

**FACTIBILIDAD TECNICO ECONOMICA PARA LA RECUPERACION DEL GAS
PRODUCIDO POR LOS ANULARES DE LOS POZOS DE LOS CAMPOS
LLANITO Y GALA DE ECOPETROL S.A.**

JORGE ANDRÉS SÁCHICA ÁVILA

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

2010

**FACTIBILIDAD TECNICO ECONOMICA PARA LA RECUPERACION DEL GAS
PRODUCIDO POR LOS ANULARES DE LOS POZOS DE LOS CAMPOS
LLANITO Y GALA DE ECOPETROL S.A.**

JORGE ANDRÉS SÁCHICA ÁVILA

**Trabajo de grado como requisito para optar al título de
ESPECIALISTA EN INGENIERÍA DEL GAS**

Director

SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO

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

2010

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	14
1 GENERALIDADES DE LOS CAMPOS LLANITO GALA	16
1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA	16
1.2 RESEÑA HISTORICA DE LOS CAMPOS	17
1.3 CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO Y ESTATIGRAFÍA	19
1.4 MARCO ESTRUCTURAL DEL ACTIVO LLANITO	23
1.5 CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS	24
1.6 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS	26
2 PRODUCCIÓN DE GAS DE LOS CAMPOS LLANITO GALA	28
2.1 CARACTERIZACIÓN DEL GAS DE LOS CAMPOS LLANITO GALA	30
2.2 PRODUCCION DE GAS MEDIANTE EL USO DE BOMBEO MECÁNICO	34
2.2.1 Diseño y problemas operacionales.	34
2.2.2 Operación de pozos.	38
3 IMPACTO DEL INCREMENTO DE LA PRESIÓN EN EL ANULAR DEL REVESTIMIENTO EN CABEZA DE POZO SOBRE LA PRODUCTIVIDAD DEL PETRÓLEO	46
3.1 METODOLOGÍA DE ANALISIS	47
3.2 APLICACIÓN DE METODOLOGÍAS Y RESULTADOS	48

4	VOLUMEN DE GAS RECUPERABLE CON LA INSTALACIÓN DE RED DE ANULARES E INCREMENTO EN LA PRODUCTIVIDAD DE PETRÓLEO.	59
4.1	CÁLCULOS DEL COLUMEN DE GAS RECUPERABLE	60
4.2	INCREMENTO EN LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO POSTERIOR A LA INSTALCIÓN DE UNA RED DE ANULARES	64
4.3	TECNOLOGIAS APLICABLES PARA LA RECUPERACIÓN DE GAS DE ANULARES	67
4.3.1	Sistemas de compresión montados en viga.	69
4.3.2	Sistema de compresión montados en patín.	70
5	EVOLUCIÓN ECONOMICA	71
5.1.1	Modelo que incluye el alquiler de compresores evaluado a 24 meses	73
5.1.2	Modelo que incluye la compra de compresores evaluado a 24 meses	76
	CONCLUSIONES	80
	RECOMENDACIONES	81
	BIBLIOGRAFIA	82

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ubicación del Activo Llanito.	16
Figura 2. Columna estatigráfica generalizada para los campos del Activo Llanito.	21
Figura 3. Principales topes y discordancias encontrados en los pozos del Activo Llanito.	22
Figura 4. Características de un yacimiento tipo Black Oil.	25
Figura 5. Comportamiento de la producción de los campos Llanito, Gala y Galán.	26
Figura 6. Curva histórica de producción del campo Galán.	28
Figura 7. Curva histórica de producción del campo Llanito.	29
Figura 8. Curva histórica de producción del campo Gala.	30
Figura 9. Reservas de gas valoradas para campo Llanito - Gala	31
Figura 10. Relación de pies cúbicos de gas por barril de petróleo producido del campo Llanito.	31
Figura 11. Relación de pies cúbicos de gas por barril de petróleo producido del campo Gala.	32
Figura 12. Relación de pies cúbicos de gas por barril de petróleo producido del campo Galán.	32
Figura 13. Comportamiento del gas en solución como mecanismo de predominante de producción.	32
Figura 14. Separador de gas.	37

Figura 15.	Cartas dinagráficas utilizando controlador y Timer.	41
Figura 16.	Carta dinagráfica utilizando control de llenado.	42
Figura 17.	Principales variables de producción del pozo Llanito 122 durante el periodo 2009 - 2010.	49
Figura 18.	Dinagrama del pozo Llanito 122 con compresión de gas.	51
Figura 19.	Dinagrama del pozo Llanito 122 con buen llenado.	52
Figura 20.	Principales variables de producción del pozo Llanito 121 durante el periodo 2009 - 2010.	53
Figura 21.	Dinagrama del pozo Llanito 121 con compresión de gas.	55
Figura 22.	Dinagrama del pozo Llanito 122 con buen llenado.	56
Figura 23.	Flujo de caja acumulado del Modelo de Compra y del Modelo de Alquiler.	79
Figura 24.	Recorrido de la línea recolectora de gas para los pozos de Cardales , campo Llanito - Gala.	87
Figura 25.	Visualización de la red de anulares del sector Cardales.	92

LISTA DE TABLAS

		Pág.
Tabla 1.	Características de yacimiento en los campos Llanito, Gala y Galán.	19
Tabla 2.	Propiedades de los fluidos del yacimiento, Activo Llanito.	25
Tabla 3.	Rango de viscosidades y gravedad API para los crudos del Activo Llanito.	26
Tabla 4.	Cromatografía característica del gas de los campos Llanito y Gala.	33
Tabla 5.	Cuantificación del impacto por compresión de gas en los pozos con Bombeo Mecánico.	58
Tabla 6.	Cuantificación del gas de anular disponible en los pozos con gradiente positivo.	63
Tabla 7.	Cuantificación del incremento en la producción del petróleo, gracias a la despresurización del anular en cabeza del revestimiento.	66
Tabla 8.	Cantidad de compresores requeridos por modelo para la recolección de gas propuesta.	72
Tabla 9.	Costo de compra y alquiler de compresores requeridos por modelo para la recolección de gas propuesta.	72
Tabla 10.	Producción asociada, capex y deducciones del flujo de caja, modelo que incluye el alquiler de compresores, mes 1 al 12.	74
Tabla 11.	Producción asociada, capex del flujo de caja, modelo que incluye el alquiler de compresores, mes 13 al 24.	74
Tabla 12.	Opex, utilidades y flujo de caja, modelo que incluye el alquiler de compresores, mes 1 al 12.	75

Tabla 13.	Opex, utilidades y flujo de caja, modelos que incluye el alquiler de compresores, mes 13 al 24.	76
Tabla 14.	Producción asociada, capex y deducciones del flujo de caja, modelo que incluye la compra de compresores, mes 1 al 12.	77
Tabla 15.	Producción asociada, capex, modelo que incluye la compra de compresores, mes 13 al 24.	77
Tabla 16.	Opex, utilidades y flujo de caja, modelo que incluye la compra de compresores, mes 1 al 12.	78
Tabla 17.	Opex, utilidades y flujo de caja, modelo que incluye la compra de compresores, mes 13 al 24.	79
Tabla 18.	Tipo de tubería recomendado para la construcción de red de anulares.	90
Tabla 19.	Análisis Assay para la simulación hidráulica.	91
Tabla 20.	Calculo de velocidades críticas para la linea parte 1.	93
Tabla 21.	Calculo de velocidades críticas para la linea parte 2.	94

ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. INGENIERÍA BÁSICA DEL PRIMER SECTOR DE RED DE ANULARES DEL CAMPO	85
ANEXO B. RESOLUCIÓN NÚMERO 18 1495 DEL 2 DE SEPTIEMBRE DE 2009 TITULO VI.	98

RESUMEN

TITULO: FACTIBILIDAD TECNICO ECONOMICA PARA LA RECUPERACION DEL GAS PRODUCIDO POR LOS ANULARES DE LOS POZOS DE LOS CAMPOS LLANITO Y GALA DE ECOPETROL S.A.*

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.

DESCRIPCION:

Los Campos Llanito, Gala y Galán, pertenecientes al Activo Llanito de Ecopetrol S.A. se encuentran ubicados en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena en el departamento de Santander. Estos campos cuentan con 270 pozos perforados, de los cuales 113 se encuentran activos, y 93 de ellos se encuentran en el área de Gala y Llanito. De estos 93 pozos, 92 producen por Bombeo Mecánico y 1 con Bomba de Cavidades Progresivas.

Debido a su mecanismo predominante de producción, “gas en solución”, y a la alta presión de burbuja, se obliga a los pozos a producir gas asociado de forma conjunta a la producción de petróleo; esta condición interfiere en la eficiencia del sistema de levantamiento artificial. A pesar de la implementación de válvulas y dispositivos para mitigar este efecto, se debe disminuir la presión en cabeza del revestimiento para contrarrestar la pérdida de eficiencia en las bombas de subsuelo.

La pérdida de eficiencia en las bombas de subsuelo genera la no recuperación de gran parte de la producción aportada por el yacimiento, además de generar daños mecánicos en el sistema de levantamiento.

La red de anulares en conjunto con la utilización de compresores, brindan una excelente alternativa para la solución de este problema. Este estudio demuestra las ventajas técnicas y económicas de su utilización, evitando el venteo ó la quema de gas.

* Monografía.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos,
Director: Samuel Fernando Muñoz Navarro

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL FEASIBILITY FOR ECONOMIC RECOVERY OF CASING HEAD GAS PRODUCED FROM WELLS OF ECOPETROL'S FIELDS LLANITO AND GALA.*

AUTHOR: JORGE ANDRÉS SÁCHICA ÁVILA**

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

DESCRIPTION:

Ecopetrol's fields Llanito and Gala, are located in the basin of Middle Magdalena Valley in the department of Santander. These fields have drilled 270 wells, of which 113 are active, and 93. Of these 93 wells, 92 produced by Mechanical Pumping and 1 Progressive Cavity Pump

Because of its predominant mechanism of production, "solution gas" and the high pressure bubble, are required to produce associated gas Well, in conjunction with oil production, this condition interferes the efficiency of artificial lift system Despite the deployment of valves and devices to mitigate this effect, decrease the pressure in the casing head to counteract the loss of efficiency in underground pumps.

The loss of efficiency in underground pumps generates the recovery of much of the production provided by the reservoir and generate mechanical damage to the lift system.

The ring network in conjunction with the use of compressors, provide an excellent alternative for solving this problem. This study demonstrates the technical and economic advantages of their use, avoiding the gas venting or flaring.

* Degree Thesis.

** Physico-Chemical Engineering Faculty, School of Petroleum Engineering,
Tutor: Samuel Fernando Muñoz Navarro.

INTRODUCCION

Para la industria del petróleo, es un reto extraer la mayor cantidad de hidrocarburos de los yacimientos con la menor inversión posible. Es por esto, que las empresas de este sector orientan sus esfuerzos en estudios que permitan optimizar las operaciones que se llevan a cabo a diario; ampliar el conocimiento del yacimiento con el fin de aplicar metodologías que permitan obtener los resultados deseados, y lo más importante, que ayuden a mantener la integridad del yacimiento durante su vida productiva.

El Bombeo Mecánico es un sistema de levantamiento artificial muy sensible al incremento de la presión en cabeza del revestimiento (CHP), siendo más crítico en pozos de bajo índice de productividad; restricciones de flujo, falta de una red de anulares, o el bloqueo de la válvula en superficie son las principales causas del cambio en esta variable. Por esta razón, su optimización debe ser evaluada con el objetivo de mitigar la pérdida de eficiencia en el sistema de levantamiento mencionado, además de evitar el venteo del gas cuando se realizan operaciones de descarga desperdiciando la energía contenida en el, y generando la creación de una atmosfera explosiva.

Los campos Llanito - Gala de Ecopetrol S.A. cuentan a Junio 30 de 2010 con 93 pozos activos, de los cuales 92 producen bajo el Sistema de Levantamiento Artificial de Bombeo Mecánico (BM), el pozo restante se encuentra con Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP). Estos 93 pozos son objeto de este estudio, por lo cual se realiza un análisis tanto técnico como económico para evaluar la viabilidad de mejorar su eficiencia.

El principal problema técnico de la producción de gas asociado a la producción de líquidos, se encuentra en la eficiencia del Sistema de Levantamiento Artificial, por otra parte, existe el interés por el aprovechamiento de este recurso “no renovable” como fuente de energía fósil, razón por la cual se regulan actividades como el venteo y las quemas de gas.

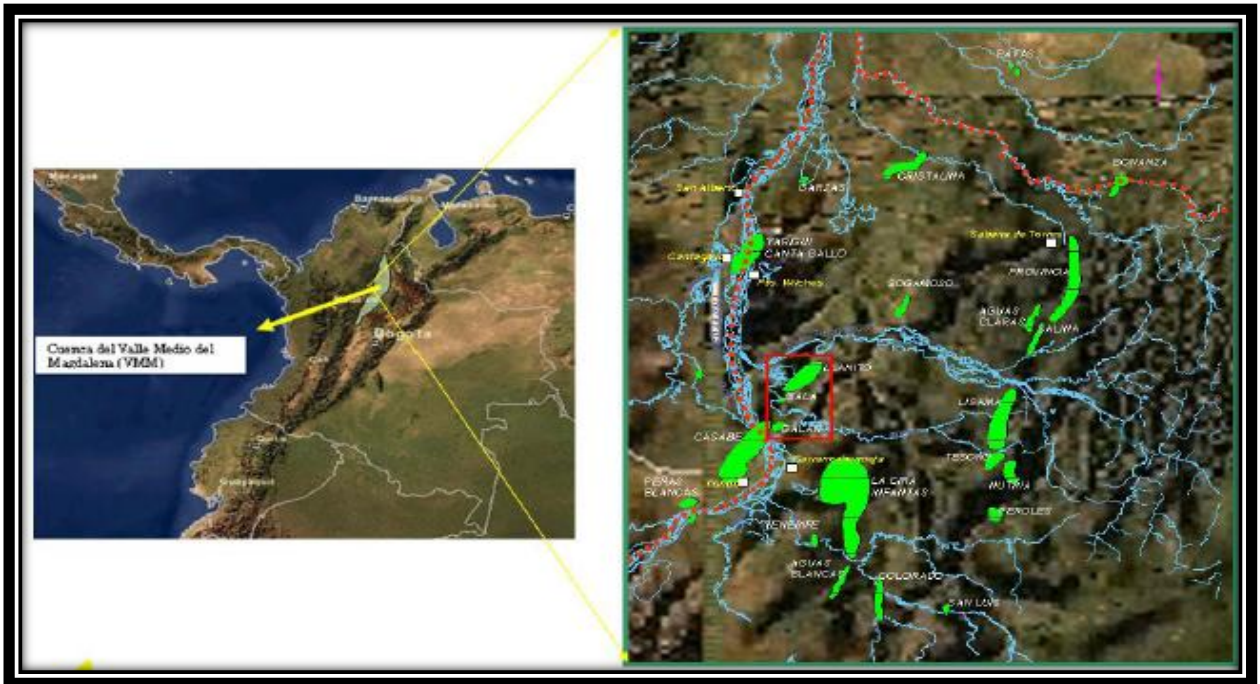
La utilización inadecuada del Bombeo Mecánico para la extracción de petróleo y gas, puede llevar a grandes pérdidas económicas por baja eficiencia del sistema, fallas mecánicas reiterativas, contaminación del medio ambiente y el desperdicio de hidrocarburos. Su consecuencia puede llegar a dejar inoperable un campo de producción maduro ó marginal; es por esta razón que este tipo de estudios cobran gran importancia.

1. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS LLANITO GALA

1.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA

Los campos del activo Llanito de Ecopetrol S.A. (Llanito, Gala, Galán) están ubicados en la parte norte de la Concesión de Mares, en el Departamento de Santander, Cuenca del Valle Medio del Magdalena, al norte de la ciudad de Barrancabermeja. Limitan al norte con el Río Sogamoso, al sur con el campo Casabe, al este con la Ciénaga de San Silvestre y al oeste con la Ciénaga de Llanito.

Figura 1. Ubicación del Activo Llanito.



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

Cartográficamente está comprendido dentro de las siguientes coordenadas geográficas (Gauss):

N: 1'288,000 a 1'277,000

E: 1'022,000 a 1'030,000

El activo tiene una extensión aproximada de 70 Km² donde se han perforado alrededor de 270 pozos con áreas de drenaje para cada uno de ellos entre 15 y 20 acres. Su explotación ha sido hasta el momento de tipo primario y tiene como mecanismo de producción gas en solución y empuje parcial de agua. Los principales intervalos productivos lo constituyen areniscas de las Zonas B y C de la Formación Mugrosa, como segundo objetivo las Zonas A y D de la Formación Colorado y Esmeralda-La Paz, respectivamente y un intervalo arenoso del Toro Shale en todos los sectores del área. El aceite original reportado en la actualidad es de 552 Mbbls comprendidos en los tres campos Llanito, Gala y Galán, de los cuales a la fecha se cuenta con un acumulado de 78 Mbbls de petróleo extraídos, alcanzando de esta manera un factor de recobro del 14,1%.

1.2. RESEÑA HISTORICA DE LOS CAMPOS.¹

El activo Llanito tiene sus inicios con el descubrimiento del campo Galán hecho por la compañía Tropical Oil Company en el año de 1945, cuando se perforo el pozo Galán 1. Entre los años de 1945 y 1946 se perforaron cuatro pozos adicionales, los que por su potencial productivo no justificaron el desarrollo del campo en esa época, por lo tanto se suspendieron las operaciones en este campo.

¹ Análisis de colapsos de los campos Galán y Casabe.

Ecopetrol reinició la actividad en 1953, perforando 9 pozos mas, continuando con el desarrollo y posterior descubrimiento de la estructura de San Silvestre, hasta alcanzar en el año 1980 un total de 80 pozos perforados en el campo Galán y 19 en el campo San Silvestre.

