, se encuentra que en el campo Bonanza existe la pérdida de valor. Esto se explica dado que no se producen incrementales de petróleo por efecto del proyecto, variable muy positiva en los demás campos. En la siguiente tabla 38, se encuentra la diferencia del VPN entre los dos escenarios y la eficiencia de la inversión. La eficiencia del proyecto (Relación entre la Inversión y el VPN), es superior a 0.5 para los campos Llanito y Lisama, no así para Bonanza, donde es negativa.

Tabla 38. Análisis de diferencial Sin y Con proyecto.

CAMPO	DIFERENCIA VPN	EFI
BONANZA	-121,546	-0.1
LLANITO	2,936,845	0.9
LISAMA	2,987,611	0.9

Fuente. Autor.

Para los proyectos de inversión en Ecopetrol, el valor del indicador de eficiencia es muy importante, ya que los proyectos ingresan a un portafolio, y tienen prioridad de ejecución los proyectos de mayor eficiencia; por otra parte, los proyectos con Eficiencias menores a 0.5 son considerados no rentables para los objetivos de la Empresa.

En el caso del campo Bonanza, el proyecto debe ser madurado como un proyecto de Continuidad Operativa, ya que a pesar que el análisis incremental demuestra que no genera mayor rentabilidad que las condiciones actuales de operación, se tiene el riesgo de perder el permiso de Explotación, lo que generaría pérdidas por 90.7 Millones de dólares.

5.2.3 Análisis de sensibilidad

Para complementar el estudio financiero, se realizó un análisis de sensibilidad, con una ventana operativa del 30% para las siguientes variables:

- Inversión
- Recuperación de gas
- Precio del gas
- Precio del Petróleo

Las siguientes tablas presentan los análisis de sensibilidad.

Tabla 39. Análisis de sensibilidad a la Inversión (+30%)

CAMPO	PREMISAS INICIALES		
	DIFERENCIA DEL VPN	RELACIÓN BENEFICIO/COSTO	EFI
BONANZA	-121,546	1.66	-0.1
LLANITO	2,936,845	1.56	0.9
LISAMA	2,987,611	1.56	0.9
CAMPO	VARIACIÓN +30%		
	DIFERENCIA DEL VPN	RELACIÓN BENEFICIO/COSTO	EFI
BONANZA	-699,318	1.64	-0.3
LLANITO	1,977,036	1.55	0.5
LISAMA	2,041,511	1.55	0.5

CAMPO	DIFERENCIA		
	DIFERENCIA DEL VPN	RELACIÓN BENEFICIO/COSTO	EFI
BONANZA	-577,773	-0.02	-0.22
LLANITO	-959,808	-0.01	-0.44
LISAMA	-946,100	-0.01	-0.45

Fuente. Autor.

Tabla 40. Análisis de sensibilidad a la Inversión (-30%)

CAMPO	PREMISAS INICIALES		
	DIFERENCIA DEL VPN	RELACION BENEFICIO/COSTO	EFI
BONANZA	-121,546	1.66	-0.1
LLANITO	2,936,845	1.56	0.9
LISAMA	2,987,611	1.56	0.9
CAMPO	VARIACIÓN -30%		
	DIFERENCIA DEL VPN	RELACION BENEFICIO/COSTO	EFI
BONANZA	456,227	1.68	0.3
LLANITO	3,896,653	1.57	1.7
LISAMA	3,933,710	1.58	1.8
CAMPO	DIFERENCIA		
	DIFERENCIA DEL VPN	RELACION BENEFICIO/COSTO	EFI
BONANZA	577,773	0.02	0.40
LLANITO	959,808	0.01	0.82
LISAMA	946,100	0.01	0.83

Fuente. Autor.

Tabla 41. Análisis de sensibilidad a la Recuperación de Gas (+30%)

CAMPO	PREMISAS INICIALES		
	DIFERENCIA DEL VPN	RELACION BENEFICIO/COSTO	EFI
BONANZA	-121,546	1.66	-0.1
LLANITO	2,936,845	1.56	0.9
LISAMA	2,987,611	1.56	0.9

CAMPO	VARIACIÓN +30%		
	DIFERENCIA DEL VPN	RELACION BENEFICIO/COSTO	EFI
BONANZA	649,125	1.67	0.3
LLANITO	3,545,589	1.56	1.1
LISAMA	4,299,738	1.57	1.4
CAMPO	DIFERENCIA		
	DIFERENCIA DEL VPN	RELACION BENEFICIO/COSTO	EFI
BONANZA	770,671	0.01	0.40
LLANITO	608,745	0.00	0.19
LISAMA	1,312,127	0.01	0.42

Fuente. Autor.

Tabla 42. Análisis de sensibilidad a la Recuperación de Gas (-30%)

CAMPO	PREMISAS INICIALES		
	DIFERENCIA DEL VPN	RELACION BENEFICIO/COSTO	EFI
BONANZA	-121,546	1.66	-0.1
LLANITO	2,936,845	1.56	0.9
LISAMA	2,987,611	1.56	0.9
CAMPO	VARIACIÓN -30%		
	DIFERENCIA DEL VPN	RELACION BENEFICIO/COSTO	EFI
BONANZA	-892,217	1.65	-0.5
LLANITO	2,328,100	1.56	0.7
LISAMA	1,675,483	1.56	0.5
CAMPO	DIFERENCIA		
	DIFERENCIA DEL VPN	RELACION BENEFICIO/COSTO	EFI
BONANZA	-770,671	-0.01	-0.40
LLANITO	-608,745	0.00	-0.19
LISAMA	-1,312,127	-0.01	-0.42

Fuente. Autor.

Tabla 43. Análisis de sensibilidad al Precio del Gas (+30%)

CAMPO	PREMISAS INICIALES		
	DIFERENCIA DEL VPN	RELACION BENEFICIO/COSTO	EFI
BONANZA	-121,546	1.66	-0.1
LLANITO	2,936,845	1.56	0.9
LISAMA	2,987,611	1.56	0.9
CAMPO	VARIACIÓN +30%		
	DIFERENCIA DEL VPN	RELACION BENEFICIO/COSTO	EFI
BONANZA	1,780,718	1.69	0.9
LLANITO	5,157,425	1.57	1.6
LISAMA	15,011,185	1.62	4.8
CAMPO	DIFERENCIA		
	DIFERENCIA DEL VPN	RELACION BENEFICIO/COSTO	EFI
BONANZA	1,902,264	0.03	0.99
LLANITO	2,220,581	0.01	0.69
LISAMA	12,023,575	0.06	3.81

Fuente. Autor.

Tabla 44. Análisis de sensibilidad al Precio del Gas (-30%)

CAMPO	PREMISAS INICIALES		
	DIFERENCIA DEL VPN	RELACION BENEFICIO/COSTO	EFI
BONANZA	-121,546	1.66	-0.1
LLANITO	2,936,845	1.56	0.9
LISAMA	2,987,611	1.56	0.9
CAMPO	VARIACIÓN -30%		
	DIFERENCIA DEL VPN	RELACION BENEFICIO/COSTO	EFI
BONANZA	-2,023,809	1.63	-1.1
LLANITO	716,264	1.55	0.2
LISAMA	-9,035,964	1.50	-2.9

CAMPO	DIFERENCIA		
	DIFERENCIA DEL VPN	RELACION BENEFICIO/COSTO	EFI
BONANZA	-1,902,264	-0.03	-0.99
LLANITO	-2,220,581	-0.01	-0.69
LISAMA	-12,023,575	-0.07	-3.81

Fuente. Autor.

Tabla 45. Análisis de sensibilidad al Precio del Petróleo (+30%)

CAMPO	PREMISAS INICIALES		
	DIFERENCIA DEL VPN	RELACION BENEFICIO/COSTO	EFI
BONANZA	-121,546	1.66	-0.1
LLANITO	2,936,845	1.56	0.9
LISAMA	2,987,611	1.56	0.9
CAMPO	VARIACIÓN +30%		
	DIFERENCIA DEL VPN	RELACION BENEFICIO/COSTO	EFI
BONANZA	11,674,066	1.82	6.1
LLANITO	47,753,489	1.73	14.9
LISAMA	30,954,196	1.70	9.8
CAMPO	DIFERENCIA		
	DIFERENCIA DEL VPN	RELACION BENEFICIO/COSTO	EFI
BONANZA	11,795,612	0.16	6.12
LLANITO	44,816,644	0.18	14.01
LISAMA	27,966,585	0.13	8.87

Fuente. Autor.

Tabla 46. Análisis de sensibilidad al Precio del Petróleo (-30%)

CAMPO	PREMISAS INICIALES		
	DIFERENCIA DEL VPN	RELACION BENEFICIO/COSTO	EFI
BONANZA	-121,546	1.66	-0.1
LLANITO	2,936,845	1.56	0.9
LISAMA	2,987,611	1.56	0.9

CAMPO	VARIACIÓN -30%		
	DIFERENCIA DEL VPN	RELACION BENEFICIO/COSTO	EFI
BONANZA	-11,917,158	1.45	-6.2
LLANITO	-41,879,799	1.32	-13.1
LISAMA	-24,978,974	1.40	-7.9
CAMPO	DIFERENCIA		
	DIFERENCIA DEL VPN	RELACION BENEFICIO/COSTO	EFI
BONANZA	-11,795,612	-0.21	-6.12
LLANITO	-44,816,644	-0.24	-14.01
LISAMA	-27,966,585	-0.17	-8.87

Fuente. Autor.

En los análisis de sensibilidad, se aprecia que el precio del petróleo impacta con una diferencia de -0.17, -0.21 y -0.24 dólares en la relación Beneficio/Costo respectivamente a los campos Lisama, Bonanza y Llanito en el escenario pesimista (-30%), y, de 0.13, 0.16 y 0.18 dólares en la relación Beneficio/Costo respectivamente a los campos Lisama, Bonanza y Llanito en el escenario optimista (+30%), siendo esta la variable que mayor afecta al proyecto, seguida del precio del gas, de la inversión y del volumen de recuperación del gas.

El proyecto es viable financieramente, para los campos Llanito y Lisama, y de acuerdo al análisis de sensibilidad, a estos campos los impactaría negativamente la caída del precio del gas y del precio del petróleo en márgenes del -30%. El flujo de caja fue realizado sin Financiación de terceros.

CONCLUSIONES

Debido a la falta de sistemas de recolección para el gas de anulares, la compañía operadora descarga ó quema el gas para mantener la producción de líquidos; Si no realiza esta operación, se pierde eficiencia en los sistemas de levantamiento artificial, generando altas pérdidas monetarias.

La responsabilidad ambiental es una disciplina que deben adquirir las empresas que desarrollen proyectos asociados a la explotación de recursos naturales.

La recuperación ó aprovechamiento de gas de anulares, permite la continuidad operativa de los campos Bonanza, Lisama y Llanito de Ecopetrol S.A., dada la normatividad legal ambiental y de la explotación de petróleo y gas.

El estudio de Mercado, permitió conocer el panorama actual del gas en Colombia, y demostró que deben ejecutarse proyectos similares al actual estudio, para contrarrestar la declinación de los campos más importantes de Colombia y continuar suministrando el gas necesario para sostener la demanda.

El desperdicio de gas en los campos de estudio, genera pérdidas anuales en volumen de 610.6 Millones de Pies cúbicos de gas.

El Estudio Legal Ambiental recomienda la ejecución del proyecto, dado que al no ejecutarse, se coloca en riesgo tanto el permiso de explotación otorgado por el Ministerio de Minas y Energía y el Plan de Manejo Ambiental otorgado por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

El estudio financiero demuestra que el proyecto es rentable, sin embargo, realizando la comparación del escenario actual sin proyecto, contra el escenario con proyecto, este último genera una diferencia negativa en el valor presente neto del campo Bonanza por 121,546 dólares de los Estados Unidos.

El análisis diferencial sin y con proyecto, demuestra cada uno de los campos Llanito y Lisama se beneficiarían con 3 Millones de dólares de los Estados Unidos si se ejecutara el proyecto.

El análisis de sensibilidad, permitió conocer que la variable que presenta mayor impacto sobre el proyecto, es el precio del petróleo, siendo consistente con los análisis de sensibilidad de este sector energético mundial. La segunda variable de mayor impacto es el precio del gas.

El estudio técnico demostró que el flujo de gas por el espacio anular es una fuente común de contrapresión, que incide en la pérdida de eficiencia de los sistemas de bombeo de fondo.

RECOMENDACIONES

Continuar con la maduración del proyecto de Aprovechamiento de Gas, ya que sus estudios avalan la importancia Legal, y Ambiental que conlleva su ejecución, por otra parte, es un proyecto alineado estratégicamente con los orientadores de Ecopetrol S.A.

Realizar la ingeniería de detalle del sistema de recolección de gas incluyendo el estudio de comisión topográfica, ambiental y social, en base al análisis de alternativas realizado en este documento.

Aplicar las recomendaciones realizadas en los diseños de producción con Bombeo Mecánico y Bombeo por Cavidades Progresivas, como el uso de separadores ó anclas de gas en fondo, para mitigar la pérdida de eficiencia por efecto de la generación de gas de anular.

BIBLIOGRAFÍA

- BRAVO M., Oscar y SANCHEZ C., Marleny. Gestión Integral de Riesgos. Tercera Edición, Publicado por Bravo & Sanchez EU. Bogotá, 2009.
- CAMARGO, Faustino. Diseño, Operación y Mantenimiento de Gasoductos. Especialización en Ingeniería del Gas. Bucaramanga, Septiembre de 2009.
- DEL VASTO, Gustavo A. Redes de Distribución del Gas. Especialización en Ingeniería del Gas. Bucaramanga, Septiembre de 2009.
- DURÁN, Arzuza Leonardo. Bombeo Mecánico. Especialización en Producción de Hidrocarburos. Bucaramanga, Marzo de 2009.
- KEN, Arnold, y MAURICE Stewart. Surface Production Operations (Volume 2). Gulf Publishing Company. Houston Texas, 1989.
- LATORRE Chacón, R. Leonardo. Mantenimiento y Operación de Compresores. Especialización en Ingeniería del Gas. Bucaramanga, Octubre de 2008.
- LOZANO, G. Eduardo. Estudio integrado de yacimientos campos Llanito Gala. Ecopetrol. Bogota, 2003.
- LUQUE Ortiz, Santiago. Recuperación del gas producido por los anulares de los pozos del campo Nare. Universidad Industrial de Santander, 2004.
- MCCOY, James y PODIO, Augusto. Acoustic Determination of Producing Bottomhole Pressure. SPE 14254.

- MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Normas Técnicas en Materia de Exploración y Explotación de Hidrocarburos. Resolución 1495 del 2 de Septiembre de 2009.
- OFM. Software Oilfield Manager 2005 Schlumberger. Manual de uso básico.
- ORTIZ Afanador, J. Manuel. Fundamentos de Transporte de Gas, Medición de Gas. Bucaramanga, Junio de 2009.
- PARRA Vega, Jose D. Administración del Gas III. Evaluación de Proyectos de gas. Bucaramanga, Mayo de 2009.
- PÉREZ Angulo, Julio C. Propiedades Físicoquímicas y Termodinámicas del Gas Natural. Especialización en Ingeniería del Gas. Bucaramanga, Octubre de 2007.
- RAMOS, Acevedo, A. Operaciones de Despacho, Transferencia y Custodia. Especialización en Producción de Hidrocarburos. Bucaramanga, Marzo de 2009.
- TWM. Well analyzer and TWM Software. Operating Manual Echometer Company.
- VANEGAS Angarita, Oscar. Ingeniería Económica. Especialización en Producción de Hidrocarburos. Bucaramanga, Noviembre de 2008.

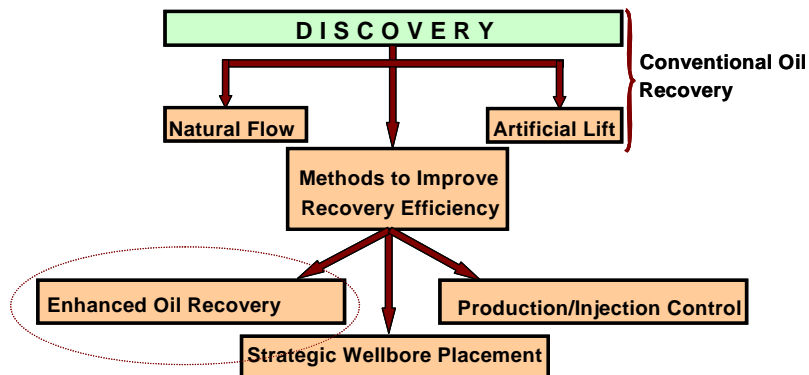
ANEXOS

ANEXO A. MECANISMOS DE PRODUCCIÓN.

En un campo de Hidrocarburos la producción depende de su mecanismo de producción; básicamente un campo inicia su producción en Flujo Natural, es decir, con la energía propia de su yacimiento; En caso de ser poca esta energía, se utilizan sistemas de levantamiento artificial (como el sistema de Bombeo Mecánico ó el Bombeo por Cavidades Progresivas), cuyo objetivo principal es poder levantar el fluido del fondo del pozo hasta su cabeza y algunas veces con esta misma presión, enviarlos a las facilidades de recolección.

Para mejorar el recobro de hidrocarburos, en algunos campos se decide realizar trabajos en pozo como Fracturamientos Hidráulicos, ó implementar Sistemas de Recobro Secundario como la Inyección de agua, y Métodos de Recobro Mejorado de Petróleo como la inyección de gases (CO₂ y metano, entre los más conocidos) ó la inyección de polímeros. La siguiente Figura (33) presenta estos métodos de producción.