Entre los años 1973 y 1974 se perforaron 3 pozos nuevos (Galán 90, 91 y 92), que conjuntamente con un pozo viejo (Galán 53), sirvieron de inyectores al pozo Galán 39 con el propósito de llevar a cabo un piloto de inyección de agua en febrero 1974.

En cuanto a los campos Llanito y Gala, la exploración inició el 19 de febrero de 1955 con la perforación de Llanito 1, el cual perforó las formaciones del grupo calcáreo Basal, hasta una profundidad de 13.561 ft, encontrando manifestaciones de hidrocarburos.

A partir de la perforación del pozo Llanito 1 y hasta octubre de 1960, se perforaron siete (7) pozos adicionales, teniendo como objetivo el terciario (zonas C y B de la formación Mugrosa), sin obtener producción comercial en ellos. Dos de estos pozos (Llanito 6 y 8) fueron abandonados como acuíferos. En diciembre de 1960, se terminó el pozo Llanito 9, en zonas D y B, con una producción inicial de 580 BOPD en flujo natural.

Durante 1977 se termina el pozo Llanito Norte 1 con el objeto de delimitar el campo hacia el Norte.

A partir de 1981 se inicia el segundo desarrollo del Campo Llanito con la perforación de 8 pozos reduciendo el espaciamiento de 120 a 60 acres, durante este desarrollo se perforan 30 pozos, 28 de los cuales resultan productores.

A finales de 1985 se descubre el campo Gala, ubicado al sur del campo Llanito y cuyo desarrollo se completa en 1987 con la perforación de 9 pozos. Durante 1988 se perforan los pozos Cardales 1 y Yuma 1, ubicados en la parte sur del campo.

1.3. CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO Y ESTRATIGRAFÍA.²

La Tabla 1 presenta un resumen de las propiedades de yacimiento para las cuatro zonas productivas de los campos Llanito, Gala y Galán. La zona A corresponde a la formación Colorado, las zonas B y C a la formación mugrosa y la zona D a las formaciones Esmeraldas y La Paz respectivamente.

Tabla 1. Características del yacimiento de los campos Llanito, Gala y Galán.

Horizonte Productor	Zona A	Zona B	Zona C	Zona D
Espesor Petrolífero	26 pies gasíferos	50 pies	40 pies	18 pies
Porosidad Promedio	21%	17%	18%	15%
Permeabilidad	250 md	150 md	180 md	160 md
Saturación de Agua	25%	40%	40%	47%
Salinidad de agua formación	18000 ppm	23500 ppm	29900 ppm	32000 ppm
Presión de Yacimiento	1880 Psi	2400 Psi	2800 Psi	3200 Psi
Presión Actual	1600 Psi	900-1500 Psi	110 Psi	900 Psi
Temperatura de Yacimiento	130°F	135°F	140°F	140°F
Gravedad API	-	21°API	23°API	24° API
GOR (inicial)	150 scf/stb	200 scf/stb	200 scf/stb	370 scf/stb
Factor Volumétrico de Formación	-	1,094 Resbl/stb	1,105 Resbl/stb	1,206 Resbl/stb
BSW inicial	0	0-3%	0-3%	0-3%

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

Con base en la información de la columna perforada por los pozos del activo, y el conocimiento geológico que se tiene de la cuenca, a continuación se resume una descripción litológica de tope a base de las formaciones de interés.

Las Figuras 2 y 3 muestran la columna estratigráfica perforada, los topes y espesores encontrados.

² Estrategias de desarrollo a corto plazo campo Llanito. ICP 2008.

➤ **Terciario**

La mayor parte de la secuencia Terciaria está presente en el área, los pozos comienzan la perforación en superficie sobre la Formación Real, continuando la perforación de las formaciones Colorado, Mugrosa y Esmeralda-La Paz y terminando sobre las Formaciones Cretáceas. Tanto sísmicamente como en la información de los pozos se observa esta secuencia. Los estratos del Terciario tienen buzamientos muy suaves, menores de 10 grados.

➤ **Formación Real**

Constituida por arenisca cuarzosa de grano medio a conglomerático, subangular a subredondeado con intercalaciones arcillosas de colores grises verdoso, rojizo y violeta, parcialmente limosas; existen pequeños lentes de carbón lignítico micropiritoso. En el campo los pozos comienzan la perforación en esta formación, que tiene 2660 pies de espesor aproximadamente.

➤ **Formación Colorado (Zona A)**

Su tope lo constituye el horizonte la Cira Shale, compuesto por lutita gris verdosa, sublamina, micromicácea, con inclusiones carbonáceas y de pirita. El resto de la secuencia es predominantemente arenosa con intercalaciones limo-arcillosas. Los intervalos arenosos son de grano medio a fino, de composición silíceo color gris verdoso y regular selección. Las arcillolitas son gris clara, amarillas y violetas, con inclusiones de cuarzo. Su espesor aproximado es de 2500 pies.

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada para los campos del Activo Llanito.

ERA	PERIODO	EPOCA	EDAD	FORMACION	ZONA	DESCRIPCION	
CENOZOICO	CUATERNARIO	HOLOCENO		MESA		Conglomerados y areniscas de grano grueso con intercalaciones de limolitas, arcillolitas y suelos fósiles	
		PLEISTOCENO					
	TERCIARIO	NEOGENO	PLIOCENO	Tardío	REAL		Areniscas: grano grueso, estratificación cruzada. Arcillolitas pardo grisáceas, capas delgadas de yeso, restos de madera. Conglomerados y areniscas de grano grueso, friables, intercalaciones de arcillolitas grises y moteadas.
				Temprano			
			MIOCENO	Tardío			
				Medio			
				Temprano	COLORADO	A	Tope La Cira Shale, fosilíferas. Secuencia alterna de areniscas grano decreciente con intercalaciones de arcillolitas pardo rojizas.
		PALEOGENO	OLIGOCENO	Tardío	MUGROSA	B	Tope lutitas Fósiles de Mugrosa. Secuencia fluvio deltaica con niveles delgados de areniscas de grano fino, lenticulares, con intercalaciones limo arcillosas pardo grisáceas. Facies de "Ponts Bar".
				Temprano			C
			EOCENO	Tardío	ESMERALDA - LA PAZ	D	Areniscas de grano fino a medio, fluvio deltaicas, con intercalación de arcillolitas gris verdosas.
				Medio			
				Temprano			
	PALEOCENO		Tardío	Discordancia Eoceno-Paleoceno			
		Temprano					
MESOZOICO	CRETACEO	Tardío	Maestrichtiano	UMIR		Lutitas gris oscuras a negras, carbonosas.	
			Campaniano				
			Santoniano	LA LUNA	Galemba	Pujamana	Chert negro con intercalaciones de lutitas silíceas.
			Coniaciano				
			Turoniano				
			Cenomaniano				
		Temprano	Albiano	SIMITI		Shale calcáreo carbonoso.	
			Aptiano	TABLAZO		Calizas gris -oscuras a negras, fosilíferas	
			Barremiano	PAJA		Shale negro limoso, carbonoso, ligeramente calcáreo, fosilífero.	
			Hauteriviano	ROSABLANCA		Calizas grises, masivas, arcillo arenosas.	
			Valanginiano	TAMBOR		Areniscas transgresivas gruesas a finas.	
			Berriasiano				
			JURA TRIASICO			GIRON	

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

Figura 3. Principales Topes y discordancias encontrados en los pozos del Activo Llanito.

	PETROFISICA	ESTRATIGRAFICA
Discordancia Base La Cira Shale	LaCiraShale	MLCSH
	Colorado-A1	MTOC
	Colorado-A2	MTOC2
Discordancia Base Colorado	Colorado-A3	MTOC3
	Colorado-A4	MTOC4
	FosilesMugrosa	MFOSM
	Mugrosa-B1	MTOMB
	Mugrosa-B2	MTOMB3
Discordancia Base Zona B	Mugrosa-B3	MTOMB4
	Mugrosa-B4	MTOMB5
	Mugrosa-C1	MTOMC
	Mugrosa-C2	MTOMC2
	Mugrosa-C3	MTOMC3
	Esmeralda-D1	MTEE
	Esmeralda-ToroShale	MTETT
		DISCORDANCIA TK
		FORMACION COLORADO
		FORMACION MUGROSA ZONA B
		FORMACION MUGROSA ZONA C
		FORMACION ESMERALDA-LA PAZ

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

➤ **Formación Mugrosa**

El tope de la formación lo marca un paquete de lutita de aproximadamente 200 pies de espesor, con abundantes fósiles conocidos como los Fósiles de Mugrosa. Esta Formación se encuentra dividida en dos zonas:

Zona B: Se caracteriza por presentar una secuencia limo-arcillosa de coloraciones pardas-amarillentas a grises, con intercalaciones de areniscas gis verdosa, de grano fino. La proporción de la fracción arenosa aumenta hacia la base. Su espesor promedio es de unos 1400 pies.

Zona C: Compuesta de arenisca gris-verdosa, grano medio a grueso, subangular a sub-redondeada, matriz arcillosa, regular a pobre selección, con delgadas intercalaciones de arcillolita gris verdosa, gris oscura, rojiza y blocosa. Con un espesor promedio de 550 pies.

➤ **Formación Esmeraldas-La Paz (Zona D)**

Predominan los sedimentos limo-arcillosos de coloraciones de grises a gris clara, con delgadas intercalaciones hacia el tope de areniscas blancas, de grano medio a fino, de regular a buena selección, con inclusiones de materia orgánica. Espesor aproximado en el área de 500 pies.

Hacia la base de esta formación es muy característico en el área un paquete de 280 pies aproximadamente de espesor de lutita llamada el Toro Shale, de color crema, silíceo, dura, con inclusiones microscópicas de cuarzo hialino; hacia la parte inferior presenta un intervalo de arenisca conglomerática, con matriz arcillosa, selección regular e inclusiones de materia orgánica, con importantes manifestaciones de Hidrocarburos.

1.4. MARCO ESTRUCTURAL DEL ACTIVO LLANITO³

La Tectónica presente en el Campo Llanito obedece a un régimen transtensivo dextral, la cual consta de una componente extensiva provocando fallamiento normal y además presenta un movimiento relativo de dos bloques adyacentes en sentido derecho.

Este tipo de fallamiento puede tener una gran extensión lineal como la falla de Bucaramanga – Santa Marta, o puede ocurrir dentro de áreas locales o subregionales limitadas como un sistema de longitud finita.

³ Modelo geoestadístico para el área Llanito. ICP 2008.

Este sistema algunas veces es referido como compartimental debido a la deformación independiente a ambos lados de la falla.

En el campo como se mencionó anteriormente existen dos sistemas predominantes de fallamiento: Un sistema longitudinal (NE-SW) relacionado al fallamiento Casabe-Galán-Llanito y un sistema de fallas normales transversales (E-W) relativamente reciente asociado al “Trend” de fallas de rumbo del Río Sogamoso.

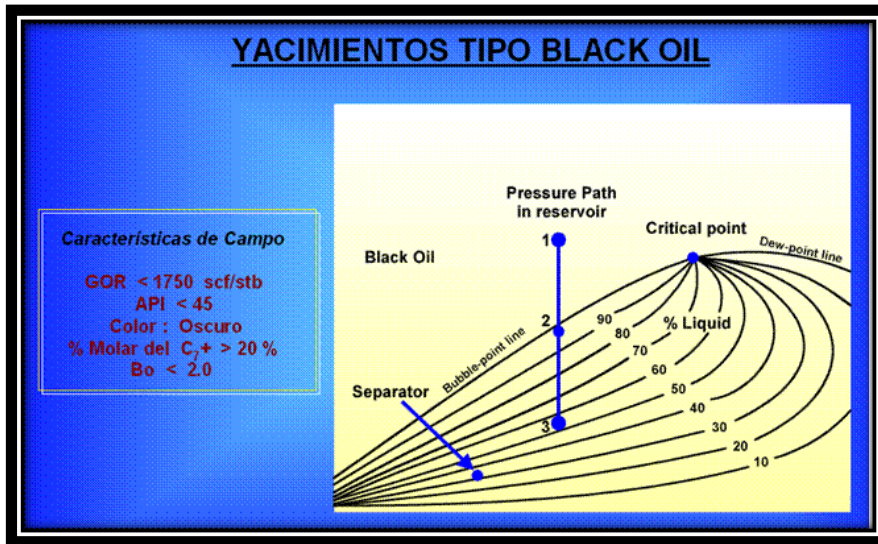
El fallamiento regional de Casabe-Galán-Llanito es un “Trend” estructural de tipo normal, que genera un gran anticlinal con rumbo NE y con pliegues menores de anticlinales y sinclinales alternos, con distribución de ejes en “echelon” (escalonados) y cabeceo preferencialmente al Norte. El intenso fallamiento transversal generó tectónica de bloques escalonados, limitados al norte y al sur por fallas normales.

1.5. CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS.

El petróleo presente en los yacimientos de los campos Llanito, Gala y Galán es de base nafténica y su gravedad API oscila entre 18 y 24^o, clasificándose de esta manera como un Black Oil (Figura 4). La información de presiones adquirida recientemente determina que inicialmente los yacimientos, se encontraban subsaturados y que actualmente la presión en las Arenas A, B, C y D que están en explotación, está por debajo de la presión de burbuja.

La Tabla 2 muestra los resultados obtenidos mediante análisis realizados por el Instituto Colombiano del Petróleo ICP en cuanto a la descripción de los fluidos que se encuentran en cada una de las formaciones productoras de los campos del activo Llanito.

Figura 4. Características de un yacimiento tipo Black Oil.



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

Tabla 2. Propiedades de los fluidos del yacimiento, Activo Llanito.

Parámetros	Zona A	Zona B	Zona C	Zona D
Gravedad API	18.4	20	22	24
Viscosidad (cp)	50	19.4	12.1	5
Tipo de crudo	Nafténico	Nafténico	Nafténico	Nafténico
Factor volumétrico	1.058	1.094	1.105	1.2
Factor volumétrico a Pb	1.061	1.096	1.109	1.206
GOR Inicial (SCF/STB)	150	500	400	600

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

Adicionalmente la gravedad API y la viscosidad del petróleo de los Campos Llanito Gala y Galán, varía de acuerdo con la zona productora, al igual que la gravedad API, donde se observa que en las formaciones menos profundas la gravedad es más alta.

Se puede concluir que de acuerdo al comportamiento de fluidos y de presiones, es factible encontrar gas en la producción inicial de un pozo de petróleo nuevo, por lo cual se debe convivir con la producción de líquido y gas.

Tabla 3. Rango de viscosidades y gravedad API para los crudos del Activo Llanito.

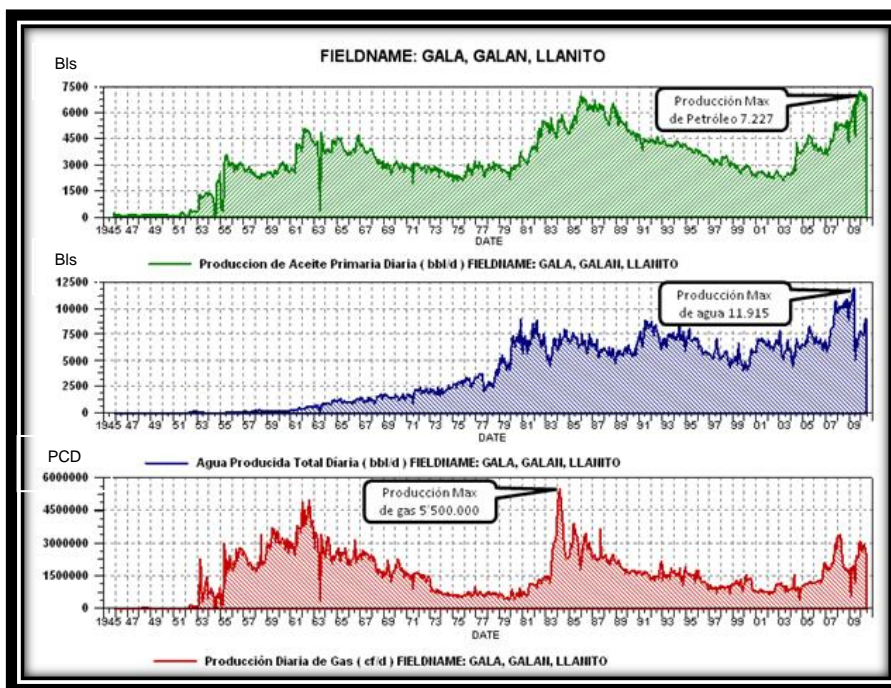
Yacimiento	Viscodidad (cp)		Gravedad api	
	Rango	Promedio	Rango	Promedio
Zona A	53-170	110	16-19	18
Zona B	20-70	45	18-21	19
Zona C	12-46	26	24-25	24
Zona D	8-18	13	25-26	25

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

1.6. HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS.

En la Figura 5 se aprecia el comportamiento histórico de producción de petróleo, agua y gas de los campos Llanito, Gala y Galán de manera agrupada. El inicio de producción se da en el mes de diciembre de 1945 con un caudal de petróleo de 228 BOPD, de agua de 4 BAPD y de gas de 42.000 PCPD.

Figura 5. Comportamiento de la producción de los campos Llanito, Gala y Galán.