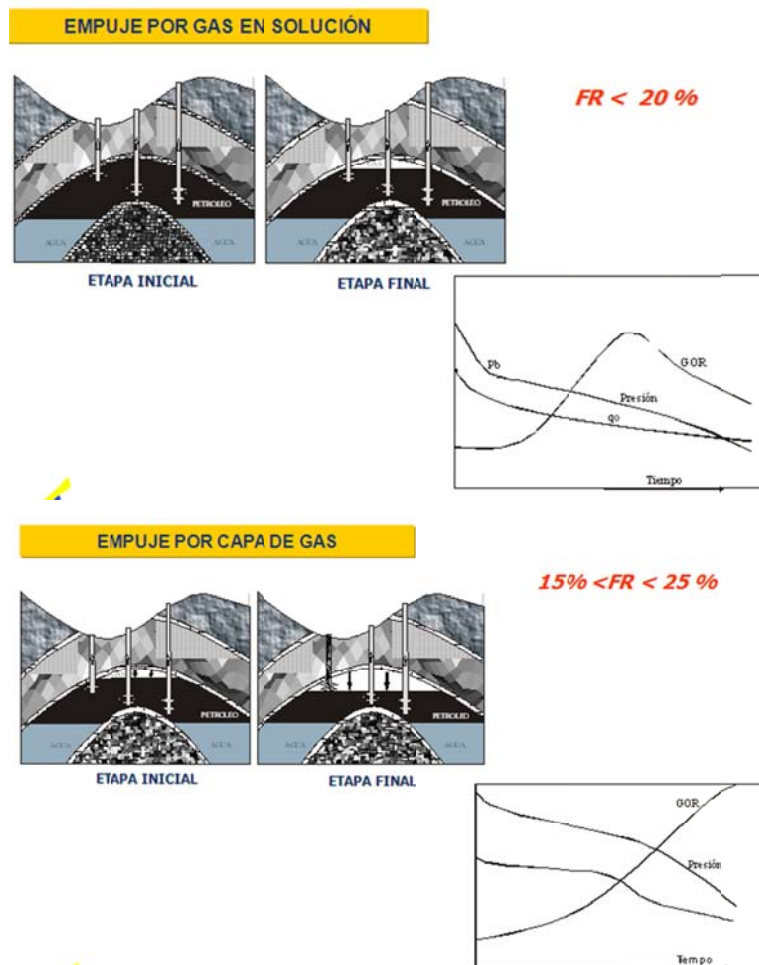
Figura 33. Métodos de Producción aplicados a un campo de Hidrocarburos.

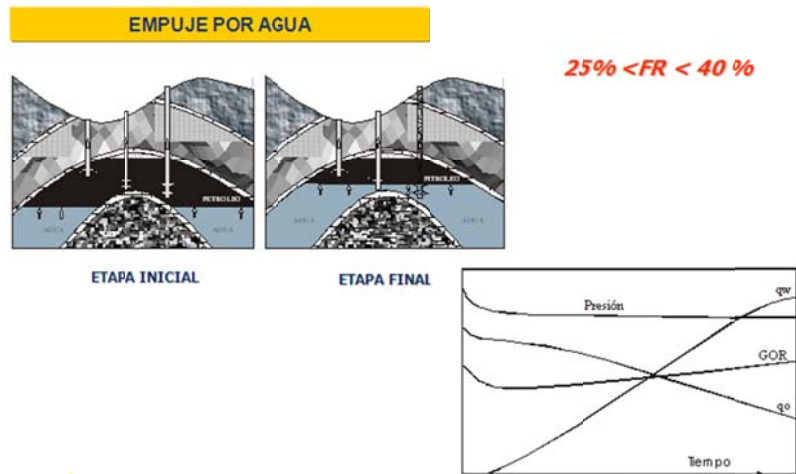


Fuente. Ingeniería de Producción I, Universidad Industrial de Santander.

La energía de un yacimiento es directamente proporcional a su mecanismo de producción, básicamente se pueden dividir en tres grupos principales, empuje por gas en solución, por capa original de gas y empuje por agua. El factor de recobro depende del mecanismo de producción (Figura 34).

Figura 34. Principales Mecanismos de producción en un yacimiento de Hidrocarburos.





Fuente. Ingeniería de Producción I, Universidad Industrial de Santander.

El mecanismo de producción con mayor energía es el empuje por agua, también conocido como acuífero activo. Físicamente es originado por la alta presión que genera el acuífero sobre el yacimiento de petróleo. El mecanismo de producción con menor energía es el gas en solución, en este caso, el mismo gas liberado por el fluido, genera la expansión en volumen del mismo, incrementando levemente la presión del yacimiento. A diferencia del gas en solución, la capa de gas proporciona mayor energía al yacimiento, ya que un gran volumen de gas existente desde la misma apertura en producción del yacimiento, ofrece altas presiones sobre el mismo, generando un mayor recobro de fluidos.

ANEXO B. IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN POZOS CON ALTA PRODUCCIÓN DE GAS.

El inicio de aplicación del Bombeo Mecánico en pozos con producción de gas comenzó con el conocimiento de algunas experiencias de utilización de este sistema en pozos que producen por debajo del caudal crítico de ahogue (también denominados pozos sin sumergencia), en los cuales es usado de manera intermitente con controlador *pump off*. El controlador opera por llenado de bomba; cuando el pozo presenta un buen nivel de líquido, el Bombeo Mecánico arranca y opera hasta descargar el pozo completamente, parando nuevamente por bajo llenado de bomba y dejando acumular líquido con el pozo surgiendo.

Es común encontrar este tipo de experiencias en Texas, donde se producen yacimientos de gas de baja permeabilidad y el Bombeo Mecánico constituye una de las soluciones. Las unidades de bombeo más usadas son unidades Mark II con 168" de carrera máxima. El régimen recomendado es máxima carrera y mínimos golpes para favorecer la eficiencia de bombeo.

Diseño y problemas operacionales. Para operar y producir pozos con gas en bombeo mecánico es fundamental un adecuado diseño de fondo, que varía según las particularidades de cada pozo: la profundidad, la distribución de las zonas abiertas a producción, las características de los fluidos, los caudales de líquido y gas, entre otros, son todos factores importantes para determinar la mejor opción.

Los diseños estándares constan de un *cuello* seguido de un *tubing*, y el *tubing* corto con niples para alojar la bomba de subsuelo. La totalidad de los diseños incluyen ancla, ó empaques sin cauchos para tensionar la tubería contra el revestimiento y su profundidad cambia según la disposición de las zonas

abiertas a producción. Normalmente se sienta sobre todos los intervalos abiertos, para disminuir las probabilidades de depositación de arena sobre el ancla, que en un futuro dificulte su trabajo para liberar.

Los intervalos abiertos que tienen buena productividad, permiten mantener el ancla libre de arena, ya que la producción anular ayuda a evitar la depositación de sólidos sobre ésta.

La no utilización de filtros, se debe a que presentan inconvenientes de taponamiento que generalmente conducen a una intervención del pozo con equipo de *pulling*. Esto debido a la mezcla de arena con fluido viscoso ó emulsionado que provoca el taponamiento.

Existen diseños particulares para casos en que las disposiciones de las zonas abiertas a producción así lo exijan, como por ejemplo cuando se tienen capas productoras de gas por debajo de la succión de la bomba. En este caso se incluye en el diseño un ancla separadora de gas. El dispositivo ayuda a producir y operar pozos en forma convencional, evitando bloqueos y mitigando interferencias graves por gas. (Figura 35).

Las ventajas del separador son:

La descentralización del separador de gas en el casing, asegura que una mínima cantidad de gas ingrese a la bomba.

El mayor flujo de gas ocurre por el lado más ancho del anular.

El diámetro exterior máximo del separador de gas (sin considerar la dimensión de los flejes) es el diámetro exterior de la cupla superior.

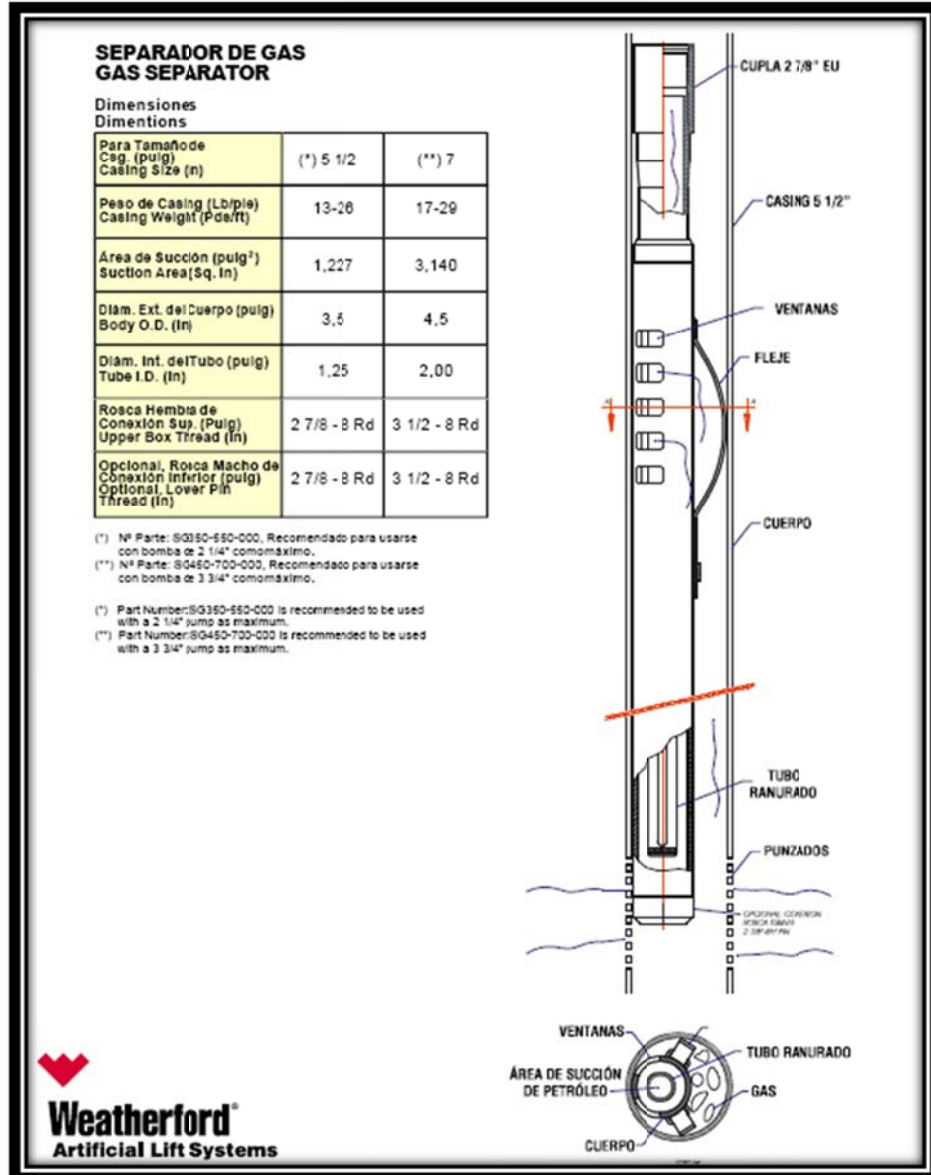
El área de las ventanas y de succión supera el área de succión de la bomba recomendada.

El filtro es de tipo placa perforada y está situado en el cuello del separador.

El material de los separadores es de acero SAE1030.

La longitud total de los separadores es de 4.5 metros.

Figura 35. Separador de gas.



Fuente. Weatherford Artificial Lift Systems.

Como desventajas se pueden considerar:

Se debe colocar un tapón para obligar a todo el fluido a entrar por el separador. Esto puede afectar pozos con producción de arena, ya que el separador puede taponarse y obligar a una intervención. Igualmente se genera una leve restricción al flujo, especialmente en fluidos viscosos ó emulsionados.

Las bombas de fondo ó profundidad juegan un papel muy importante y una correcta selección previene un gran número de trastornos en la operación y producción del pozo. La totalidad de las bombas empleadas tienen distintos dispositivos para evitar bloqueos de gas y mejorar la eficiencia mediante la disminución del efecto del gas dentro de la bomba.

Los dispositivos incorporados a las bombas son los siguientes:

Ring valve: actúa en el momento que comienza la carrera descendente disminuyendo la presión sobre la válvula viajera, de modo que favorece su apertura inmediata. Ayuda a disminuir los efectos de compresión de gas en la bomba.

Dispositivo mecánico: fuerza a la válvula viajera a abrir en la finalización de la carrera descendente. Evita los bloqueos por gas, siempre que la bomba esté bien espaciada.

Dispositivo móvil de antibloqueo: ayuda a abrir la válvula viajera en el momento del inicio de la carrera descendente, disminuyendo los efectos de compresión de gas y mejorando la eficiencia del bombeo.

Es común combinar dispositivos con el fin de minimizar los efectos del gas en el funcionamiento de la bomba. La combinación más usada es *ring valve* y dispositivo mecánico.

Los diseños de varillas no difieren en nada de los convencionales. Los diámetros utilizados en pulgadas son 1, 7/8, 3/4 y barras de peso. Las exigencias de las varillas incrementan con el corte de agua en los pozos, al densificar la columna y generar emulsiones. Sin embargo, comparado con las fallas de tubería y de bombas, son el elemento que menos fallas presenta.

Los vástagos pulidos ó barra lisa en este tipo de pozos son de 1,5 pulgadas y 26 pies. Los vástagos requieren mayor longitud que los convencionales (22 pies), porque las armaduras en boca de pozo poseen mayor altura que las convencionales y de esta manera podemos operar con carrera de 168 pulg o más sin ningún problema. En los casos de pozos que requieren una carrera menor a 168 pulgadas podemos emplear vástagos convencionales de 22 pies.

Operación de pozos. Cada pozo productor es característico, es decir, cada uno tiene diferente configuración de zonas productoras y diferentes caudales de gas, líquido y agua. Por lo cual es muy difícil establecer parámetros operativos para generalizar en la totalidad de los pozos con producción de gas.

Como una de las medidas adoptadas para ayudar a la operación y correcta explotación de estos pozos, se implementaron controladores de pozos *pump off* para cada uno de los pozos con bombeo mecánico de este sistema de extracción que presentan baja ó nula sumergencia.

Para un análisis correcto, los pozos se deben distribuir en tres grupos principales, que de alguna manera tienen diferentes características en cuanto a comportamiento, caudales y distribución de las zonas de producción.

A continuación se detallan cada uno de los grupos y las características sobresalientes de su operación.

Grupo de pozos 1: pozos con escasa producción de líquidos y abundante producción de gas. La principal característica es que producen con surgencia o semisurgencia por *casiny tubing*, es decir pueden llevar los fluidos hasta superficie algunas veces sin acción de bombeo. Una de las formas de reconocer esta clase de comportamiento es mediante la carta dinamométrica característica de este tipo de pozos y por la imposibilidad de la toma de muestra líquida en boca de pozo, dado que sólo produce gas con líquido en forma de niebla. Para el caso de los Activos Lisama, Provincia y Llanito, este comportamiento es muy difícil de encontrar, pero en algunos casos se ha dado.

La carta dinamométrica no muestra un trabajo de bomba efectivo, únicamente produce un efecto de agitación en el fondo. Esto se debe a que el pozo tiene energía suficiente como para mantener las válvulas de la bomba abierta. A medida que el pozo pierde energía se comienza a acumular líquido en el fondo, dado que el caudal de gas no es suficiente como para elevar la totalidad del líquido a la superficie todo el tiempo.

Este efecto genera un trabajo de bomba intermitente, es decir, sólo durante algunas pocas emboladas se aprecia trabajo efectivo de bomba. Operativamente el comportamiento de este tipo de pozos genera numerosos inconvenientes. Cuando no se dispone de un caudal de líquido que colabore con la lubricación del vástago pulido, son frecuentes las roturas de empaquetaduras, generando derrames y trastornos operativos.

Para la operación de este tipo de pozo se implementó el uso del modo *timer* en el controlador, que nos posibilita accionar el motor después de un tiempo suficiente de paro, de manera que el pozo haya acumulado un cierto nivel de líquido en el fondo. De este modo en el momento del arranque del bombeo, la bomba tiene un nivel de líquido sobre ella que le permite realizar un trabajo de bomba (Figura 15).

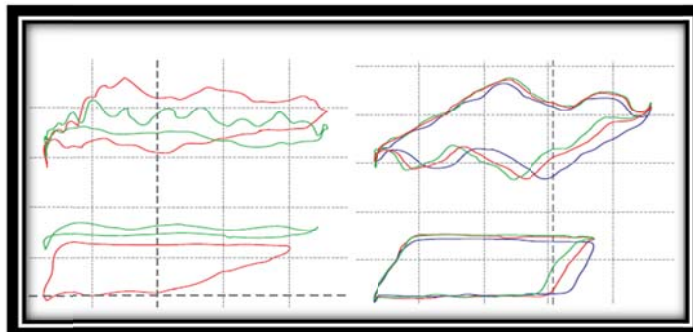
El bombeo de líquido hacia la superficie produce que el vástago pulido se mantenga lubricado, eliminando por completo los problemas de desgaste de empaquetaduras. Para determinar los tiempos de paro y marcha adecuados que posibiliten solucionar los problemas operativos y maximizar la producción, es necesario realizar algunas pruebas a distintos tiempos de paro, ya que cada pozo tiene un tiempo de paro y marcha óptimo.

Las pruebas tienen como objetivo establecer un tiempo de parada, que nos permita tener un arranque de bombeo con un llenado de bomba entre el 80 y 100%, y un tiempo de marcha suficiente como para restablecer la condición de surgencia.

En muchas ocasiones lograr un 100% de llenado de bomba en el momento del arranque requiere de un tiempo de paro muy prolongado, y una columna de líquido tal, que puede generar interferencia en los intervalos productores de gas, trayendo como consecuencia pérdida de producción. Debido a las diferentes características de los pozos, es imposible establecer un tiempo de marcha y paro estándar que pueda llegar a ser aplicado en todos los casos. Cada pozo tiene sus tiempos óptimos de operación.