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

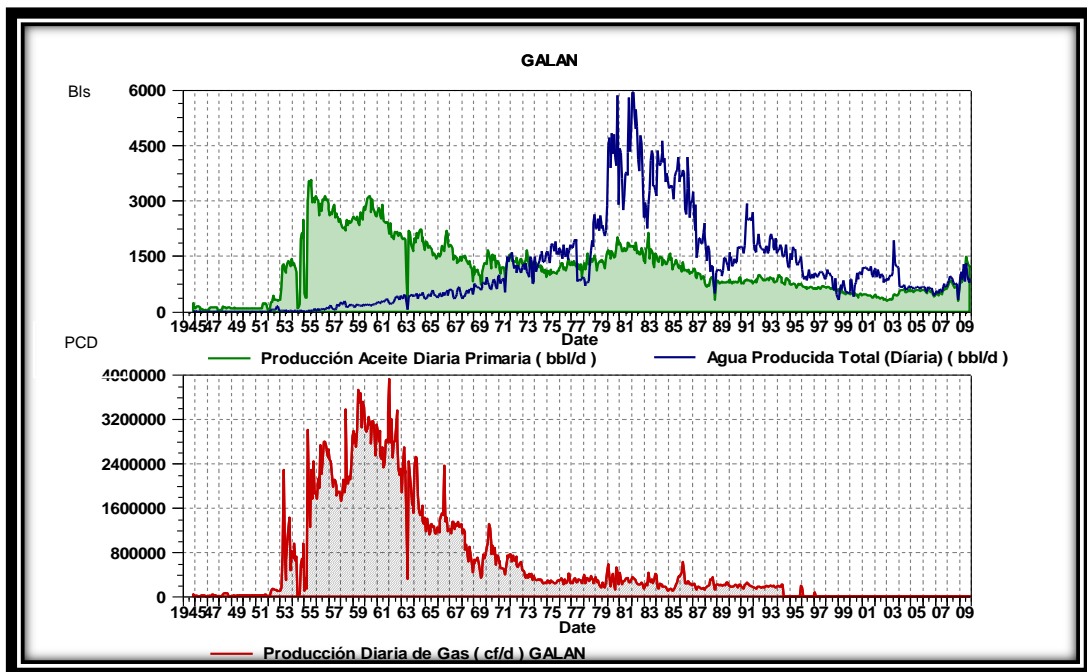
Actualmente el activo cuenta con una producción diaria de petróleo de 7.000 BOPD, de gas de 2'500.000 PCD y de agua de 9.000 BAPD con una producción acumulada a la fecha de petróleo de 78'132.900 Bbl, de agua de 88'905.000 Bbl y de gas 37'353.000 KPD.

Teniendo en cuenta la energía del yacimiento y los mecanismos de empuje con los que cuenta, algunos de sus pozos perforados inician su producción en flujo natural y de acuerdo al comportamiento de la caída de presión y los respectivos caudales de los fluidos, se hace necesario implementar en los pozos sistemas de levantamiento artificial como lo es el bombeo mecánico (BM) de manera predominante y bombas de cavidades progresivas (BCP) de acuerdo a las diferentes variables de producción y características del yacimiento.

2. PRODUCCIÓN DE GAS DE LOS CAMPOS LLANITO GALA

Los campos Llanito, Gala y Galán iniciaron su producción de gas inmediatamente comenzaron su explotación, efecto asociado a su principal mecanismo de producción “gas en solución”. Fue en 1953 cuando el desarrollo continuo de los campos Galán y Llanito le permitió a la Empresa Colombiana de Petróleos hoy Ecopetrol S.A. alcanzar más de un millón y medio (1,5) de pies cúbicos de gas por día, pasando en 1962 a producir cinco (5) millones principalmente asociados al desarrollo de Galán quien aportaba en ese entonces algo más de tres (3) millones e pies cúbicos de gas por día (Figura 6).

Figura 6. Curva histórica de producción del campo Galán.

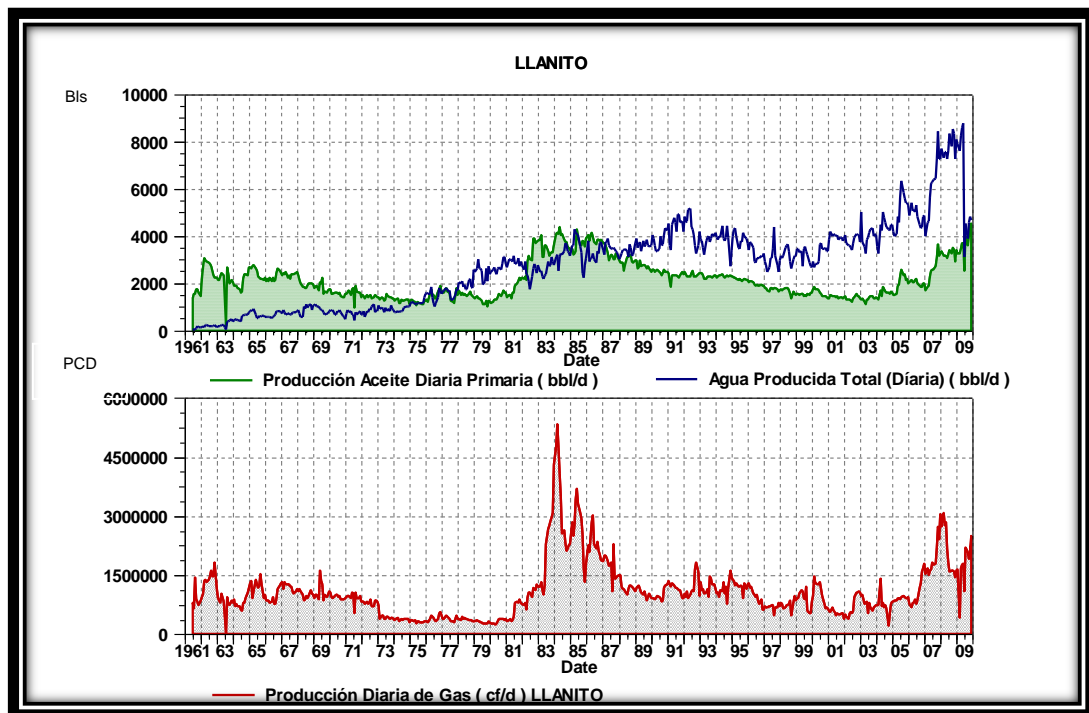


Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

Debido a la declinación en la producción de gas en el campo Galán, en 1997 se le permitió a las comunidades cercanas y a las fuerzas militares su consumo; razón por la cual prácticamente su producción a partir de ese año desapareció.

En 1984 inició el segundo desarrollo del campo Llanito, basado principalmente en una campaña de perforación para reducción de espaciamento, gracias a la cual se alcanzó el pico máximo de producción con 5,5 Millones de pies cúbicos por día (Figura 7).

Figura 7. Curva histórica de producción del campo Llanito.

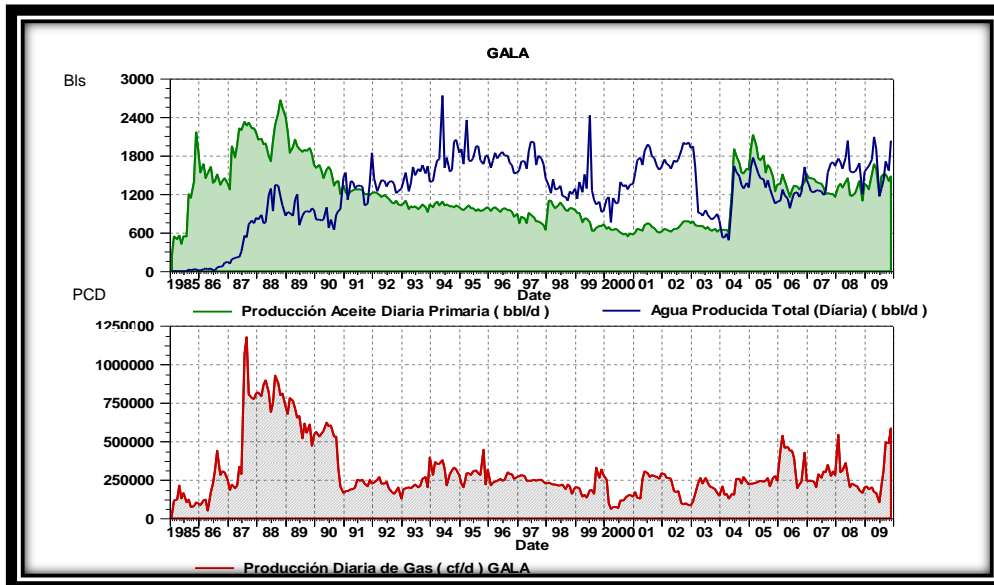


Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

En 1985 inicio el desarrollo del campo Gala, un bloque al sur del campo Llanito, el cual alcanzó una producción de más de 1 millón de pies cúbicos de gas por día en 1987. (Figura 8)

La producción de gas de los campos Llanito – Gala a Junio de 2010 es cercana a los 2,5 millones de pies cúbicos por día, producción que es comprimida y enviada a la Gerencia Complejo de Barrancabermeja para consumo interno de equipos como calderas y hornos.

Figura 8. Curva histórica de producción del campo Llanito.

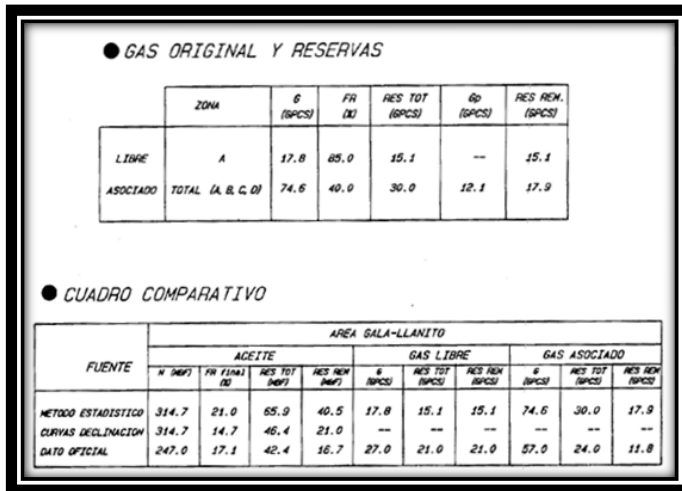


Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

2.1. CARACTERIZACIÓN DEL GAS DE LOS CAMPOS LLANITO GALA.

Posteriormente al inicio de la explotación del campo Gala, y gracias al incremento en la producción de gas del campo Llanito en 1984, se realizó una valoración de reservas que clasificó el gas de estos campos de acuerdo a su ubicación en el yacimiento, “gas libre y gas asociado” (Figura 9). El gas libre se ubica en las arenas de la formación Colorado, las cuales fueron parcialmente explotadas. El gas asociado hace parte de la producción de Hidrocarburos de las formaciones Mugrosa y Esmeraldas.

Figura 9. Reservas de gas valoradas para el campo Llanito - Gala.

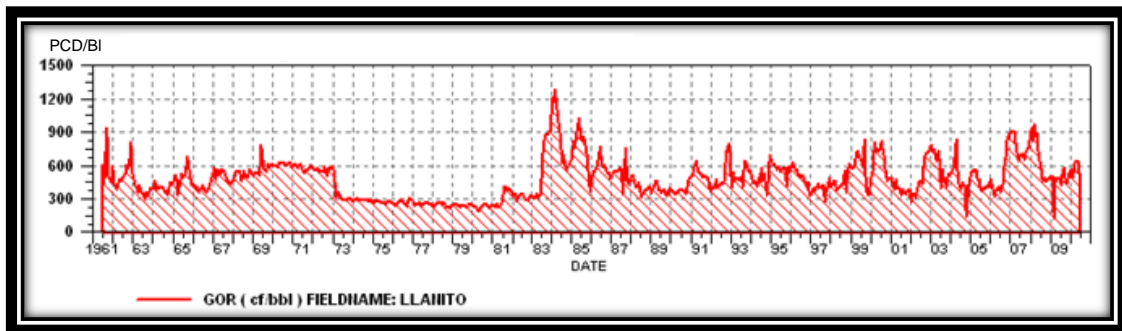


Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

Actualmente no se tienen en explotación las reservas de gas libre; el cien por ciento (100%) de la producción de gas a Junio de 2010 proviene del gas asociado a la producción de petróleo, lo que origina restricciones a la producción de líquidos en algunos pozos.

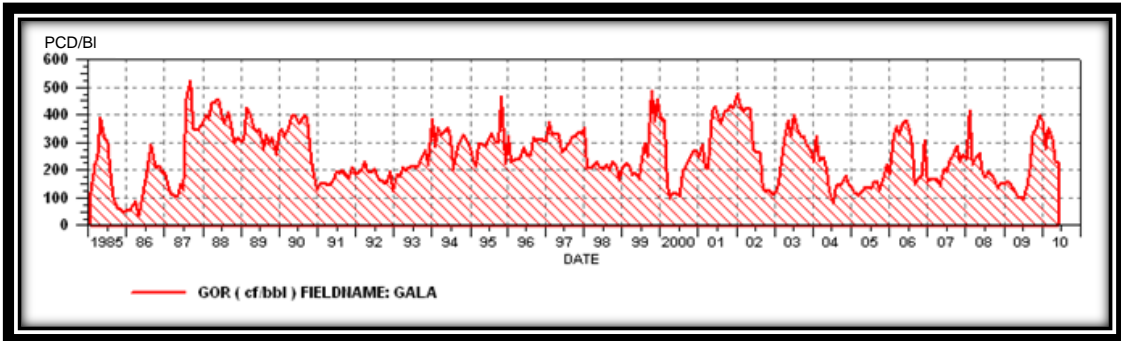
Las siguientes gráficas presentan el comportamiento del GOR (Relación Gas / Petróleo) en pies cúbicos de gas por barril de petróleo producido. Para los tres campos el comportamiento de esta variable indica que el mecanismo predominante de producción es el gas en solución (Figura 10).

Figura 10. Relación de pies cúbicos de gas por barril de petróleo producido del campo Llanito.



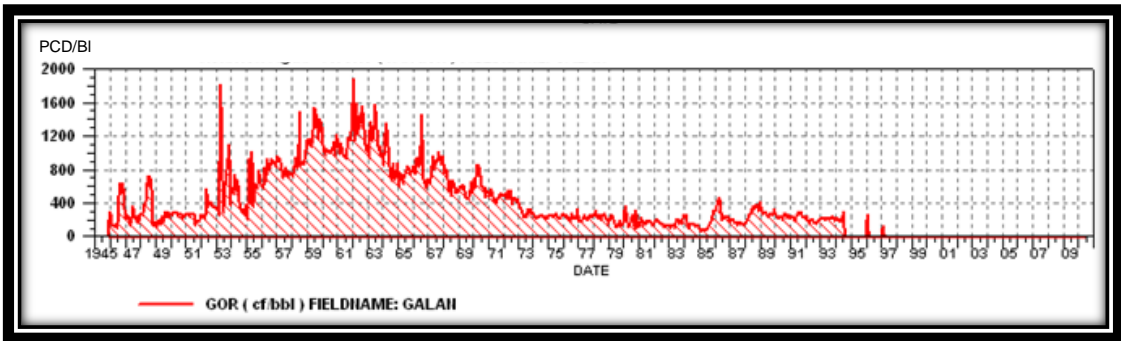
Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

Figura 11. Relación de pies cúbicos de gas por barril de petróleo producido del campo Gala.



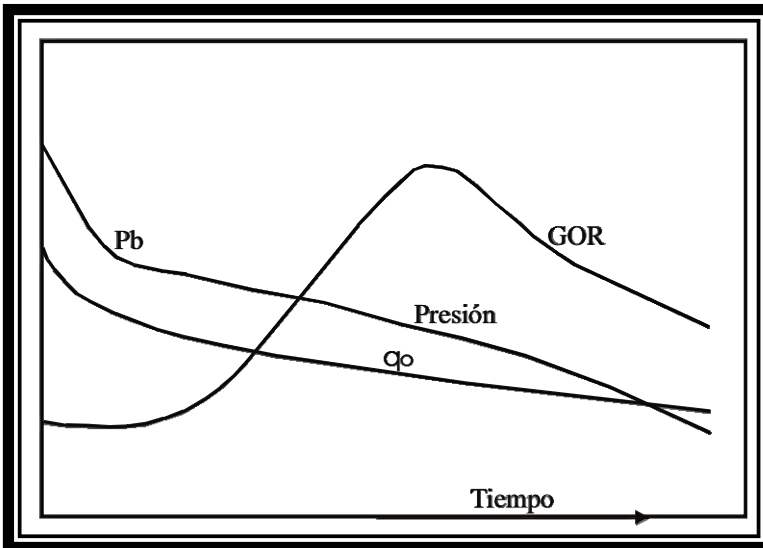
Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

Figura 12. Relación de pies cúbicos de gas por barril de petróleo producido del campo Galán.



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

Figura 13. Comportamiento del gas en solución como mecanismo predominante de producción.



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

El gas de los campos Llanito y Gala es seco, y principalmente está compuesto por Metano en porcentajes superiores al 80%, y 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 4. Cromatografía característica del gas de los campos Llanito y Gala.

	SAMPLE 1	SAMPLE 2
FECHA	ESTACION GALA	ESTACION 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.

2.2 PRODUCCIÓN DE GAS MEDIANTE EL USO DE BOMBEO MECÁNICO.

El uso del sistema de Bombeo Mecánico (BM) para la producción de petróleo y gas asociado, ha evolucionado rápidamente, desde el paradigma de su “no utilización en presencia de gas” a la actualidad, cuando ya es empleado en pozos de 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.

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.

2.2.1 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 nipples 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 14).

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.