En la Figura 36, se puede observar que el dinamómetro azul es la carta de paro y el rojo es la de arranque. Su forma similar indica la eficiencia en un sistema bien controlado con tiempo de parada.

Figura 36. Cartas dinagráficas utilizando controlador y Timer.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

Para operar bajo estas condiciones es importante contar con unidades de bombeo que no sean balanceadas a aire (*air balanced*), porque al tener tiempos de paro normalmente prolongados generan en muchas ocasiones la despresurización del cilindro, derivando en un arranque fallido de la unidad.

En caso de tener que acudir a este tipo de unidades, es aconsejable utilizar uno que se encuentre en perfecto estado, a fin de evitar la despresurización del cilindro en los momentos del paro.

Segundo Grupo de Pozos: se clasifican dentro de este grupo a los pozos que han perdido potencial de gas y se comportan prácticamente como un pozo convencional de producción primaria. Es decir, caudales medios de gas (30000-250000 pies cúbicos de gas por día) y caudales de líquido medios (30 y 200 Barriles por día). Son pozos que tienen un comportamiento estable y, de detenerse la acción mecánica del bombeo, no produce por el *tubing* por sí solo, dado que no cuenta con la energía para hacerlo, únicamente produce pequeñas cantidades de gas por *casing*. Estos son los pozos que sufren cuando la presión en cabeza del revestimiento (CHP) aumenta.

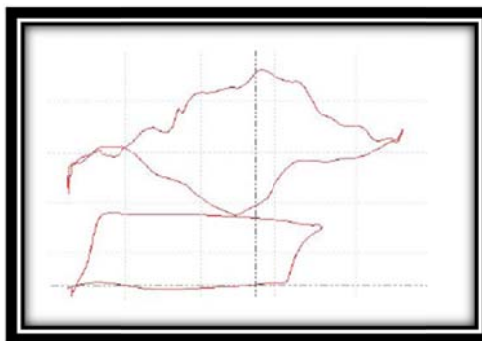
Las cartas dinamométricas de estos pozos son fáciles de identificar porque presentan en la mayoría de los casos una marcada compresión de gas. Son

propensos a los bloqueos por gas y es muy difícil lograr buenas eficiencias de bombeo. Para estos pozos como para la mayoría de los pozos con alta relación gas líquido, es recomendable el uso de unidades de bombeo con carreras largas y baja velocidad de bombeo, con el propósito de beneficiar la acción de la bomba en el fondo del pozo.

El uso de controladores *pump off* nos permite operar los pozos evitando los bloqueos por gas. El parámetro de control utilizado para este tipo de pozos es el llenado de bomba de la carta dinamométrica de fondo. Se introduce un valor de referencia de llenado para que el pozo detenga el estado de marcha cuando el llenado de la bomba sea inferior a este valor seteado. Sin embargo, no todos los pozos cuentan con controladores y los que cuentan con esta tecnología presentan problemas de comunicación que no se han solucionado.

Los valores de porcentaje de marcha diarios resultan muy variables según cada pozo, y no son ni más ni menos que el resultado de los parámetros que se le establecen al controlador para que comande el funcionamiento del pozo y el régimen de producción (carrera y frecuencia de bombeo).

Figura 37. Cartas dinagráficas utilizando control de llenado.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

En la Figura 37 se observa un pozo operando al 62% de marcha diaria. El ciclo normal de bombeo para este caso es 30 minutos de paro y 40 minutos de marcha.

La carta dinamométrica azul corresponde a la carta de arranque, la carta roja corresponde a un tiempo intermedio de marcha antes de efectuar la carta verde, que corresponde a la de paro.

Para establecer el modo de operación óptimo de producción hay que evaluar las cartas dinamométricas que el pozo manifiesta en el momento de paro, arranque y marcha, como así también los tiempos vinculados a tales eventos.

No siempre se logra iniciar el bombeo con un llenado de bomba completo, muchas veces las características del fluido o bien una bomba de profundidad no adecuada produce que nunca se opere con un llenado total de bomba, por más que el tiempo de paro sea prolongado.

En estos casos es muy importante contrastar las modificaciones realizadas en los tiempos de paros, marcha, sets de llenado de bomba etc., con ensayos de producción y comprobar que los cambios realizados no perjudican bajo ningún punto de vista los valores de producción.

Tercer Grupo de Pozos: la principal característica de estos pozos es que la distribución de las capas productoras permite generar gas por el *casing* y maximizar la producción de líquido a través del *tubing* impulsados por la bomba de profundidad. Las capas productoras de gas se ubican sobre capas importantes productoras de líquidos.

Generalmente en la puesta en marcha estos pozos presentan una alta producción de líquidos y muy buena producción de gas. Cuando esto ocurre la puesta en bombeo de estos pozos ocasiona problemas operativos, causados por las altas presiones que se generan en la línea de producción, provocadas por la producción de un fluido de tipo multifásico (gas, petróleo y agua). A medida que el diámetro de la línea de producción aumenta, este inconveniente se minimiza.

Con el fin de priorizar la producción de los líquidos y evitar los problemas de paros por alta presión, es preciso comenzar desde el primer momento con la unidad de bombeo en marcha produciendo líquidos con la bomba de profundidad a través del *tubing*. El *casing* se va a ir abriendo a medida que la presión de la línea de producción no supere la presión establecida de cierre de la válvula de seguridad (*line break*).

Normalmente en producción estos pozos no suscitan mayores problemas, pero sí requieren de un buen seguimiento porque es muy importante mantener la surgencia por *casing* el mayor tiempo posible. Para esto se debe conservar el nivel de líquido ajustado por debajo de las zonas productoras de gas y lo más cercano a la bomba posible. La verificación de estas condiciones debe realizarse con frecuencia, ya que de no mantener la surgencia por *casing*, el pozo pierde producción de líquido y gas en forma abrupta.

Ante la imposibilidad de realizarle un *sonolog* por *casing* para determinar el nivel de fluido del pozo, la herramienta de seguimiento es la carta dinamométrica de fondo, tratando que la carta trabaje con un incipiente golpe de fluido. La carta dinamométrica no aparenta ser de un pozo con producción de gas, sin embargo este pozo produce más de un millón de pies cúbicos de gas por día.

Generalmente a medida que la producción de gas va disminuyendo, la cantidad de líquido que se produce bajo surgencia en el *casing* disminuye. Esto provoca incremento de nivel de líquido en el fondo del pozo, lo cual acarrea una pérdida de producción.

Si el nivel de líquido interfiere en los intervalos productores de gas puede conducir al ahogue de los mismos y producir una pérdida irrecuperable en la producción de gas y líquido. La manera de evitar este efecto prematuramente es incrementar el

régimen de extracción a medida que estos fenómenos se vayan manifestando, o bien anticipadamente.

En su gran mayoría, los pozos de los Activos Lisama, Provincia y Llanito de Ecopetrol S.A. pertenecen al segundo grupo de pozos descrito en este Anexo, razón por la cual se están implementando las mejores prácticas para su operación, sin embargo, no se alcanza a evitar que el exceso de gas acumulado en el anular de los pozos, sea frecuentemente descargado ó quemado a la atmósfera.

ANEXO C. RED DE ANULARES.

Este anexo presenta la ingeniería conceptual de la instalación de la línea red de anulares de los pozos cardales 1, 2, 4, 5, 6, 7, 8, 9,12, 14, 15, y 16 pozos actualmente produciendo y campaña 2010. En un diámetro de tubería de 2 y 3" SCH 40 con una longitud aproximada de 3500 metros hasta el colector de la red anular del pozo Cardales 3 en el campo Llanito perteneciente a la Superintendencia de Operaciones de Mares de la Gerencia Regional del Magdalena Medio de Ecopetrol S. A.

Dentro de la Superintendencia de Operaciones de Mares de la Gerencia Regional del Magdalena Medio de ECOPETROL S.A. se han venido construyendo líneas con una visión hacia el desarrollo de los campos teniendo en cuenta la programación de perforación, para dar cumplimiento con la meta propuesta de producción de Ecopetrol "la Mega" esto nos da un mayor aseguramiento de la calidad y brindarle más confiabilidad y economía en la instalación de líneas de flujo futuras, además nos da la oportunidad de optimizar el sistema, una mayor confianza de operatividad y minimizar al máximo algún riesgo de impacto ambiental y social de la región.

Se recomienda la instalación de la de la red anular en un diámetro de 2 y 3" SCH 40 API 5L gr. X 42 que desde el clúster de los pozos Cardales 4 y 5 valla hasta el colector del gas anular del pozo cardales 3, 3500 metros aproximadamente, esta recomendación es dada por la ubicación de los pozos cardales 15, 16, 5, 6, 7, 8, 9,1, para poder recoger el gas en una misma línea utilizando colectores en puntos estratégicos de la línea general con puestos disponibles para futuras perforaciones del campo, y/o programa de perforación futura.

Se recomienda trazado de línea de la red de anulares de los pozos cardales 12 y 14 hasta el colector del pozo cardales 3 y utilizar el mismo derecho de vía de estos.

Los colectores y/o cabezales deben ser de la siguiente distribución:

Un cabezal de cuatro puestos en los pozos cardales 5 y 4.

Un cabezal de cuatro puestos en los pozos cardales 15 y 16.

Un cabezal de cuatro puestos en el pozo cardales 9.

Un cabezal de cuatro puestos en el colector del pozo cardales 3. (Ver típico del cabezal)

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE TUBERÍA

Líneas de tubería y accesorios con diámetros de 1¼", 2½", 3½", 4½", 5" y 22" no serán utilizados, a menos que ECOPETROL S.A., especifique lo contrario o esté especificado en la respectiva clase de tubería. Diámetros de 1¼" y 2½" pueden ser utilizados en sistemas contra incendio.

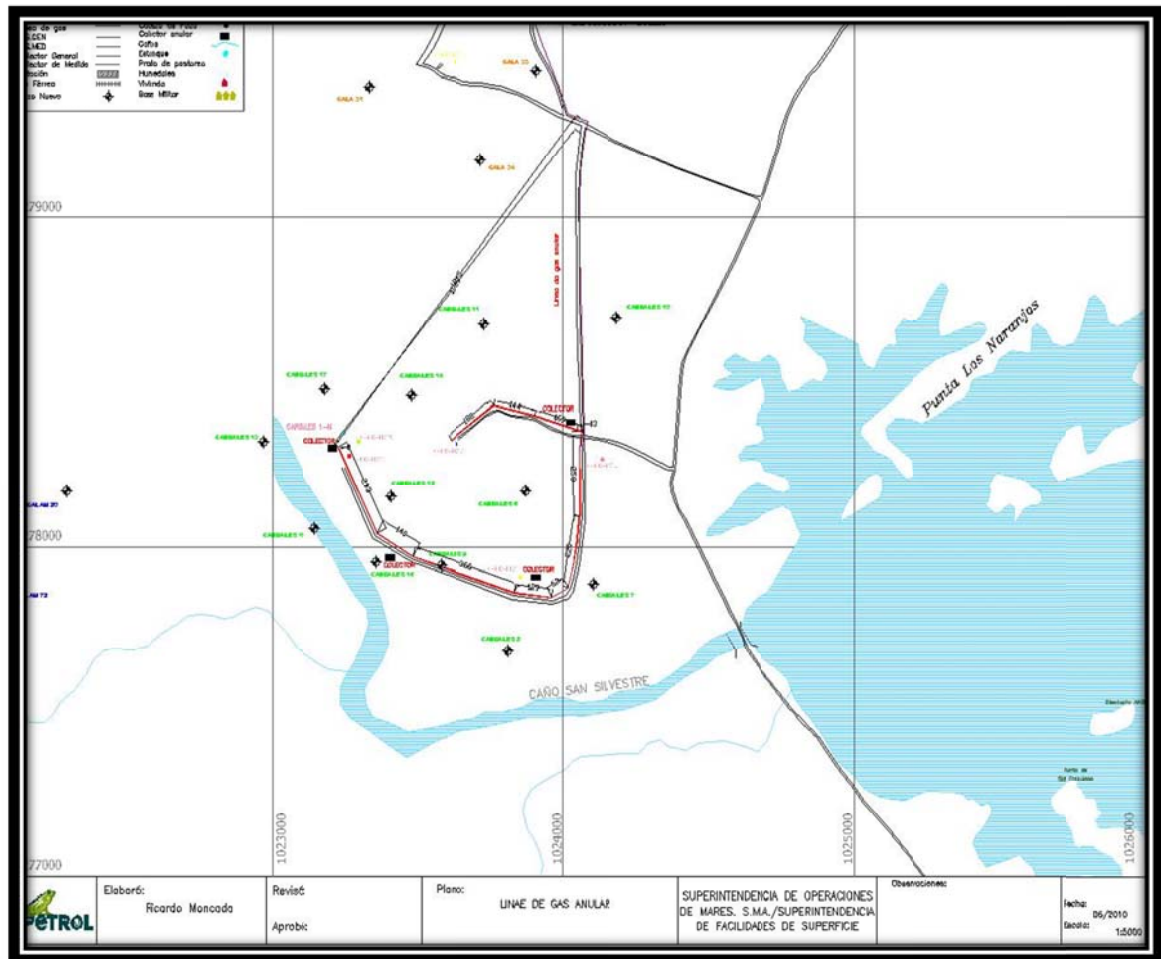
Los diámetros de tubería hacen referencia a diámetros nominales y sus diámetros externos e internos corresponden a aquellos indicados en los códigos ASME B36.10 para tuberías de acero carbono y ASME B36.19 para tuberías de acero inoxidable.

La preparación de los extremos de la tubería para soldar a tope, debe ser conforme al ASME B16.25.

La tubería de acero al carbono debe ser del tipo sin costura.

TRAZADO DE LA TUBERÍA PROPUESTO.

Figura 38. Recorrido de la línea recolectora de gas para los pozos de Cardales, campo Llanito - Gala.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

Nota: la línea en rojo es la propuesta.

BRIDAS

Las bridas ASME Rating 150 a 1500 de tamaño hasta 24", deben cumplir con el código ASME B16.5.

Las bridas “weldingneck” deben ser usadas adyacentes a accesorios “butt-weld”. Las bridas “socket weld” deben ser usadas adyacentes a accesorios “socket weld”.

Las bridas deben ser de cuello soldable “weldingneck” forjadas, sin embargo, se aceptan bridas de cuello deslizante “slip-on” forjadas y bridas de cuello largo “Long weldingneck” forjadas o fundidas centrífugamente.

Las bridas “slip-on” se pueden usar sólo cuando las siguientes condiciones se cumplan: material acero al carbono, ASME Rating 150, corrosión permisible debe ser menor de 1/8”, temperatura de diseño máxima 700°F (370°C), servicio no cíclico y servicio no erosivo

Todas las bridas deben ser identificadas y marcadas de acuerdo con el código MSS SP-25. Las bridas deben tener un sólo material de identificación de acuerdo con el ASTM aplicable (ejemplo: 304L, 316L) y no una marcación dual (ejemplo: F304 / 304L ó F316 / 316L).

EMPAQUES

Los empaques espiro-metálicos y los empaques corrugados doblemente enchaquetados deben cumplir con el ASME B16.20. Los empaques no metálicos deben cumplir con el ASME B16.21.

Los empaques deben ser dimensionalmente adaptables para ser usados de acuerdo con el rating de presión para las bridas ASME B16.5 y ASME B16.47, según corresponda. La temperatura de diseño de los empaques debe ser la misma temperatura de diseño de las bridas.

ACCESORIOS

Los accesorios de soldadura a tope deben cumplir con el código ASME B16.9.

La preparación de los extremos para ser soldados a tope debe cumplir con el código ASME B16.25.

Todos los accesorios deben ser marcados de acuerdo con la norma MSS SP-25.

Las uniones roscadas deben cumplir con el código ASME B1.20.1.

Los accesorios forjados, de cuello para enchufar y soldar "socket Weld" y roscados deben cumplir con el código ASME B16.11.

Los accesorios socket Weld se permiten para tubería con un diámetro menor o igual a 2". Para diámetros mayores a 2" los accesorios deben ser soldados a tope con bisel.

Las derivaciones, tees y olets (weldolets, sockolets forjados, etc.), son accesorios aceptables y su uso dependerá de lo indicado en la tabla de derivaciones (Branch Connections) de la respectiva clase de tubería o de la aprobación de ECOPETROL S.A.

Los codos deben ser de radio largo a menos que se especifique algo diferente. Codos de radio corto pueden ser usados solamente si el espacio disponible no permite el uso de codos de radio largo.

MATERIALES

Todos los materiales de tubería, incluyendo las tuberías, válvulas y accesorios, deben ser nuevos y sus características de diseño y constructivas deben corresponder a las especificaciones y requerimientos indicados en la clase de tubería aplicable.

A la hora de seleccionar el tipo de tubería y accesorios se debe tener buen criterio de diseño y el factor costo, obviamente la tubería y los accesorios seleccionados deben cumplir con ambos simultáneamente, permitiendo de esta forma seleccionar la mejor opción, se recomienda al momento de adquirir los accesorios y válvulas tengan las homologaciones correspondientes y especificaciones técnicas del fabricante.

TIPO DE TUBERÍA

Tabla 47. Tipo de tubería recomendado para la construcción de red de anulares.

Diámetro	SCH	MATERIAL
3"	40	ASTM A53 Gr. B API 5L Gr. B

Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

TIPO DE ACCESORIOS

Las válvulas y accesorios deben ser de un rating Class 300 que puedan resistir un cambio brusco de presión en el campo.

BASES DE DISEÑO

A continuación se presenta el análisis Assay con el cual se realizó la respectiva simulación hidráulica

Tabla 48. Análisis Assay para la simulación hidráulica.