Como desventajas se pueden considerar:

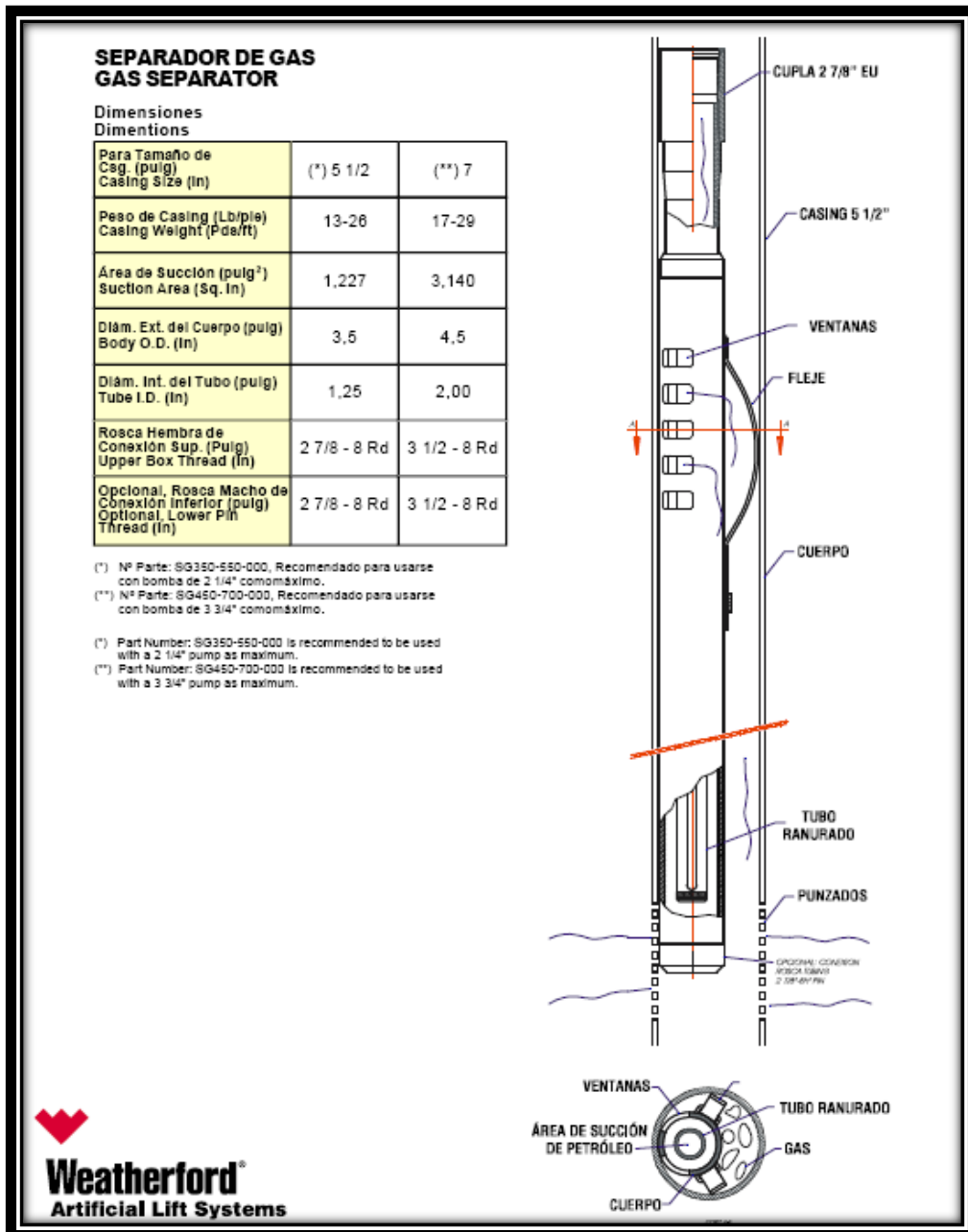
Se debe colocar un tapón para obligar a todo el fluido a entrar por el separador. Esto puede afectar pozos con producción de arena, ya que el separador puede taponarse y obligar a una intervención. Igualmente se genera una leve restricción al flujo, especialmente en fluidos viscosos ó emulsionados.

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.

Figura 14. Separador de gas.



Fuente. Weatherford Artificial Lift Systems.

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.

2.2.2 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 englobar 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, se definieron tres grupos de pozos, 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 *casing* y *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 campos Llanito Gala 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).

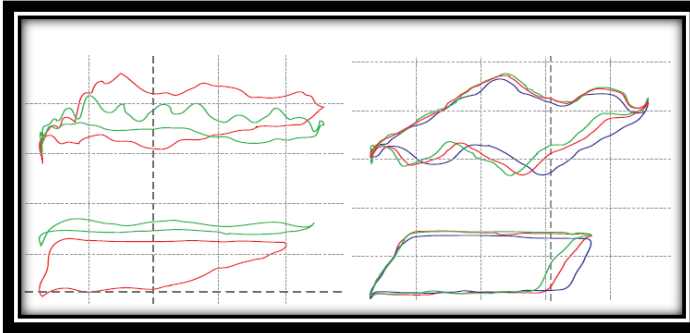
El bombeo de líquido hacia la superficie produce que el vástago pulido se mantenga lubricado, eliminando por completo los problemas de desgaste de empaquetaduras. Para determinar los tiempos de paro y marcha adecuados que posibiliten solucionar los problemas operativos y maximizar la producción, es necesario 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 15, 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 15. 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.

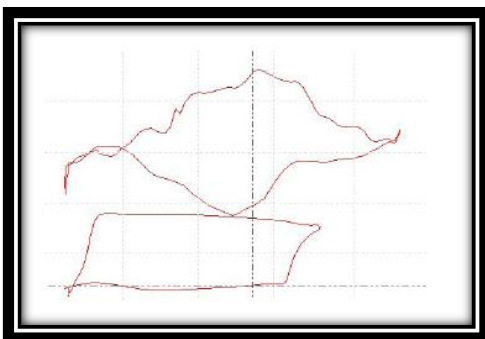
Grupo de pozos 2: se clasifican dentro de este grupo a los pozos que han perdido potencial de gas y se comportan prácticamente como un pozo convencional de producción primaria. Es decir, caudales medios de gas (30000-250000 pies cúbicos de gas por día) y caudales de líquido medios (30 y 200 Barriles 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 16. Cartas dinagráficas utilizando control de llenado.



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

En la Figura 16 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.

Grupo de pozos 3: 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.

Este estudio se concentrará en los pozos del grupo 2, ya que son los característicos de los campos Llanito Gala de Ecopetrol S.A.

3. IMPACTO DEL INCREMENTO DE LA PRESIÓN DEL REVESTIMIENTO EN CABEZA DE POZO SOBRE LA PRODUCTIVIDAD DE PETRÓLEO

De todos los parámetros físicos que controlan la producción de petróleo y gas de un pozo, el único que los operadores pueden afectar sustancialmente es la presión de producción del fondo del pozo. Al minimizar esta presión, la tasa de producción de petróleo y gas usualmente aumentan.

Cualquier fuente de contrapresión (tal como la línea de flujo o la presión en la línea de venta, presión del casing, etc.) incrementará la presión de fondo y disminuirá el flujo de petróleo y gas de la formación. La contrapresión deteriora o restringe la producción, especialmente en los pozos más antiguos (ej.: pozos marginales) que típicamente se producen de formaciones en las cuales la presión ha declinado significativamente.

Operadores a menudo pueden mejorar el rendimiento de un pozo y extender su vida económica eliminando tantas fuentes de contrapresión como sea posible. Una fuente común de contrapresión en pozos marginales es la presencia de gas en la cabeza del pozo (CHP casing head pressure), el cual puede generar presión importante en la formación en producción. A menudo, este gas no puede ser producido debido a una alta presión de línea y tampoco puede ser venteado o quemado a la atmósfera debido a restricciones regulatorias.

Cuando existe suficiente cantidad de gas dentro de la perforación (alta presión) puede también llevar al bloqueo por gas de la bomba de subsuelo bajando la eficiencia de dichas bombas y acortando su vida útil.

Para analizar el impacto del incremento de la presión del revestimientos en cabeza de pozo sobre la productividad de petróleo, se aplicó una metodología basada en el comportamiento de las principales variables de producción contra un periodo de tiempo. Esta metodología permite identificar las causas principales que conllevan

a la pérdida de nivel de líquido libre de gas, el cual condiciona la presión de entrada a la bomba y a su vez el desplazamiento y la eficiencia volumétrica.

3.1 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS

El análisis consiste en graficar las principales variables de producción de un pozo con Sistema de Levantamiento Artificial de Bombeo Mecánico contra el tiempo, 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 analizados, 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.

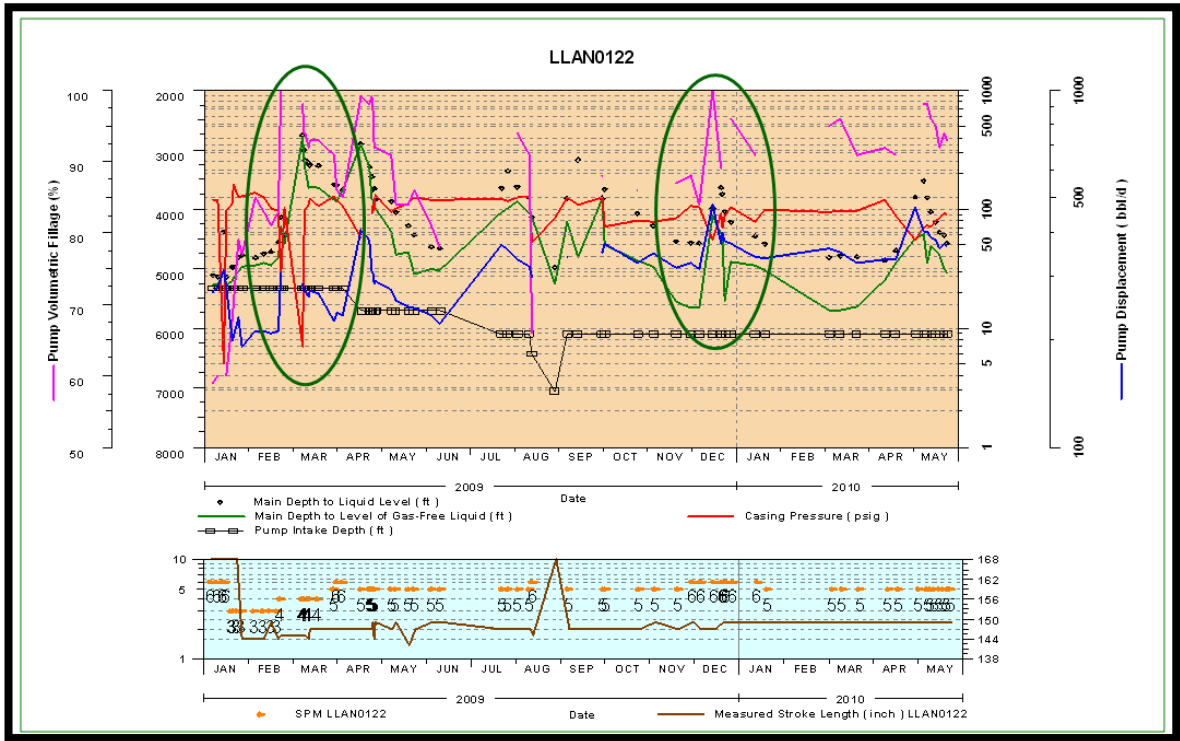
3.2 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA Y RESULTADOS

Gracias a la funcionalidad de la herramienta OFM, se importaron los datos del software TWM referentes a los análisis en los pozos de los campos Llanito – Gala de Ecopetrol S.A. y se organizaron para ser graficados.

Posteriormente se evidenció el efecto de la presión del revestimiento en la cabeza del pozo sobre la productividad de petróleo. A continuación se presentan dos pozos donde se identifica el impacto con el objetivo de dar a conocer la metodología seguida.

La Figura 17 presenta las principales variables de producción del pozo Llanito 122 durante el periodo de Enero de 2009 a Mayo de 2010.

Figura 17. Principales variables de producción del pozo Llanito 122 durante el periodo 2009-2010.



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

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, 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 conectada una TEA 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 de la TEA encendida).

Se evidencia el efecto de la descarga en el anular: antes de Febrero de 2009 el nivel de fluido total del pozo se encontraba a 4850 pies de la superficie, y el nivel de líquido libre de gas se encontraba a 4700 pies de la superficie, lo que indica que el gas liberado ocupaba el 3%. Durante la descarga del anular, el nivel de fluido y de líquido libre de gas alcanzó a llegar a 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 la TEA fue retirada para su utilización en otro pozo.

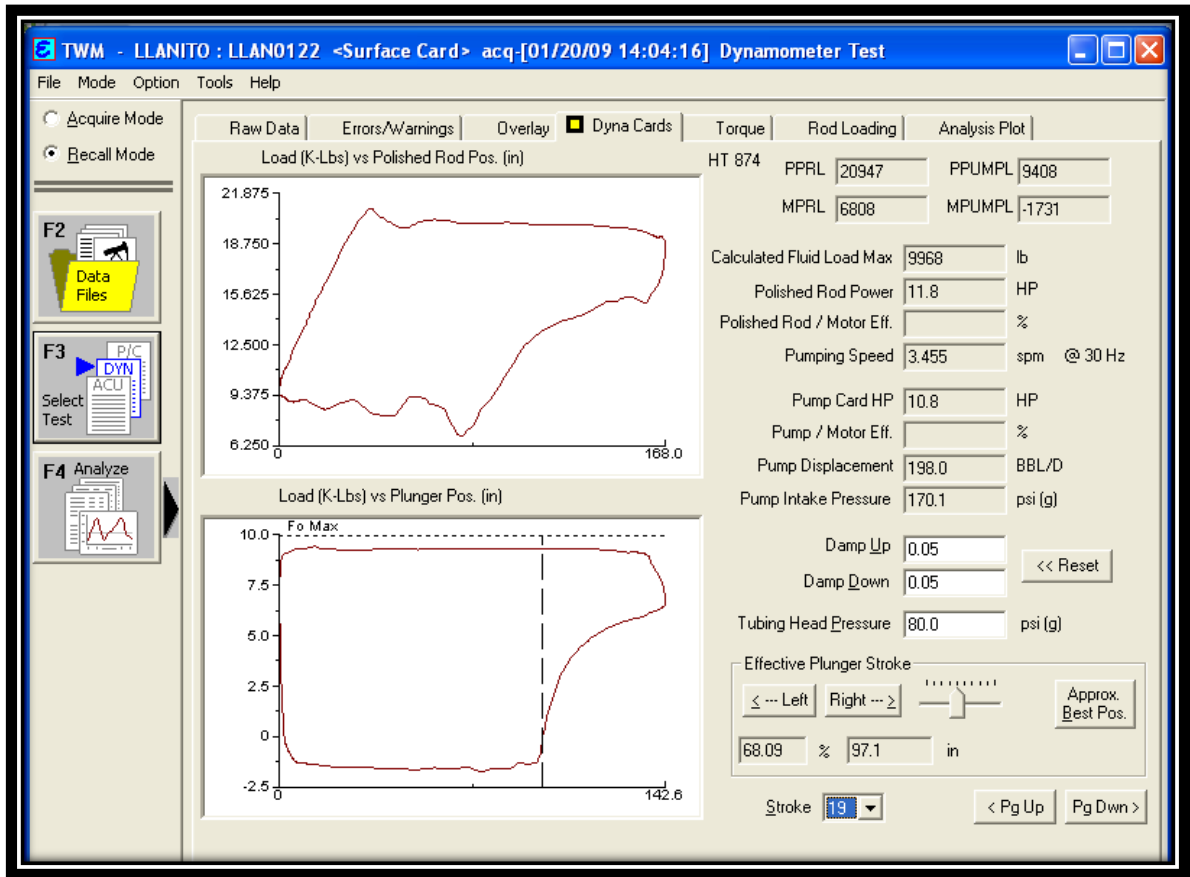
Cuando el anular volvió a ser conectado a la línea de producción, el gas volvió a quedar bloqueado y presurizó rápidamente el revestimiento, ocasionando el descenso del nivel de fluido, el descenso del nivel de líquido libre de gas y la aparición del porcentaje de gas libre en el anular del pozo.

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 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 3,455 SPM. La capacidad de desplazamiento de la bomba en estas condiciones eran 198 Bls/Día.

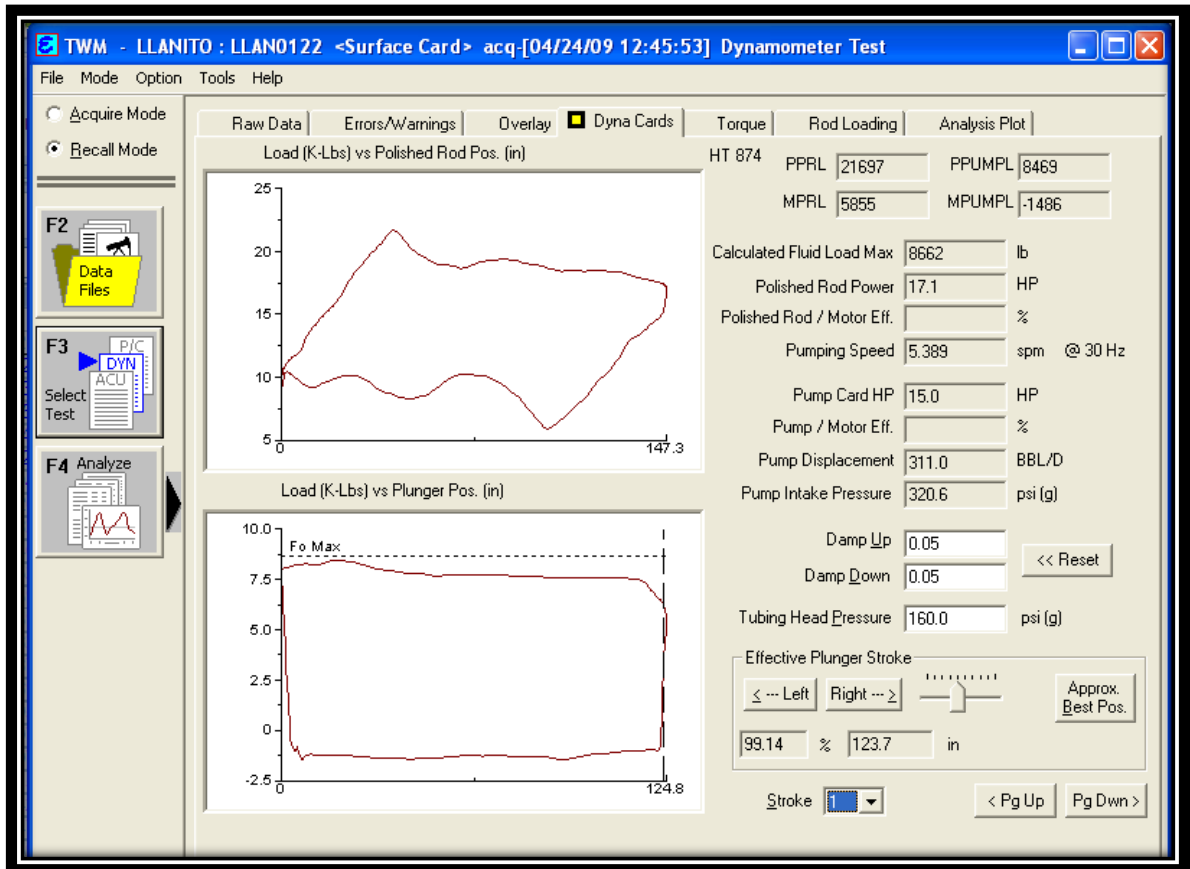
Figura 18. Dinagrama del pozo Llanito 122 con compresión de gas.