Análisis	Método	Unidades	Crudo EST Gala (19-01-05)
Destilación Simulada		---	---
IBP		° C	78.0
5 %Volumen		° C	196.1
10 %Volumen		° C	244.0
20 %Volumen		° C	305.3
30 %Volumen		° C	355.8
40 %Volumen		° C	406.3
50 %Volumen		° C	452.2
60 %Volumen		° C	504.1
69 %Volumen		° C	557.1
70 %Volumen		° C	563.3
73 %Volumen		° C	---
77 %Volumen		° C	---
79 %Volumen		° C	---
Gases Disueltos (Resumen por Grupo)		---	---
Parafinas		% Peso	0.286
I-Parafinas		% Peso	0.360
Aromaticos		% Peso	0.008
Mono-Aromaticos		% Peso	0.008
Naftenos		% Peso	0.293
Mono-Naftenos		% Peso	0.293
C7+		% Peso	99.05
Contenido de Azufre	ASTM D 4294-(08)	% Peso	1.028
Agua y Sedimentos	ASTM D 4007-(08)	% Volumen	0.50 ⁽¹⁾
Calor de Combustión	ASTM D 240-(02)	MJ/kg	43.438
Contenido de Cenizas	ASTM D 482-(03)	% Peso	0.064
Contenido de Ceras	UOP 46-(85) Modificado	% Peso	2.2
Densidad a 15 °C	ASTM D 5002-(05)	g/mL	0.9319
Gravedad API	ASTM D 1250-(04)	° API	20.3
Constante de Viscosidad Gravedad	ASTM 2601-(05)	N/A ⁽¹⁾	0.877
Factor de Caracterización	UCP 375-(86)	N/A ⁽¹⁾	11.66
Insolubles en nC-7	ASTM D 3279-(01)	% Peso	1.09
Número de Ácido	ASTM D 664-(06)	mg KOH/g	3.088
Presión de Vapor REID	ASTM D 323-(06)	PSI	1.90
Punto de Fluides	ASTM D 97-(08)	° C	-30
Punto de Inflamación	ASTM D 56-(05)	° C	35.0
Residuo de Carbón Micro	ASTM D 4630-(06)	% Peso	5.24
Contenido de Sal	Aruba/ ASTM D 512-(04)	lb/1000 BLS	54.51
Viscosidad a 40 °C	ASTM D 445-(06)	mm ² /s	124.2
Viscosidad a 60 °C	ASTM D 445-(06)	mm ² /s	73.65
Contenido de Niquel		mg/kg	24.12
Contenido de Hierro		mg/kg	11.69
Contenido de Magnesio		mg/kg	1.440
Contenido de Vanadio		mg/kg	47.44
Contenido de Calcio		mg/kg	172
Contenido de Cobre		mg/kg	0.120

(1) - Unidades definidas por la norma

Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

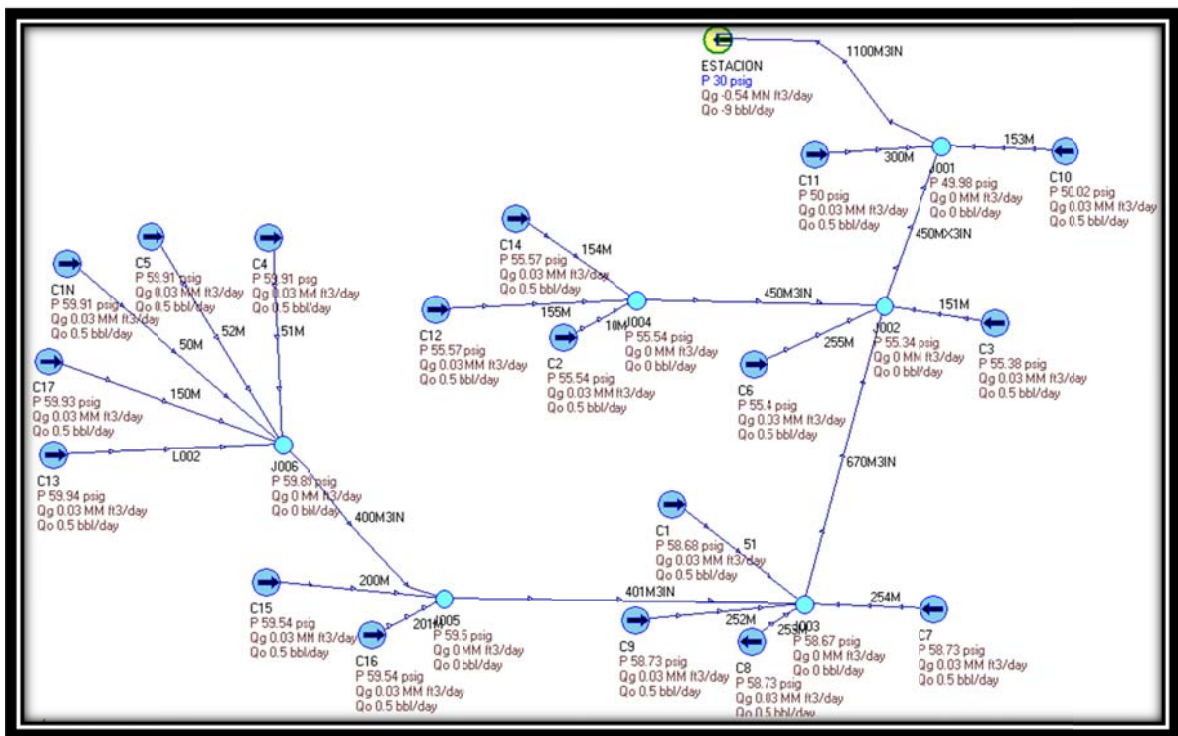
- Qo= 0.5 BPD (por pozo)
- Qg = 30 KPCD (por pozo)
- Perfil plano

- Temperatura 90 F
- EFF flujo 90 %

RESULTADOS SIMULACIÓN HIDRÁULICA

A continuación se presentan los resultados de la respectiva simulación hidráulica

Figura 39. Visualización de la red de anulares del sector Cardales.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

Tal y como se puede observar la máxima presión en cabeza de pozo que se tendría con el sistema propuesto y simulado es de 60 psig para los pozos que quedan en la cola del sistema.

A continuación se presentan las características de cada pozo y cada línea de flujo.

Tabla 49. Calculo de velocidades críticas para la línea parte 1.

Velocity Summary - Base Case								
Link Name	Device Name	Device Type	Inlet Mixture Velocity	Outlet Mixture Velocity	Critical Velocity	Inlet Pressure Gradient	Outlet Pressure Gradient	Pressure Change
			FT/SEC	FT/SEC	FT/SEC	PSI/FT	PSI/FT	PSIG
L002	P020	FIPE	3,04	3,04	1.004,59	-0,0001	-0,0001	-0,05
10M	P023	FIPE	3,23	3,23	1.001,49	-0,0001	-0,0001	0,00
1100M3IN	P024	FIPE	29,75	39,19	994,47	-0,0049	-0,0063	-19,98
150M	P019	FIPE	3,04	3,04	1.004,58	-0,0001	-0,0001	-0,04
151M	P002	FIPE	3,24	3,24	1.001,37	-0,0001	-0,0001	-0,04
153M	P006	FIPE	3,51	3,51	997,49	-0,0001	-0,0001	-0,04
154M	P005	FIPE	3,23	3,23	1.001,51	-0,0001	-0,0001	-0,04
155M	P001	FIPE	3,23	3,23	1.001,51	-0,0001	-0,0001	-0,04
200M	P017	FIPE	3,06	3,06	1.004,31	-0,0001	-0,0001	-0,05
201M	P018	FIPE	3,06	3,06	1.004,31	-0,0001	-0,0001	-0,05
252M	P009	FIPE	3,09	3,09	1.003,74	-0,0001	-0,0001	-0,06
253M	P012	FIPE	3,09	3,09	1.003,74	-0,0001	-0,0001	-0,06
254M	P011	FIPE	3,09	3,09	1.003,74	-0,0001	-0,0001	-0,06
255M	P010	FIPE	3,24	3,24	1.001,38	-0,0001	-0,0001	-0,06
300M	P008	FIPE	1,60	1,60	997,47	0,0000	0,0000	-0,02
400M3IN	P013	FIPE	6,91	6,94	1.004,50	-0,0003	-0,0003	-0,40
401M3IN	P004	FIPE	9,74	9,82	1.004,16	-0,0006	-0,0006	-0,83
450MX3IN	P003	FIPE	23,79	25,26	1.000,50	-0,0035	-0,0037	-5,36
450M3IN	P022	FIPE	4,41	4,42	1.001,46	-0,0001	-0,0001	-0,19
50M	P014	FIPE	3,04	3,04	1.004,57	-0,0001	-0,0001	-0,01
51	P007	FIPE	3,09	3,09	1.003,71	-0,0001	-0,0001	-0,01
51M	P015	FIPE	3,04	3,04	1.004,57	-0,0001	-0,0001	-0,01
52M	P016	FIPE	3,04	3,04	1.004,57	-0,0001	-0,0001	-0,01
670M3IN	P021	FIPE	15,54	16,07	1.003,21	-0,0014	-0,0017	-3,33

Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

Tabla 50. Calculo de velocidades críticas para la línea parte 2.

Link Summary - Base Case										
Link Name	Inlet / Outlet	Node Name	Gas GV Rate	Oil LV Rate	Water LV Rate	Pressure	Pressure Change	Temperature	Gas Holdup	Liquid Holdup
			MM FT ³ /DAY	BBL/DAY	BBL/DAY	PSIG	PSIG	DEG C	MM SCF	STB
L002	In	C13	0,0061	0,51	0,00	59,94		30,00		
	Cut	J006	0,0061	0,51	0,00	59,89	0,05	30,00	0,0001	0,06
10M	In	C2	0,0065	0,51	0,00	55,54		30,00		
	Cut	J004	0,0065	0,51	0,00	55,54	0,00	30,00	0,0000	0,00
1100M3IN	In	J001	0,1273	9,15	0,00	49,98		30,00		
	Cut	ESTACION	0,1850	9,14	0,00	30,00	19,98	30,00	0,0007	0,25
150M	In	C17	0,0061	0,51	0,00	59,93		30,00		
	Cut	J006	0,0061	0,51	0,00	59,89	0,04	30,00	0,0001	0,05
151M	In	C3	0,0065	0,51	0,00	55,38		30,00		
	Cut	J002	0,0065	0,51	0,00	55,34	0,04	30,00	0,0001	0,04
153M	In	C10	0,0071	0,51	0,00	50,02		30,00		
	Cut	J001	0,0071	0,51	0,00	49,98	0,04	30,00	0,0000	0,04
154M	In	C14	0,0065	0,51	0,00	55,57		30,00		
	Cut	J004	0,0065	0,51	0,00	55,54	0,04	30,00	0,0001	0,04
155M	In	C12	0,0065	0,51	0,00	55,57		30,00		
	Cut	J004	0,0065	0,51	0,00	55,54	0,04	30,00	0,0001	0,04
200M	In	C15	0,0061	0,51	0,00	59,54		30,00		
	Cut	J005	0,0062	0,51	0,00	59,50	0,05	30,00	0,0001	0,06
201M	In	C16	0,0061	0,51	0,00	59,54		30,00		
	Cut	J005	0,0062	0,51	0,00	59,50	0,05	30,00	0,0001	0,06
252M	In	C9	0,0062	0,51	0,00	58,73		30,00		
	Cut	J003	0,0062	0,51	0,00	58,67	0,06	30,00	0,0001	0,08
253M	In	C8	0,0062	0,51	0,00	58,73		30,00		
	Cut	J003	0,0062	0,51	0,00	58,67	0,06	30,00	0,0001	0,08
254M	In	C7	0,0062	0,51	0,00	58,73		30,00		
	Cut	J003	0,0062	0,51	0,00	58,67	0,06	30,00	0,0001	0,08
255M	In	C6	0,0065	0,51	0,00	55,40		30,00		
	Cut	J002	0,0065	0,51	0,00	55,34	0,06	30,00	0,0001	0,07
300M	In	C11	0,0071	0,51	0,00	50,00		30,00		
	Cut	J001	0,0071	0,51	0,00	49,98	0,02	30,00	0,0002	0,22
400M3IN	In	J006	0,0306	2,54	0,00	59,89		30,00		
	Cut	J005	0,0308	2,54	0,00	59,50	0,40	30,00	0,0003	0,24
401M3IN	In	J005	0,0431	3,56	0,00	59,50		30,00		
	Cut	J003	0,0436	3,56	0,00	58,67	0,83	30,00	0,0003	0,23
450MX3IN	In	J002	0,1044	8,14	0,00	55,34		30,00		
	Cut	J001	0,1132	8,13	0,00	49,98	5,36	30,00	0,0003	0,12
450M3IN	In	J004	0,0195	1,53	0,00	55,54		30,00		
	Cut	J002	0,0196	1,53	0,00	55,34	0,19	30,00	0,0003	0,28
50M	In	C1N	0,0061	0,51	0,00	59,91		30,00		
	Cut	J006	0,0061	0,51	0,00	59,89	0,01	30,00	0,0000	0,02
51	In	C1	0,0062	0,51	0,00	58,68		30,00		
	Cut	J003	0,0062	0,51	0,00	58,67	0,01	30,00	0,0000	0,02
51M	In	C4	0,0061	0,51	0,00	59,91		30,00		
	Cut	J006	0,0061	0,51	0,00	59,89	0,01	30,00	0,0000	0,02
52M	In	C5	0,0061	0,51	0,00	59,91		30,00		
	Cut	J006	0,0061	0,51	0,00	59,89	0,01	30,00	0,0000	0,02
670M3IN	In	J003	0,0685	5,59	0,00	58,67		30,00		
	Cut	J002	0,0718	5,59	0,00	55,34	3,33	30,00	0,0005	0,31

Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

DOCUMENTOS APLICABLES

Todos los códigos y normas en su última edición y sus adendas, los cuales se mencionan a continuación, se deben aplicar para el diseño, fabricación y demás aspectos constructivos de las tuberías y deben ser cumplidos en toda su amplitud.

American Society of Mechanical Engineers (ASME):

ASME B31.3	Process Piping
ASME B31.4	Pipe Line Transportation Systems for Fluid Hydrocarbons and Other Liquids
ASME B36.10	Welded and Seamless Wrought Steel Pipe
ASME B36.19	Stainless Steel Pipe
ASME B16.1	Cast Iron Pipe Flanges and Flanged Fittings
ASME B16.3	Malleable Iron Threaded Fittings
ASME B16.5	Pipe Flanges and Flanged Fittings
ASME B16.9	Factory-Made Wrought Steel Butt welding Fittings
ASME B16.10	Face-to-Face and End to End Dimensions of Valves
ASME B16.11	Forged Fittings, Socket-Welding and Threaded
ASME B16.12	Cast Iron Threaded Drainage Fittings
ASME B16.20	Metallic Gaskets for Pipe Flanges – Ring joint, Spiral Wound and Jacketed
ASME B16.21	Nonmetallic Flat Gaskets for Pipe Flanges
ASME B16.24	Bronze Pipe Flanges and Flanged Fittings
ASME B16.25	Butt-Welding Ends
ASME B16.34	Valves - Flanged, Threaded, and Welding End
ASME B16.36	Orifice Flanges
ASME B16.39	Malleable Iron Threaded Pipe Unions
ASME B16.42	Ductile Iron Pipe Flanges and Flanged Fittings
ASME B16.47	Large Diameter Steel Flanges NPS 26 through NPS 60

ASME B46.1	Surface Texture
ASME B1.20.1	Pipe Threads, General Purpose
ASME Sec. II	Materials Spécification
ASME Sec. V	Non-destructive examination
ASME Sec. IX	Welding and brazing qualifications

Manufacturers Standardization Society of the Valve and Fittings Industry (MSS):

MSS-SP-25	Standard Marking System for Valves, Fittings, Flanges and Unions
MSS-SP-43	Wrought Stainless Steel Butt-Welding Fittings
MSS-SP-44	Steel Pipeline Flanges
MSS-SP-67	Butterfly Valves
MSS-SP-70	Cast Iron Gate Valves, Flanged and Threaded Ends
MSS-SP-71	Gray Iron Swing Check Valves, Flanged and Threaded Ends
MSS-SP-72	Ball Valves with Flanged or Butt-Welding Ends for General Service
MSS-SP-78	Cast Iron Plug Valves, Flanged and Threaded Ends
MSS-SP-80	Bronze gate, Globe, Angle and Check Valves
MSS-SP-81	Stainless Steel, Bonnetless, Flanged Knife Gate Valves
MSS-SP-85	Cast Iron Globe and Angle Valves, Flanged and Threaded Ends
MSS-SP-88	Diaphragm Type Valves
MSS-SP-79	Socket-Welding Reducer Inserts
MSS-SP-97	Forged Carbon Steel Branch Outlet Fittings - Socket Welding, Threaded, and Butt-Welding Ends
MSS-SP-110	Ball Valves Threaded, Socket-Welding, Solder Joint, Grooved and Flare Ends

American Society for Testing and Materials (ASTM)

American Petroleum Institute (API):

API 6FA	Fire Test for Valves
API 6FD	Fire Test for Check Valves
API RP-591	Process Valve Qualification Procedure
API STD 594	Check Valves, Wafer, Wafer-lug and Double Flanged Type
API STD 598	Valve Inspection and Testing
API STD 599	Metal Plug Valves - Flanged, Threaded and Welding End
API STD 600	Bolted Bonnet Steel Gate Valves for Petroleum and Natural Gas Industries
API STD 602	Compact Steel Gate Valves - Flanged, Threaded, Welding and Extended Body Ends
API STD 603	Corrosion-Resistant, Bolted Bonnet Gate Valves—Flanged and Butt-Welding Ends
API STD 608	Metal Ball Valves - Flanged, Threaded and Butt-Welding Ends
API STD 609	Butterfly Valves – Double Flanged, Lug and Wafer-Type

Asociación Nacional de Ingenieros de la Corrosión NACE:

MR-01-75	Materials Requirements - Sulfide Stress Cracking Resistant Metallic Materials for Oil Field Equipment
----------	---