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 5,389 SPM. La capacidad de desplazamiento de la bomba en estas condiciones eran de 311 Bls/Día.

Figura 19. Dinagrama del pozo Llanito 122 con buen llenado.



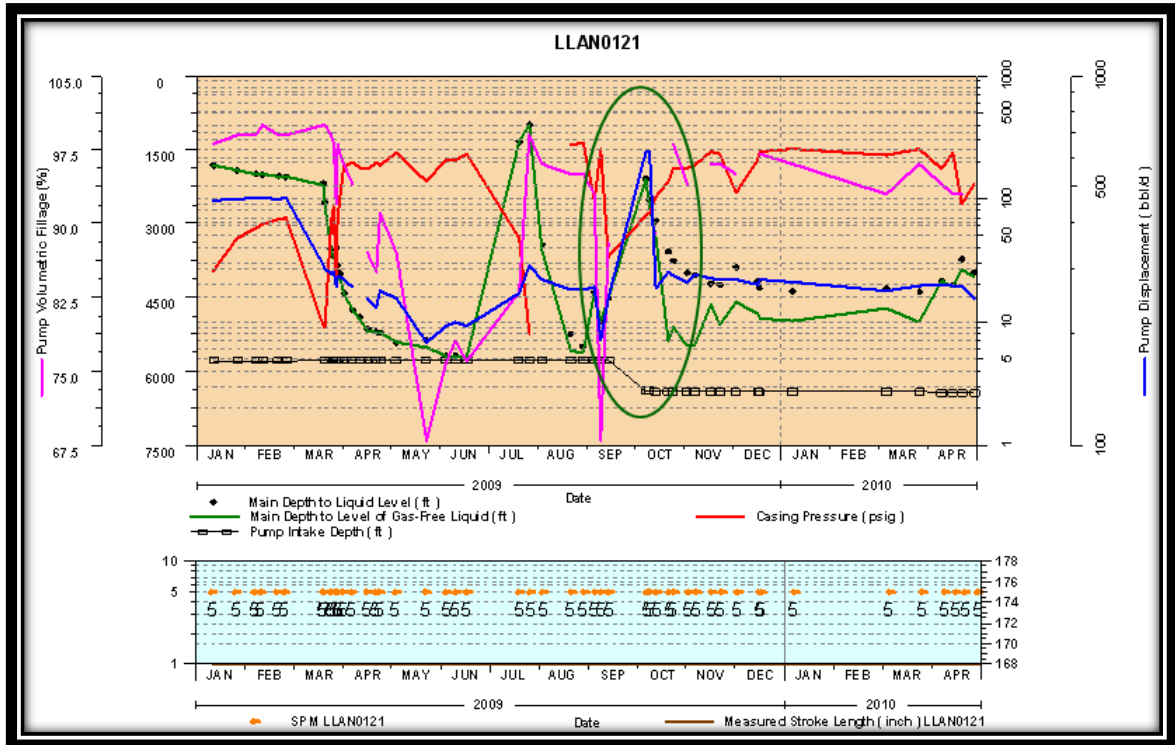
Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

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

La siguiente grafica presenta las principales variables de producción del pozo Llanito 121 durante el periodo de Enero de 2009 a Mayo de 2010.

Figura 20. Principales variables de producción del pozo Llanito 121 durante el periodo 2009-2010.



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

El pozo Llanito 121 presenta un promedio de 200 Psi de presión en la cabeza del revestimiento durante el periodo evaluado. Entre los meses de Enero a Marzo de 2009, y Septiembre a Octubre del mismo año, se identifica un periodo donde la presión mencionada es liberada, registrando 50 psi, por efecto del descargue del anular.

Antes de Junio de 2009 el nivel de fluido total del pozo se encontraba a 5800 pies de la superficie, prácticamente a la profundidad de la bomba, posteriormente a la descarga del anular, el nivel de fluido y de líquido libre de gas alcanzaron a llegar a los 2000 pies de la superficie, lo que indica que el gas liberado fue en su

totalidad descargado y hubo una reposición de 3800 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 67% al 97%, es decir alcanzar un llenado completo; sin embargo el efecto de la descarga fue temporal, y la TEA fue retirada para su utilización en otro pozo.

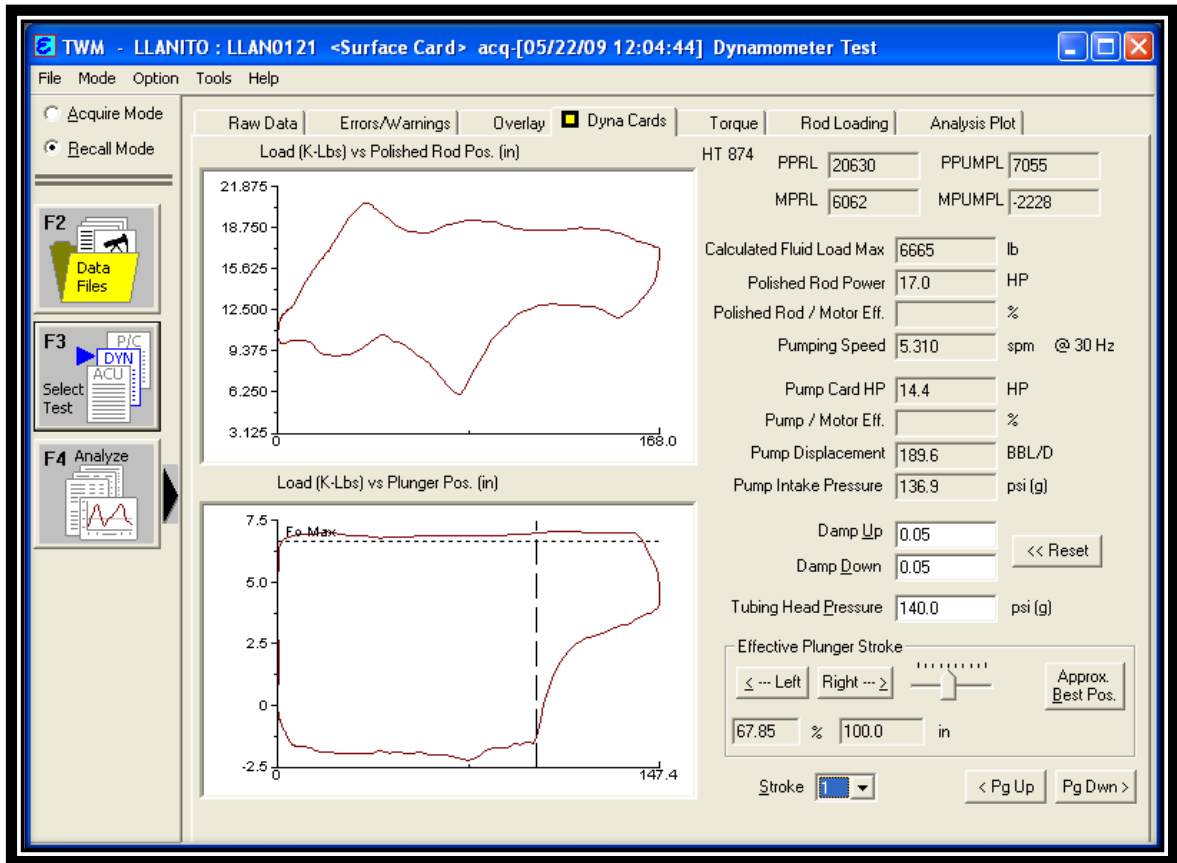
Cuando el anular volvió a ser conectado a la línea de producción, el gas volvió a quedar bloqueado y presurizó rápidamente el revestimiento, ocasionando el descenso del nivel de fluido, el descenso del nivel de líquido libre de gas y la aparición del porcentaje de gas libre en el anular del pozo.

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 121 antes de ser intervenido en una operación de descarga. En él se identifica una eficiencia de desplazamiento del 67%, causada por el gas liberado 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 200 Psig, debido a la criticidad del desplazamiento y de la interferencia causada por el gas, las revoluciones de la unidad se bajaron hasta 5,31 SPM. La capacidad de desplazamiento de la bomba en estas condiciones eran 189 Bls/Día.

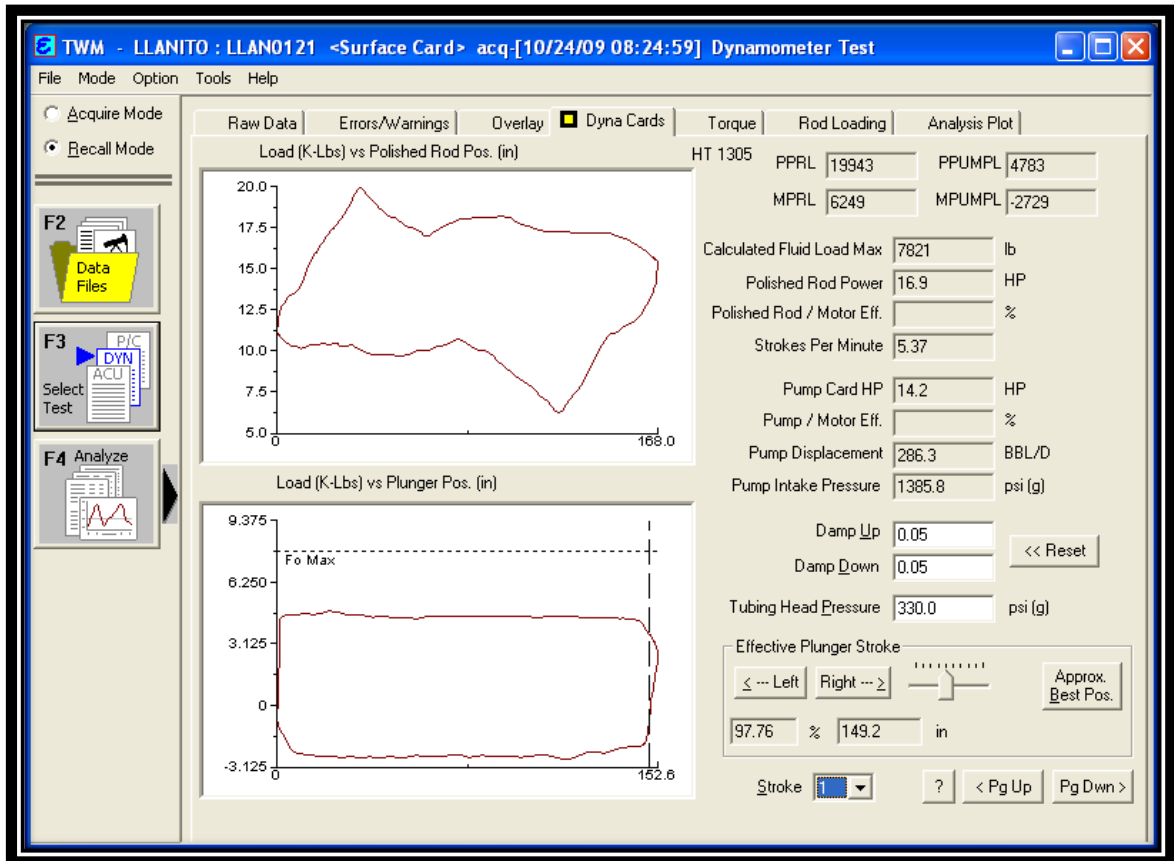
Figura 21. Dinagrama del pozo Llanito 121 con compresión de gas.



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

El siguiente dinagrama fue adquirido en el pozo Llanito 121 posterior a un periodo de descarga. En él se identifica una eficiencia de desplazamiento del 97,76 %, donde no se evidencia gas liberado durante el recorrido del pistón dentro de la bomba. La presión del revestimiento en cabeza de pozo era de 50 Psig, las revoluciones de la unidad se mantuvieron en 5,37 SPM. La capacidad de desplazamiento de la bomba en estas condiciones eran de 286 Bls/Día.

Figura 22. 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 97 Bls/Día, y mantener mejores condiciones de extracción. El BSW del pozo Llanito 121 durante este periodo era de 46%, lo que significó una ganancia temporal de 52 Bls de petróleo por día.

Debido al impacto que causa en el calentamiento global la emisión de gases producto de la combustión de Hidrocarburos y/o la emisión de gases Hidrocarburos, estas operaciones son controladas y no se deben ejecutar permanentemente, por esta razón las condiciones de operación del pozo Llanito 121 no superan el 80% de eficiencia en la mayor parte del año.

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 campo Llanito Gala se consolidó en la Tabla 5, 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 se 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.

Tabla 5. Cuantificación del impacto por compresión de gas en los pozos con Bombeo Mecánico.

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

4. VOLUMEN DE GAS RECUPERABLE CON LA INSTALACIÓN DE RED DE ANULARES E INCREMENTO EN LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

En el estado actual de la economía de la industria del petróleo y gas, las compañías operadoras han venido buscando métodos para incrementar sin riesgo la producción y el flujo de caja, a través de gastos que garanticen ingresos y el retorno total de la inversión en el primer año.

Se ha encontrado que una forma segura para incrementar la producción y el flujo de caja en pozos productores, es aliviar la contrapresión ejercida sobre la formación en pozos que responden a esta técnica.

Esta contrapresión puede ser generada por diferentes causas: como resultado directo de la presión de la línea de entrega; la presión requerida para la operación del separador; y la fricción en la línea desde el separador hasta la cabeza del pozo. Las líneas de flujo varían en longitud; a medida que éstas sean más largas y dependiendo de la topografía del terreno que recorren, se incrementa la contrapresión en la cabeza del pozo.

El resultado final, es el traslado de la contrapresión a la cara de la formación, restringiendo la capacidad de producción de petróleo o gas de la formación. Los requerimientos de presión para la operación individual de un pozo o campo pueden variar, pero el efecto negativo en la producción es siempre el mismo.

En el capítulo anterior se evidenció la criticidad del problema, dos pozos en particular pasaron de tener una eficiencia en el desplazamiento entre el 67 y 68%, alcanzando a superar el 90%, lo que permitió una recuperación apreciable de petróleo.

4.1 CÁLCULOS DEL VOLUMEN DE GAS RECUPERABLE.

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 P_{wf} es calculada mediante la Ecuación 5:

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

Donde:

P_{wf} 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. La Tabla 6 presenta el potencial de gas por pozo en Miles de Pies Cúbicos de Gas por día (KPCD).

Tabla 6. Cuantificación del gas de anular disponible en los pozos con gradiente positivo.

POZO	NIVEL DE LIQUIDO (ft)	DENSIDAD MEZCLA (Lb/ft3)	Pwf(Psi)	CAMBIO DE CHP (Psi)	TIEMPO (seg)	Q (KSCF/D)
CARD0001:B	4970	7,849318033	337	0,079	1	6,1
CARD0001N:DCB	5514	7,737559475	245	0,03	0,5	5,7
CARD0002:CB	4395	8,155752787	413	0,11	1	8,3
CARD0004:CB	5891	8,094826348	160	0,12	0,25	48,8
CARD0005:B	6302	8,04159082	103	0,17	1	18,5
GALA0001N:CB	2486	8,281931803	1378	0,02	0,5	1,6
GALA0003:B	5438	8,005539672	75	0,24	1	23,3
GALA0007:CB	5849	8,083650492	171	0,06	1,25	5,0
GALA0008:CB	4572	8,197812459	386	0,15	1	12,2
GALA0009:CB	4868	5,147083607	595	0,3	2	13,0
GALA0011:CB	5612	8,070732164	592	0,13	1	12,6
GALA0012:B	5991	7,933437377	132	0,34	1	35,1
GALA0014:CB	7015	7,735156066	251	0,8	3	32,3
GALA0017:CB	6588	7,969488525	147	0,02	0,25	9,1
LLAN0009:B	4964	8,233863607	672	0,1	1	4,8
LLAN0011:CB	4605	8,269914754	427	0,069	0,5	6,1
LLAN0018:C	2950	8,239872131	1528	0,12	1	3,4
LLAN0023:B	5358	7,987514098	248	0,081	1	4,2
LLAN0036:C	5145	8,02957377	244	0,251	1	12,4
LLAN0080:B	1228	8,305965902	1885	0,015	0,75	0,4
LLAN0091:DC	6104	8,02957377	163	0,2	1	21,8
LLAN0093:D	6928	8,161761311	450	0,779	1,25	70,2
LLAN0097:TS	6069	7,759190164	773	0,1	1,25	8,7
LLAN0102:B	5167	8,143735738	515	0,15	1	13,8
LLAN0107:BTS	4904	7,774812328	971	0,07	1	5,6
LLAN0109:B	5619	7,831292459	439	0,177	1	17,1
LLAN0111:B	4920	7,945454426	322	0,086	1	6,6
LLAN0112:DB	3637	7,807258361	656	0,016	1	1,0
LLAN0114:D	6038	7,729748393	694	0,2	1	20,8
LLAN0115:C	7309	7,89738623	50	0,096	0,125	96,8
LLAN0119:B	4803	7,81927541	579	0,2	1	16,6
LLAN0121:B	6443	8,005539672	721	0,2	3	7,4
LLAN0122:B	5647	8,02957377	599	1,1	3	35,7
LLAN0123:CB	6790	8,033178885	284	0,1	1	11,7
LLAN0124:CB	5866	7,873352131	420	0,2	1	20,2
LLAN0127:B	6819	8,017556721	131	0,4	1	47,0
LLAN0128:CB	5792	7,927428852	668	0,41	0,75	49,5
LLAN0129:BC	5359	7,785627672	632	0,13	0,5	21,8

744

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

De los 53 pozos objeto del análisis, 15 pozos presentan fugas en cabeza, por lo cual su gradiente de gas no es analizable para identificar el potencial producible. Los 38 pozos restantes fueron evaluados, alcanzando un potencial total de 744 KPCD de gas seco.

4.2 INCREMENTO EN LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO POSTERIOR A LA INSTALACIÓN DE UNA RED DE ANULARES.

Con base en estos cálculos se determina el impacto de la CHP sobre la P_{wf} y por ende sobre la productividad. Cada formación se comporta diferente en su respuesta al efecto de la contrapresión o a una reducción de la misma.

De una formación productora con buena porosidad y un buen índice de productividad (PI) se obtendrán los mejores resultados si se logra una reducción en la contrapresión. El índice de productividad se define como la cantidad adicional de fluido que el pozo puede producir por cada libra (psi) de caída de presión (“draw-down”) obtenida en la formación.

En otras palabras, de forma lineal si un pozo tiene un PI de uno (1), por cada libra (psi) de presión que se alivie en la cara de la formación, el pozo producirá un (1) barril adicional de fluido. Por lo tanto, cuando se busca un incremento de producción, se deben buscar pozos con alto índice de productividad (PI). Por ejemplo, un pozo con un PI de 0.5 y una contrapresión en la cabeza de 50 psi, incrementará su producción en 25 Bbls por día cuando la presión en la cabeza sea reducida a cero (0) psi.

Cuando un pozo es perforado y puesto a fluir en la corriente de producción, normalmente tiene suficiente presión de fondo (BHP) para vencer la contrapresión en la cabeza y la de la columna de fluido, y de esta manera fluir sin problemas.

A medida que el pozo continua fluyendo, la presión de fondo va declinando y la presión en superficie se convierte en un factor importante que afecta

negativamente la producción, lo que finalmente conduce la utilización de algún sistema de levantamiento artificial para producir el pozo.

El sistema de levantamiento artificial más comúnmente utilizado es el bombeo con bombas de varillas (bombeo mecánico). A medida que el pozo continúa produciendo, la presión de fondo (BHP) continua declinando hasta cuando la contrapresión en superficie requiere de un mayor porcentaje de energía disponible en la formación para producir el pozo. Este es el momento en que el operador debe buscar una herramienta que le permita aliviar o eliminar su problema de restricción en la producción.

Para esta evaluación, hay dos formas de evidenciar la mejoría en los pozos gracias a la despresurización del espacio anular en cabeza de pozo.

La primer forma está basada en la búsqueda del incremento en la Eficiencia de la Bomba de subsuelo bajo la respuesta de los pozos a la despresurización. Este análisis se realizó en el capítulo 3 en donde 53 pozos pierden 972 BIs de petróleo por día por causa de la contrapresión ejercida por el gas acumulado en el espacio a anular del pozo.

La segunda forma está basada en la evaluación del índice de productividad, verificando el posible cambio en la Presión de Fondo Fluyendo (P_{wf}), aplicando el análisis del Vogel. Para este caso se evaluarían diferentes alternativas como despresurizar completamente el anular del pozo, ó de regular esta presión hasta cierto límite y observar el incremento en la producción asociada a este efecto.

A continuación, se presenta el análisis basado en el Índice de Productividad para los 38 pozos analizados con la herramienta TWM.

En esta evaluación se calculó el índice de productividad (IP) en las condiciones normales de los pozos, posteriormente se calculó asumiendo una despresurización a 0 Psi (IP 1) y finalmente regulando la presión hasta 40 Psi (IP 2); este último rango de presión ha sido evaluado en campo, de acuerdo al

comportamiento de los pozos con 40 Psi se consigue una eficiencia de bomba del 80 al 90%.

Tabla 7. Cuantificación del incremento en la producción de petróleo, gracias a la despresurización del anular en cabeza del revestimiento.

POZO	Q TOTAL (Bls)	BSW (%)	Q OIL (Bls)	CHP (Psi)	Pwf(Psi)	IP (Bls/Psi)	IP1 (Bls/Psi) (0 Psi)	Q OIL 1 (Bls) (0 Psi)	Q OIL - Q OIL 1 (Bls)	IP2 (Bls/Psi) (40 Psi)	Q OIL 2 (Bls) (40 Psi)	Q OIL - Q OIL 2 (Bls)
CARD0001:B	40	20,00	32	89	337	0,06	0,07	37	5	0,06	34	2
CARD0001N:DCB	91	1,40	90	74	245	0,12	0,13	99	9	0,13	95	5
CARD0002:CB	410	71,00	119	62	413	0,38	0,40	126	7	0,39	123	4
CARD0004:CB	250	60,86	98	115	160	0,19	0,20	107	9	0,19	101	3
CARD0005:B	33	52,00	16	102	103	0,08	0,11	21	5	0,09	18	2
GALA0001N:CB	400	92,00	32	50	1418	1,05	1,21	37	5	1,17	36	4
GALA0003:B	5	46,00	3	50	125	0,01	0,02	3	0	0,01	3	0
GALA0007:CB	16	59,00	7	50	221	0,06	0,07	8	1	0,07	8	1
GALA0008:CB	190	78,00	42	50	428	0,33	0,36	46	4	0,36	45	3
GALA0009:CB	370	57,00	159	52	595	0,91	1,05	183	24	1,01	177	18
GALA0011:CB	269	56,85	116	65	592	0,30	0,32	125	9	0,31	121	5
GALA0012:B	11	34,00	7	119	132	0,03	0,04	11	4	0,03	8	1
GALA0014:CB	88	1,00	87	96	251	0,12	0,13	100	13	0,12	92	5
GALA0017:CB	15	40,00	9	136	147	0,04	0,07	15	6	0,05	10	1
LLAN0009:B	90	84,00	14	52	672	0,27	0,33	17	3	0,31	16	2
LLAN0011:CB	80	90,00	8	83	427	0,14	0,16	9	1	0,15	9	1
LLAN0018:C	390	85,00	59	126	1528	0,83	1,13	80	21	0,90	64	5
LLAN0023:B	35	43,00	20	51	248	0,14	0,17	25	5	0,16	24	4
LLAN0036:C	140	50,00	70	50	283	0,20	0,21	75	5	0,21	74	4
LLAN0080:B	340	96,00	14	146	1885	1,08	2,01	25	11	1,24	16	2
LLAN0091:DC	90	50,00	45	136	163	0,27	0,45	75	30	0,30	51	6
LLAN0093:D	175	72,00	49	93	450	0,32	0,38	59	10	0,34	53	4
LLAN0097:TS	95	5,00	90	111	773	0,42	0,82	177	87	0,51	110	20
LLAN0102:B	120	69,00	37	50	565	0,28	0,31	42	5	0,30	41	4
LLAN0107:BTS	224	7,60	207	117	971	0,68	1,06	322	115	0,78	236	29
LLAN0109:B	114	17,00	95	73	439	0,20	0,23	109	14	0,22	102	7
LLAN0111:B	87	36,00	56	50	332	0,52	0,74	79	23	0,68	73	17
LLAN0112:DB	148	13,00	129	80	656	0,43	0,56	168	39	0,49	146	17
LLAN0114:D	106	0,10	106	85	694	0,35	0,48	146	40	0,40	122	16
LLAN0115:C	47	28,00	34	50	93	0,12	0,13	39	5	0,13	38	4
LLAN0119:B	113	15,00	96	53	579	0,27	0,31	110	14	0,30	106	10
LLAN0121:B	223	46,00	120	178	721	0,80	2,20	332	212	0,93	141	21
LLAN0122:B	266	50,00	133	81	599	0,66	0,83	167	34	0,74	148	15
LLAN0123:CB	166	50,60	82	83	284	0,23	0,26	93	11	0,25	87	5
LLAN0124:CB	194	24,00	147	92	420	0,33	0,40	175	28	0,36	158	11
LLAN0127:B	164	48,00	85	85	131	0,19	0,21	95	10	0,20	89	4
LLAN0128:CB	461	33,00	309	96	668	0,55	0,63	349	40	0,58	324	15
LLAN0129:BC	392	9,40	355	61	632	0,45	0,49	382	27	0,47	372	17

889

292

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

Los resultados del segundo análisis arrojan una recuperación de 889 Bls de petróleo por día en los 38 pozos en caso de llevar a 0 Psi la presión en cabeza del

revestimiento, y una recuperación de 292 Bls de petróleo por día en los 38 pozos en caso de llevar a 40 Psi la presión en cabeza del revestimiento.

Cabe la pena señalar que una despresurización a 0 Psi podría generar un cambio en la movilidad de los fluidos en cara de formación, lo que podría causar el incremento de la relación gas – petróleo (RGP ó conocido como GLR) ó de la relación agua – petróleo (RAP ó conocido como WOR).

De acuerdo a las simulaciones realizadas en software de análisis nodal, con una presión del separador general entre 50 y 60 Psi, la presión en cabeza de pozo se puede mantenerse en promedio cercana a los 40 Psi. Esto quiere decir que la presión a 40 Psi se podría conseguir sin la necesidad de la instalación de un compresor. Para el caso de una despresurización total, se hace necesaria la incorporación de compresores al sistema.

La compresión del gas de anular puede utilizarse para mejorar el desplazamiento de los líquidos hasta la estación de recolección. El gas que es comprimido en cabeza de pozo, es inyectado en la línea de producción después del cheque, generando un incremento en la relación gas – líquido, mejorando la movilidad. Este efecto no es medido bajo este estudio, sin embargo, afectaría positivamente el desempeño del sistema.

4.3 TECNOLOGIAS APLICABLES PARA LA RECUPERACIÓN DE GAS DEL ANULARES.

Para finalizar el estudio técnico, se realizó la búsqueda de posibilidades de aplicación tecnológica para el aprovechamiento de gas de anular. Dentro de la evaluación de tecnologías, se evidenció que la aplicación de los Compresores de viga, y los Compresores de patín son los sistemas mayormente utilizados en el mundo gracias a su bajo costo de operación y a su funcionalidad.

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.

4.3.1 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.

Debido a las ventajas que arroja este sistema, será incluido dentro del análisis económico en el siguiente capítulo.

4.3.2 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.

Debido a las ventajas que arroja este sistema, será incluido dentro del análisis económico en el siguiente capítulo.

5. EVALUACIÓN ECONÓMICA

En este capítulo se realizaron los análisis de inversión, egresos e ingresos para verificar la viabilidad económica del proyecto.

El sistema completo de descompresión de anulares consta de:

- Sistema de recolección de fluidos. Denominado red de anulares, descrito en el Anexo A.
- 10 compresores para ser empleados en pozos donde se observó la capacidad de una mayor producción de gas, y pozos con alto gradiente de presión en el anular. Para este caso se emplearían 8 compresores de Viga tipo B con variador de velocidad de 30 HP, controlador y software.

El análisis se dividió en 2, uno asumiendo la compra de los compresores, y el segundo análisis se fundamentó en el alquiler de los equipos durante 2 años.

Para el primer caso, la inversión ó costos de capital (CAPEX) estarían compuestos por la infraestructura del sistema de recolección, los compresores, el variador, los controladores y el software.

Para el caso de los compresores se incluyeron los fletes de importación, y la instalación de los equipos de acuerdo al modelo.

Los costos de operación (OPEX) se dividen en dos grupos, los costos variables, que incluyen los costos del montaje y desmontaje de los equipos. En este caso se asume la necesidad de quitar y colocar el sistema una vez al mes, ya sea por mantenimiento a la unidad de bombeo, ó intervenciones al pozo.

Los costos fijos, comprenden el servicio mensual de mantenimiento a los compresores.

La diferencia en el segundo caso, está e la compra de los compresores. En este análisis los compresores pasan a ser parte de los costos fijos, durante un periodo de alquiler de 2 años.

Las siguientes tablas presentan los costos incluidos dentro del proyecto:

Tabla 8. Cantidad de compresores requeridos por modelo para la recolección de gas propuesta.

MODELO	
COMPRESOR DE VIGA	8
COMPRESOR DE PATÍN	2
TOTAL \$US	10
INSTALACIÓN Y MONTAGE \$US	
COSTO MENSUAL DE 1 INTERVENCIÓN	
VALOR MENSUAL	\$ 4.500
TOTAL \$US	\$ 4.500

Fuente. El Autor.

Tabla 9. Costo de compra y alquiler de compresores requeridos por modelo para la recolección de gas propuesta.

CAPEX COMPRESIÓN \$US					
COMPRESOR DE ANULARES		MODELO	ALQUILER (por 24 meses incluido servicio)	COMPRA	
CLASE DE COMPRESOR	TIPO				SERVICIO MENSUAL (por 36 meses)
COMPRESOR DE VIGA	A	12 x 22	\$ 2.411	\$ 31.850	\$ 900
		12 x 38	\$ 2.411	\$ 31.850	\$ 900
	B	14 x 38	\$ 2.530	\$ 35.100	\$ 900
		14 x 50	\$ 2.530	\$ 35.100	\$ 900
VARIADOR DE VELOCIDAD		15 HP	\$ 824	\$ 16.900	\$ 90
		30 HP	\$ 925	\$ 19.500	\$ 90
CONTROLADOR Y SOFTWARE		15 HP	\$ 3.234	\$ 48.750	\$ 90
		30 HP	\$ 3.454	\$ 54.600	\$ 90
COMPRESOR DE PATÍN			\$ 7.670	\$ 127.400	\$ 2.200
TOTAL COMPRESOR DE VIGA A 15 HP			\$ 6.468	\$ 97.500	\$ 1.080
TOTAL COMPRESOR DE VIGA B 15 HP			\$ 6.588	\$ 100.750	\$ 1.080
TOTAL COMPRESOR DE VIGA A 30 HP			\$ 6.790	\$ 105.950	\$ 1.080
TOTAL COMPRESOR DE VIGA B 30 HP			\$ 6.909	\$ 109.200	\$ 1.080
TOTAL COMPRESOR DE PATÍN			\$ 7.670	\$ 127.400	\$ 2.200

* Fletes por importación y transporte del 30%

Fuente. El Autor.

Las siguientes tablas presentan el flujo de caja para el modelo que incluye la compra de los compresores y para el modelo que incluye el alquiler.

Ambos modelos incluyen 10 equipos de compresión, 8 compresores de viga y 2 compresores de patín.

Los dos modelos se realizaron simulando la producción que alcanzarían los pozos si su presión en la cabeza del revestimiento se mantiene en 40 Psi; como no se requiere llegar a 0 Psi en los cabezales, no se requiere la instalación de más compresores, ya que hay pozos que permanecerían afectados únicamente con la presión del separador de la estación de recolección.

El precio del petróleo para los crudos del Magdalena Medio propiedad de Ecopetrol S.A. oscila entre USD 40 y 50 por barril, ya que su comercialidad es la refinería de Barrancabermeja, y son caracterizados como tipo Black Oil con grados API que van desde los 18 a los 36 y presentan un bajo contenido de azufre.

El costo de levantamiento por campo oscila entre los USD 8 y 17 por barril. Ecopetrol cuenta con un sistema de transporte propio (oleoducto).

Para el caso de los campos Llanito y Gala, el margen entre el precio de venta y el costo de levantamiento se encuentra en promedio en USD 40 por barril.

El gas es igualmente enviado a la refinería mencionada, y es comercializado en un precio de USD 3,5 por cada mil pies cúbicos de gas.

5.1.1 Modelo que incluye el alquiler de compresores evaluado a 24 meses.

La siguiente tabla presenta la producción tanto de petróleo como de gas asociada al proyecto durante el periodo de evaluación de 24 meses, igualmente la inversión ó capex, y las deducciones.

Tabla 10. Producción asociada, capex y deducciones del flujo de caja, modelo que incluye el alquiler de compresores, mes 1 al 12.

TIEMPO ESTIMADO (MESES)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
PRODUCCIÓN DE PETROLEO													
MENSUAL (Bls)	0	8.760	8.672	8.586	8.500	8.415	8.331	8.247	8.165	8.083	8.002	7.922	7.843
REGALIAS (Bls)	0	1.752	1.734	1.717	1.700	1.683	1.666	1.649	1.633	1.617	1.600	1.584	1.569
MENSUAL SIN REGALIAS (Bls)	0	7.008	6.938	6.869	6.800	6.732	6.665	6.598	6.532	6.467	6.402	6.338	6.275
ACUMULADA (Bls)	0	7.008	13.946	20.814	27.614	34.346	41.011	47.609	54.141	60.607	67.009	73.347	79.621
MARGEN DEL PETROLEO (USD/Bbl)		40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
PRODUCCIÓN DE GAS													
MENSUAL (KPC)	0	22.320	21.829	21.349	20.879	20.420	19.970	19.531	19.101	18.681	18.270	17.868	17.475
REGALIAS (KPC)	0	4.464	4.366	4.270	4.176	4.084	3.994	3.906	3.820	3.736	3.654	3.574	3.495
MENSUAL SIN REGALIAS (KPC)	0	17.856	17.463	17.079	16.703	16.336	15.976	15.625	15.281	14.945	14.616	14.295	13.980
ACUMULADA (KPC)	0	17.856	35.319	52.398	69.101	85.437	101.414	117.038	132.320	147.265	161.881	176.175	190.156
MARGEN DEL GAS (USD/KPC)		3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
CAPEX													
INVERSIÓN TANGIBLE (USD)	906.320			EQUIPOS DE VIGA	8								
INVERSIÓN INTANGIBLE (USD)				EQUIPOS DE PATÍN	2								
TOTAL (USD)	906.320												
DEDUCCIONES													
AMORTIZACIÓN 1 AÑO (USD)	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DEPRECIACIÓN 12 MESES (USD)	12	108.758	108.758	108.758	108.758	108.758	108.758	108.758	108.758	108.758	108.758	108.758	108.758
TOTAL		108.758	108.758	108.758	108.758	108.758	108.758	108.758	108.758	108.758	108.758	108.758	108.758

Fuente. El Autor.

Tabla 11. Producción asociada, y capex del flujo de caja, modelo que incluye el alquiler de compresores, mes 13 al 24.

TIEMPO ESTIMADO (MESES)	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
PRODUCCIÓN DE PETROLEO												
MENSUAL (Bls)	7.765	7.687	7.610	7.534	7.459	7.384	7.310	7.237	7.165	7.093	7.022	6.952
REGALIAS (Bls)	1.553	1.537	1.522	1.507	1.492	1.477	1.462	1.447	1.433	1.419	1.404	1.390
MENSUAL SIN REGALIAS (Bls)	6.212	6.150	6.088	6.027	5.967	5.907	5.848	5.790	5.732	5.675	5.618	5.562
ACUMULADA (Bls)	85.833	91.983	98.071	104.098	110.065	115.973	121.821	127.611	133.343	139.017	144.635	150.197
MARGEN DEL PETROLEO (USD/Bbl)	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
PRODUCCIÓN DE GAS												
MENSUAL (KPC)	17.091	16.715	16.347	15.987	15.636	15.292	14.955	14.626	14.304	13.990	13.682	13.381
REGALIAS (KPC)	3.418	3.343	3.269	3.197	3.127	3.058	2.991	2.925	2.861	2.798	2.736	2.676
MENSUAL SIN REGALIAS (KPC)	13.673	13.372	13.078	12.790	12.509	12.233	11.964	11.701	11.444	11.192	10.946	10.705
ACUMULADA (KPC)	203.828	217.200	230.277	243.067	255.576	267.809	279.773	291.474	302.918	314.110	325.055	335.760
MARGEN DEL GAS (USD/KPC)	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5

Fuente. El Autor.

El periodo elegido de evaluación son (2) dos años. Las regalías del campo son del 20% debido a encontrarse en periodo de explotación y desarrollo.

La siguiente tabla incluye los costos operativos tanto variables como fijos, los egresos, los ingresos, la utilidad operativa, y finalmente el flujo de caja junto con los indicadores financieros.

Tabla 12. Opex, utilidades y flujo de caja, modelo que incluye el alquiler de compresores, mes 1 al 12.

TIEMPO ESTIMADO (MESES)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
OPEX													
COSTOS VARIABLES (USD)		45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000
COSTOS FIJOS (USD)		83.652	83.652	83.652	83.652	83.652	83.652	83.652	83.652	83.652	83.652	83.652	83.652
TOTAL (USD)		128.652	128.652	128.652	128.652	128.652	128.652	128.652	128.652	128.652	128.652	128.652	128.652
EGRESOS BRUTOS MENSUALES (USD)		128.652	128.652	128.652	128.652	128.652	128.652	128.652	128.652	128.652	128.652	128.652	128.652
ACUMULADOS (USD)		128.652	257.304	385.956	514.607	643.259	771.911	900.563	1.029.215	1.157.867	1.286.518	1.415.170	1.543.822
INGRESOS BRUTOS ANUALES (USD)	0	412.896	470.513	526.821	581.848	635.623	688.174	739.529	789.714	838.756	886.679	933.509	979.271
ACUMULADO (USD)		412.896	883.409	1.410.230	1.992.077	2.627.700	3.315.874	4.055.404	4.845.118	5.683.874	6.570.553	7.504.062	8.483.333
UTILIDAD OPERATIVA (USD)		284.244	341.861	398.169	453.196	506.971	559.522	610.877	661.062	710.104	758.027	804.857	850.619
IMPUESTO DE RENTA (USD) (MÁS 5%)	35	99.485	119.651	139.359	158.619	177.440	195.833	213.807	231.372	248.536	265.310	281.700	297.717
UTILIDADES DEPUÉS DE IMPUESTOS (USD)		184.759	222.210	258.810	294.577	329.531	363.690	397.070	429.691	461.568	492.718	523.157	552.902
EGRESOS MÁS IMP. RENTA		228.137	248.303	268.011	287.270	306.092	324.485	342.459	360.024	377.188	393.961	410.352	426.368
FLUJO DE CAJA ANUAL (USD)	906.320	-	184.759	222.210	258.810	294.577	329.531	363.690	397.070	429.691	461.568	492.718	523.157
ACUMULADO (USD)	906.320	-	-721.561	499.351	-240.542	54.035	383.567	747.256	1.144.326	1.574.017	2.035.585	2.528.302	3.051.460
INDICADORES FINANCIEROS A 12 MESES													
TIR													30,0%
TIO						15%							
TVR													2,4%
VPI (USD)						3.384.875							4
PAY OUT MESES RELACION BENEFICIO/COSTO (USD)													
VPE (USD)						2.544.319							1,33
VPN (USD)						840.557							

Fuente. El Autor.

Los indicadores financieros, permiten observar que el proyecto es rentable, arrojando unas ganancias de USD 840,000 al primer año y de USD 1'535,000 al final del segundo año. El proyecto se paga en 4 meses con esta modalidad.

Tabla 13. Opex, utilidades y flujo de caja, modelo que incluye el alquiler de compresores, mes 13 al 24.

TIEMPO ESTIMADO (MESES)	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
OPEX												
COSTOS VARIABLES (USD)	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000
COSTOS FIJOS (USD)	83.652	83.652	83.652	83.652	83.652	83.652	83.652	83.652	83.652	83.652	83.652	83.652
TOTAL (USD)	128.652	128.652	128.652	128.652	128.652	128.652	128.652	128.652	128.652	128.652	128.652	128.652
EGRESOS BRUTOS MENSUALES (USD)	128.652	128.652	128.652	128.652	128.652	128.652	128.652	128.652	128.652	128.652	128.652	128.652
ACUMULADOS (USD)	1.672.474	1.801.126	1.929.778	2.058.429	2.187.081	2.315.733	2.444.385	2.573.037	2.701.689	2.830.340	2.958.992	3.087.644
INGRESOS BRUTOS ANUALES (USD)	1.023.988	1.067.683	1.110.380	1.152.100	1.192.866	1.232.700	1.271.621	1.309.650	1.346.807	1.383.113	1.418.585	1.453.243
ACUMULADO (USD)	9.507.320	10.575.003	11.685.383	12.837.483	14.030.350	15.263.049	16.534.670	17.844.320	19.191.127	20.574.240	21.992.825	23.446.068
UTILIDAD OPERATIVA (USD)	895.336	939.031	981.728	1.023.448	1.064.215	1.104.048	1.142.969	1.180.998	1.218.156	1.254.461	1.289.933	1.324.591
IMPUESTO DE RENTA (USD) (MÁS 5%)	313.368	328.661	343.605	358.207	372.475	386.417	400.039	413.349	426.354	439.061	451.477	463.607
UTILIDADES DEPUÉS DE IMPUESTOS (USD)	581.968	610.370	638.123	665.241	691.739	717.631	742.930	767.649	791.801	815.400	838.457	860.984
EGRESOS MÁS IMP. RENTA	442.019	457.313	472.257	486.859	501.127	515.069	528.691	542.001	555.006	567.713	580.128	592.259
FLUJO DE CAJA ANUAL (USD)	581.968	610.370	638.123	665.241	691.739	717.631	742.930	767.64	791.801	815.400	838.457	860.984
ACUMULADO (USD)	4.186.330	4.796.700	5.434.823	6.100.065	6.791.804	7.509.435	8.252.365	9.020.014	9.811.815	10.627.215	11.465.671	12.326.655
INDICADORES FINANCIEROS A 24 MESES												
TIO						0,15			TIR			32,2%
VPI (USD)						4.584.818			TVR			1,7%
VPE (USD)						3.049.022			PAY OUT MESES			4
VPN (USD)						1.535.796			RELACIÓN BENEFICIO/COSTO (USD)			1,50

Fuente. El Autor.

5.1.2 Modelo que incluye la compra de compresores evaluado a 24 meses.

La siguiente tabla presenta la producción tanto de petróleo como de gas asociada al proyecto durante el periodo de evaluación de 24 meses, igualmente la inversión ó capex, y las deducciones bajo el modelo de compra.

De igual forma que en el modelo anterior, la producción de petróleo y de gas se conserva. Para este caso la inversión incluye la compra de los compresores, y un periodo de mantenimiento asociado por los 24 meses.

Las regalías son del 20%, y el periodo evaluado es de 24 meses.

Tabla 14. Producción asociada, capex y deducciones del flujo de caja, modelo que incluye la compra de compresores, mes 1 al 12.

TIEMPO ESTIMADO (MESES)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
PRODUCCIÓN DE PETROLEO													
MENSUAL (Bls)	0	8.760	8.672	8.586	8.500	8.415	8.331	8.247	8.165	8.083	8.002	7.922	7.843
REGALIAS (Bls)	0	1.752	1.734	1.717	1.700	1.683	1.666	1.649	1.633	1.617	1.600	1.584	1.569
MENSUAL SIN REGALIAS (Bls)	0	7.008	6.938	6.869	6.800	6.732	6.665	6.598	6.532	6.467	6.402	6.338	6.275
ACUMULADA (Bls)	0	7.008	13.946	20.814	27.614	34.346	41.011	47.609	54.141	60.607	67.009	73.347	79.621
MARGEN DEL PETROLEO (USD/Bbl)		40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
PRODUCCIÓN DE GAS													
MENSUAL (KPC)	0	22.320	21.829	21.349	20.879	20.420	19.970	19.531	19.101	18.681	18.270	17.868	17.475
REGALIAS (KPC)	0	4.464	4.366	4.270	4.176	4.084	3.994	3.906	3.820	3.736	3.654	3.574	3.495
MENSUAL SIN REGALIAS (KPC)	0	17.856	17.463	17.079	16.703	16.336	15.976	15.625	15.281	14.945	14.616	14.295	13.980
ACUMULADA (KPC)	0	17.856	35.319	52.398	69.101	85.437	101.414	117.038	132.320	147.265	161.881	176.175	190.156
MARGEN DEL GAS (USD/KPC)		3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
CAPEX													
INVERSIÓN TANGIBLE (USD)	2.034.720												
INVERSIÓN INTANGIBLE (USD)													
TOTAL (USD)	2.034.720												
DEDUCCIONES													
AMORTIZACIÓN 1 AÑO (USD)	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DEPRECIACIÓN 12 MESES (USD)	12	244.166	244.166	244.166	244.166	244.166	244.166	244.166	244.166	244.166	244.166	244.166	244.166
TOTAL		244.166	244.166	244.166	244.166	244.166	244.166	244.166	244.166	244.166	244.166	244.166	244.166

Fuente. El Autor.

Tabla 15. Producción asociada, capex, modelo que incluye la compra de compresores, mes 13 al 24.

TIEMPO ESTIMADO (MESES)	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
PRODUCCIÓN DE PETROLEO												
MENSUAL (Bls)	7.765	7.687	7.610	7.534	7.459	7.384	7.310	7.237	7.165	7.093	7.022	6.952
REGALIAS (Bls)	1.553	1.537	1.522	1.507	1.492	1.477	1.462	1.447	1.433	1.419	1.404	1.390
MENSUAL SIN REGALIAS (Bls)	6.212	6.150	6.088	6.027	5.967	5.907	5.848	5.790	5.732	5.675	5.618	5.562
ACUMULADA (Bls)	85.833	91.983	98.071	104.098	110.065	115.973	121.821	127.611	133.343	139.017	144.635	150.197
MARGEN DEL PETROLEO (USD/Bbl)	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
PRODUCCIÓN DE GAS												
MENSUAL (KPC)	17.091	16.715	16.347	15.987	15.636	15.292	14.955	14.626	14.304	13.990	13.682	13.381
REGALIAS (KPC)	3.418	3.343	3.269	3.197	3.127	3.058	2.991	2.925	2.861	2.798	2.736	2.676
MENSUAL SIN REGALIAS (KPC)	13.673	13.372	13.078	12.790	12.509	12.233	11.964	11.701	11.444	11.192	10.946	10.705
ACUMULADA (KPC)	203.828	217.200	230.277	243.067	255.576	267.809	279.773	291.474	302.918	314.110	325.055	335.760
MARGEN DEL GAS (USD/KPC)	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5

Fuente. El Autor.

La siguiente tabla incluye los costos operativos tanto variables como fijos, los egresos, los ingresos, la utilidad operativa, y finalmente el flujo de caja junto con los indicadores financieros. Los indicadores financieros evidencian que a un año, no se alcanza la Tasa Interna de Oportunidad, sin embargo a partir del séptimo mes se consigue pagar la inversión.

Tabla 16. Opex, utilidades y flujo de caja, modelo que incluye la compra de compresores, mes 1 al 12.

TIEMPO ESTIMADO (MESES)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
OPEX													
COSTOS VARIABLES (USD)		45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000
COSTOS FIJOS (USD)		13.040	13.040	13.040	13.040	13.040	13.040	13.040	13.040	13.040	13.040	13.040	13.040
TOTAL (USD)		58.040	58.040	58.040	58.040	58.040	58.040	58.040	58.040	58.040	58.040	58.040	58.040
EGRESOS BRUTOS MENSUALES (USD)		58.040	58.040	58.040	58.040	58.040	58.040	58.040	58.040	58.040	58.040	58.040	58.040
ACUMULADOS (USD)		58.040	116.080	174.120	232.160	290.200	348.240	406.280	464.320	522.360	580.400	638.440	696.480
INGRESOS BRUTOS ANUALES (USD)	0	412.896	470.513	526.821	581.848	635.623	688.174	739.529	789.714	838.756	886.679	933.509	979.271
ACUMULADO (USD)		412.896	883.409	1.410.230	1.992.077	2.627.700	3.315.874	4.055.404	4.845.118	5.683.874	6.570.553	7.504.062	8.483.333
UTILIDAD OPERATIVA (USD)		354.856	412.473	468.781	523.808	577.583	630.134	681.489	731.674	780.716	828.639	875.469	921.231
IMPUESTO DE RENTA (USD) (MÁS 5%)	35	124.200	144.366	164.073	183.333	202.154	220.547	238.521	256.086	273.251	290.024	306.414	322.431
UTILIDADES DEPUÉS DE IMPUESTOS (USD)		230.656	268.108	304.707	340.475	375.429	409.587	442.968	475.588	507.465	538.615	569.055	598.800
EGRESOS MÁS IMP. RENTA		182.240	202.406	222.113	241.373	260.194	278.587	296.561	314.126	331.291	348.064	364.454	380.471
FLUJO DE CAJA ANUAL (USD)	-2.034.720	230.656	268.108	304.707	340.475	375.429	409.587	442.968	475.588	507.465	538.615	569.055	598.800
ACUMULADO (USD)	-2.034.720	-1.804.064	-1.535.956	-1.231.249	-890.774	-515.345	-105.758	337.210	812.799	1.320.264	1.858.879	2.427.934	3.026.734
INDICADORES FINANCIEROS A 12 MESES													
TIR									14,6%				
TIO			15%										
TVR													-0,1%
VPI (USD)			3.384.875										
PAY OUT MESES													7
VPE (USD)			3.423.925										
RELACIÓN BENEFICIO/COSTO (USD)													0,99
VPN (USD)			-39.049										

Fuente. El Autor.

Cuando se cumplen 24 meses del proyecto, los indicadores son positivos para el proyecto, arrojando un VPN de USD 702,000.

Con los dos análisis realizados, se puede apreciar que en ambos modelos el proyecto es rentable, evidenciándose una mayor eficiencia al retorno de la inversión e igualmente dejando un mayor VPN el modelo con el alquiler de compresores. Esta posibilidad es una buena alternativa teniendo en cuenta que estos equipos alcanzan periodos de 2 ó 3 años sin mayores reparaciones, posteriormente a este periodo se puede sugerir el cambio de estos.

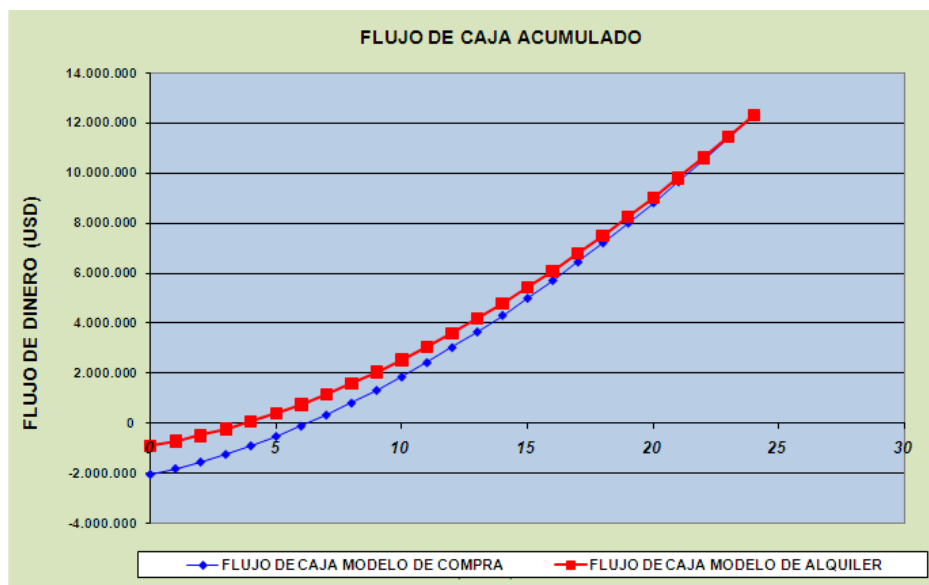
La siguiente Figura 23, presenta el flujo de caja de ambos modelos, evidenciando que posterior al mes 24 es posible que sea más rentable la compra, sin embargo como se mencionó anteriormente, el ciclo de vida del compresor puede culminar justo en este periodo.

Tabla 17. Opex, utilidades y flujo de caja, modelo que incluye la compra de compresores, mes 13 al 24.

TIEMPO ESTIMADO (MESES)	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
OPEX												
COSTOS VARIABLES (USD)	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000
COSTOS FIJOS (USD)	13.040	13.040	13.040	13.040	13.040	13.040	13.040	13.040	13.040	13.040	13.040	13.040
TOTAL (USD)	58.040	58.040	58.040	58.040	58.040	58.040	58.040	58.040	58.040	58.040	58.040	58.040
EGRESOS BRUTOS MENSUALES (USD)	58.040	58.040	58.040	58.040	58.040	58.040	58.040	58.040	58.040	58.040	58.040	58.040
ACUMULADOS (USD)	754.520	812.560	870.600	928.640	986.680	1.044.720	1.102.760	1.160.800	1.218.840	1.276.880	1.334.920	1.392.960
INGRESOS BRUTOS ANUALES (USD)	1.023.988	1.067.683	1.110.380	1.152.100	1.192.866	1.232.700	1.271.621	1.309.650	1.346.807	1.383.113	1.418.585	1.453.243
ACUMULADO (USD)	9.507.320	10.575.003	11.685.383	12.837.483	14.030.350	15.263.049	16.534.670	17.844.320	19.191.127	20.574.240	21.992.825	23.446.068
UTILIDAD OPERATIVA (USD)	965.948	1.009.643	1.052.340	1.094.060	1.134.826	1.174.660	1.213.581	1.251.610	1.288.767	1.325.073	1.360.545	1.395.203
IMPUESTO DE RENTA (USD) (MÁS 5%)	338.082	353.375	368.319	382.921	397.189	411.131	424.753	438.063	451.069	463.775	476.191	488.321
UTILIDADES DEPUÉS DE IMPUESTOS (USD)	627.866	656.268	684.021	711.139	737.637	763.529	788.827	813.546	837.699	861.297	884.354	906.882
EGRESOS MÁS IMP. RENTA	396.122	411.415	426.359	440.961	455.229	469.171	482.793	496.103	509.109	521.815	534.231	546.361
FLUJO DE CAJA ANUAL (USD)	627.866	656.268	684.021	711.139	737.637	763.529	788.827	813.546	837.699	861.297	884.354	906.882
ACUMULADO (USD)	3.654.600	4.310.868	4.994.889	5.706.028	6.443.665	7.207.194	7.996.021	8.809.568	9.647.267	10.508.564	11.392.918	12.299.800
INDICADORES FINANCIEROS A 12 MESES	INDICADORES FINANCIEROS A 24 MESES										TIR	19,2%
TIO	TIO										TVR	0,7%
VPI (USD)	VPI (USD)										PAY OUT MESES	7
VPE (USD)	VPE (USD)										RELACIÓN BENEFICIO/COSTO (USD)	1,18
VPN (USD)	VPN (USD)											702.691

Fuente. El Autor.

Figura 23. Flujo de caja acumulado del Modelo de Compra y del Modelo de Alquiler.



Fuente. El Autor.

CONCLUSIONES

El incremento de la presión del revestimiento en cabeza de pozo, genera pérdidas de 972 barriles de petróleo por día, evidenciado en las bajas eficiencias de bombeo en el equipo de subsuelo del sistema de levantamiento artificial Bombeo Mecánico.

El volumen adicional de gas a recuperar con la implementación de un sistema de red de anulares con sistemas de compresión, es de 744,000 pies cúbicos por día en los campos Llanito Gala.

El incremento de producción de petróleo gracias al efecto de mejora en la eficiencia del sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico, es de 292 barriles de petróleo por día al disminuir la compresión de gas en las bombas de subsuelo.

El flujo de caja realizado para la construcción de la red de anulares, bajo los modelos de compra y alquiler de compresores, evidenció que en 24 meses se alcanza un valor presente neto entre ingresos y egresos de USD 702,000 y USD 1'535,000 respectivamente, lo cual hace económicamente viable su ejecución.

RECOMENDACIONES

Realizar un estudio que permita conocer el beneficio del aprovechamiento del gas adicional recuperable con la red de anulares. Uno de los proyectos que se podrían beneficiar es el de autogeneración de electricidad con base en la combustión de este gas.

Para la implementación de compresores, se recomienda realizar un contrato de alquiler de equipos. Con base en su tiempo de vida útil, un equipo de compresión puede deteriorarse en un periodo de dos a tres años de acuerdo al fabricante, tiempo en el cual la inversión de compra se afectaría.

Realizar este estudio para los demás campos de producción donde se tenga implementado Bombeo Mecánico como sistema de levantamiento artificial y se produzcan tanto fluidos líquidos como gas.

BIBLIOGRAFIA

- 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 Fisicoquímicas 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 Manuel Echometer Company.
- VANEGAS Angarita, Oscar. Ingeniería Económica. Especialización en Producción de Hidrocarburos. Bucaramanga, Noviembre de 2008.

ANEXOS

ANEXO A. INGENIERÍA BÁSICA DEL PRIMER SECTOR DE RED DE ANULARES DEL CAMPO GALA

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.

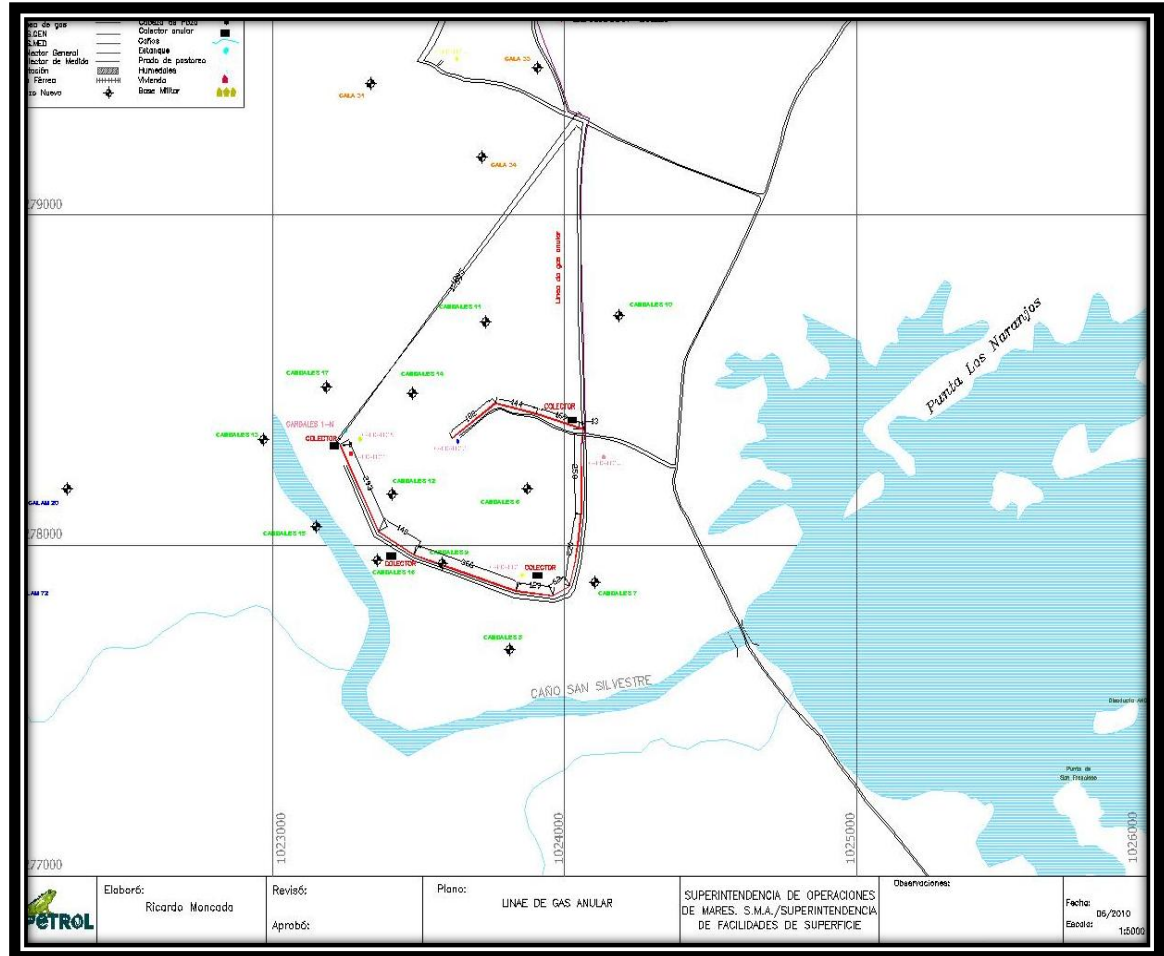
Los diámetros de tubería hacen referencia a diámetros nominales y sus diámetros externos e internos corresponden a aquellos indicados en los códigos ASME B36.10 para tuberías de acero carbono y ASME B36.19 para tuberías de acero inoxidable.

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 24. 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 “welding neck” 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 “welding neck” forjadas, sin embargo, se aceptan bridas de cuello deslizante “slip-on” forjadas y bridas de cuello largo “Long welding neck” forjadas o fundidas centrifugamente.

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 TUBERIA

Tabla 18. 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 19. Análisis Assay para la simulación hidráulica.

Análisis	Método	Unidades	Crudo EST Gala (19-01-09)
Destilación Simulada		---	---
IBP		° C	76.0
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
66 %Volumen		° C	557.1
70 %Volumen		° C	563.3
73 %Volumen		° C	---
77 %Volumen		° C	---
78 %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	0.60 ⁽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 1260-(04)	° API	20.3
Constante de Viscosidad Gravedad	ASTM 2601-(05)	N/A ⁽¹⁾	0.877
Factor de Caracterización	UOP 375-(86)	N/A ⁽¹⁾	11.66
Insolubles en nC-7	ASTM D 3279-(01)	% Peso	1.09
Número de Acido	ASTM D 664-(06)	mg KOH/g	3.088
Presión de Vapor REID	ASTM D 323-(06)	PSI	1.90
Punto de Fluidez	ASTM D 97-(06)	° C	-30
Punto de Inflamación	ASTM D 56-(05)	° C	35.0
Residuo de Carbón Micro	ASTM D 4530-(06)	% Peso	5.24
Contenido de Sal	Aruba/ ASTM D 512-(04)	lb/1000 BLS	54.61
Viscosidad a 40 °C	ASTM D 445-(06)	mm ² /s	124.2
Viscosidad a 50 °C	ASTM D 445-(06)	mm ² /s	73.55
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

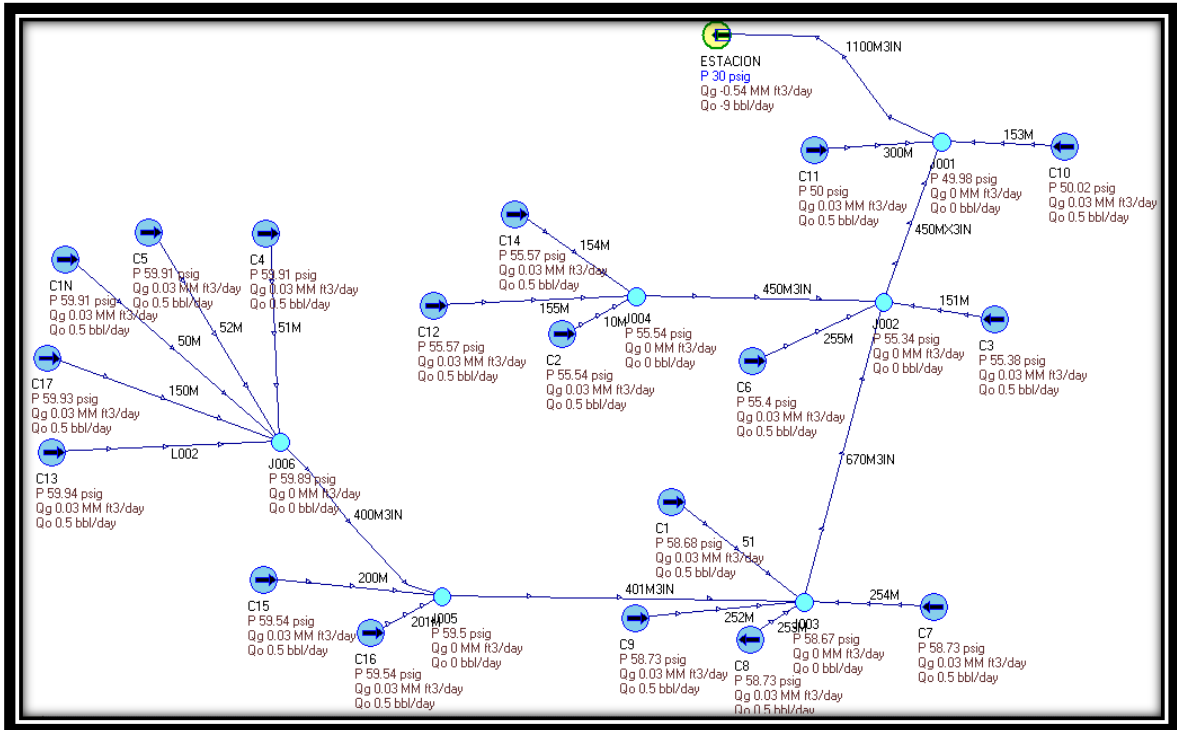
Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

- 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 25. 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 20. 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	PIPE	3,04	3,04	1.004,59	-0,0001	-0,0001	-0,05
10M	P023	PIPE	3,23	3,23	1.001,49	-0,0001	-0,0001	0,00
1100M3IN	P024	PIPE	29,75	39,19	994,47	-0,0049	-0,0063	-19,98
150M	P019	PIPE	3,04	3,04	1.004,58	-0,0001	-0,0001	-0,04
151M	P002	PIPE	3,24	3,24	1.001,37	-0,0001	-0,0001	-0,04
153M	P006	PIPE	3,51	3,51	997,49	-0,0001	-0,0001	-0,04
154M	P005	PIPE	3,23	3,23	1.001,51	-0,0001	-0,0001	-0,04
155M	P001	PIPE	3,23	3,23	1.001,51	-0,0001	-0,0001	-0,04
200M	P017	PIPE	3,06	3,06	1.004,31	-0,0001	-0,0001	-0,05
201M	P018	PIPE	3,06	3,06	1.004,31	-0,0001	-0,0001	-0,05
252M	P009	PIPE	3,09	3,09	1.003,74	-0,0001	-0,0001	-0,06
253M	P012	PIPE	3,09	3,09	1.003,74	-0,0001	-0,0001	-0,06
254M	P011	PIPE	3,09	3,09	1.003,74	-0,0001	-0,0001	-0,06
255M	P010	PIPE	3,24	3,24	1.001,38	-0,0001	-0,0001	-0,06
300M	P008	PIPE	1,60	1,60	997,47	0,0000	0,0000	-0,02
400M3IN	P013	PIPE	6,91	6,94	1.004,50	-0,0003	-0,0003	-0,40
401M3IN	P004	PIPE	9,74	9,82	1.004,16	-0,0006	-0,0006	-0,83
450MX3IN	P003	PIPE	23,79	25,26	1.000,50	-0,0035	-0,0037	-5,36
450M3IN	P022	PIPE	4,41	4,42	1.001,46	-0,0001	-0,0001	-0,19
50M	P014	PIPE	3,04	3,04	1.004,57	-0,0001	-0,0001	-0,01
51	P007	PIPE	3,09	3,09	1.003,71	-0,0001	-0,0001	-0,01
51M	P015	PIPE	3,04	3,04	1.004,57	-0,0001	-0,0001	-0,01
52M	P016	PIPE	3,04	3,04	1.004,57	-0,0001	-0,0001	-0,01
670M3IN	P021	PIPE	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 21. 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 FT3/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		
	Out	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		
	Out	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		
	Out	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		
	Out	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		
	Out	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		
	Out	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		
	Out	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		
	Out	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		
	Out	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		
	Out	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		
	Out	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		
	Out	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		
	Out	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		
	Out	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		
	Out	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		
	Out	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		
	Out	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		
	Out	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		
	Out	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		
	Out	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		
	Out	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		
	Out	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		
	Out	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		
	Out	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 and Jacketed	Metallic Gaskets for Pipe Flanges – Ring joint, Spiral Wound
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 Specification
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
----------	---

ANEXO B. RESOLUCIÓN NÚMERO 18 1495 DEL 2 DE SEPTIEMBRE DE 2009.

SE ANEXA EL TÍTULO 4 “CONTROL DE YACIMIENTOS” DE LA RESOLUCIÓN EN MENCIÓN, DESTACANDO LA PROHIBICIÓN DE LA QUEMA DE GAS.

REPÚBLICA DE COLOMBIA



MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

RESOLUCIÓN NÚMERO 18 1495 DEL

(2 DE SEPTIEMBRE DE 2009)

Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos

EL MINISTRO DE MINAS Y ENERGÍA

En ejercicio de sus facultades legales, en especial las conferidas por los Decretos 070 de 2001 y 3724 de 2009

TÍTULO VI CONTROL DE YACIMIENTOS

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 de 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.