

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO – FINANCIERA PARA LA APLICACIÓN
DE FACILIDADES MÓVILES DE PRODUCCIÓN EN POZOS INACTIVOS Y
MARGINALES DE LOS CAMPOS LLANITO Y GALA DE ECOPETROL S.A**

**PAOLA ANDREA DE SALES BASTOS
EDWARD ALFONSO RIBERO RANGEL**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2013

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO – FINANCIERA PARA LA APLICACIÓN
DE FACILIDADES MÓVILES DE PRODUCCIÓN EN POZOS INACTIVOS Y
MARGINALES DE LOS CAMPOS LLANITO Y GALA DE ECOPETROL S.A**

**PAOLA ANDREA DE SALES BASTOS
EDWARD ALFONSO RIBERO RANGEL**

**Trabajo de grado como requisito para optar al título de
Especialista en Producción de Hidrocarburos**

Director

**JORGE ANDRÉS SÁCHICA ÁVILA
Especialista en Producción de Hidrocarburos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2013

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	13
1. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS LLANITO GALA	15
1.1 ÁREA DE DESARROLLO DEL PROYECTO	15
1.1.1. Reseña histórica del activo Llanito	17
1.1.2. Características de los fluidos.	24
1.2. HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS.	27
2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.	29
2.1. CAMPO MARGINAL	29
2.2. POZOS INACTIVOS	31
2.3. UNIDADES HIDRÁULICAS DE BOMBEO MECÁNICO	36
3. IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO	40
3.1. ESTRATEGIA DE CONTRATACIÓN	41
3.2. PERFIL DEL PROYECTO EN P50	42
3.3. DETALLE POZO A POZO	42
3.3.1. Llanito 1.	42
3.3.2 Llanito 3.	44
3.3.3. Gala 1.	44
3.3.4. Gala 2.	47
3.3.5. Gala 7.	50
3.3.6. Cluster Gala 8, 12, 13, 17.	51
3.3.6.1 Gala 8	52
3.3.6.2 Gala 12	54
3.3.6.3 Gala 13	56

3.3.6.4 Gala 17	58
3.3.7. Llanito 29.	60
3.4. DISEÑOS DE PRODUCCIÓN CON LA IMPLEMENTACIÓN DE LA UNIDAD DE BOMBEO MECANICO HIDRAULICA	62
4. ANALISIS FINANCIERO	65
4.1. COSTOS OPERATIVOS:	65
5. CONCLUSIONES	70
6. RECOMENDACIONES	71
BIBLIOGRAFÍA	72
ANEXO	73

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Cuenca del Valle Medio del Magdalena.	16
Figura 2. Ubicación del Activo Llanito (B).	17
Figura 3. Columna estratigráfica generalizada para los campos del Activo Llanito.	21
Figura 4. Principales Topes y discordancias encontrados en los pozos del Activo Llanito.	22
Figura 5. Clasificación de los fluidos de los yacimientos de hidrocarburos de acuerdo al API.	25
Figura 6. Envoltentes típicas para cada tipo de fluido	26
Figura 7. Características de un yacimiento tipo Black Oil.	27
Figura 8. Comportamiento de la producción de los campos Llanito, Gala y Galán.	28
Figura 9. Metodología aplicada en la monografía	32
Figura 10. Pronostico Producción.	34
Figura 11. Presiones en Revestimiento	35
Figura 12. Unidad de Bombeo Hidráulica.	38
Figura 13. Unidad Mecánico Hidráulica pozo Bonanza 15.	40
Figura. 14. Perfil del proyecto. Distribución de facilidades móviles.	42
Figura 15. Estado Mecánico Llanito	43
Figura 16. Estado Mecánico Gala 1	45
Figura 17. Estado Mecánico Gala 2	48
Figura 18. Estado mecánico Gala 7	50
Figura 19. Estado mecánico Gala 8	52
Figura 20. Estado Mecánico Gala 12	54
Figura 21. Estado mecánico Gala 3	56
Figura 22. Estado mecánico Gala 17	58
Figura 23. Estado mecánico Llanito 29	60

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Petróleo original y producido, factor de recobro, pozos perforados y año del Inicio de desarrollo por campo.	15
Tabla 2. Características del yacimiento de los campos Llanito, Gala y Galán.	19
Tabla 3. Gravedad API de los crudos producidos en el Activo Llanito.	24
Tabla 4. Resumen numero pozos candidatos a implementacion de facilidades	32
Tabla 5. Estrategia de contratación.	41
Tabla 6. Diseño de Producción Gala 1	46
Tabla 7. Diseño del sistema de Bombeo Gala 1	46
Tabla 8. Diseño de producción Gala 2.	49
Tabla 9. Diseño del sistema de bombeo Gala 2.	49
Tabla 10. Diseño del sistema de producción Gala 7	51
Tabla 11. Diseño de Producción Gala 8	53
Tabla 12. Diseño del sistema de bombeo Gala 8	53
Tabla 13. Diseño de Producción Gala 12	55
Tabla 14. Diseño del sistema de bombeo Gala 12	55
Tabla 15. Diseño de producción Gala 13.	57
Tabla 16. Diseño del Sistema de Bombeo Gala 13.	57
Tabla 17. Diseño de producción Gala 17.	59
Tabla 18. Diseño del sistema de bombeo Gala 17	59
Tabla 19. Diseño de Producción Llanito 29	61
Tabla 20. Diseño del sistema de bombeo Llanito 29	61
Tabla 21. Servicios de precio fijo	65
Tabla 22. Costos de cada servicio	66
Tabla 23. Crudo incremental Producido.	67
Tabla 24. Conclusiones Facilidades móviles campos Llanito y Gala.	68
Tabla 25. Evaluación de los perfiles	69

ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Unidades Hidráulicas de Bombeo Mecánico Con Motor A Gas	73
Anexo B. Producción asociada, capex y flujo de caja, proyecto facilidades móviles en campos marginales - Indicadores financieros.	84

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO – FINANCIERA PARA LA APLICACIÓN DE FACILIDADES MÓVILES DE PRODUCCIÓN EN POZOS INACTIVOS Y MARGINALES DE LOS CAMPOS LLANITO Y GALA DE ECOPETROL S.A.*

AUTORES: PAOLA ANDREA DE SALES BASTOS
EDWARD ALFONSO RIBERO RANGEL **

PALABRAS CLAVES: Pozos inactivos, Pozos marginales, Facilidades móviles, Producción, Unidades hidráulicas, bombeo mecánico.

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. El campo Galán fue descubierto por la compañía Tropical Oil Company en el año de 1945, la cual no le dio comercialidad a los pozos perforados siendo Ecopetrol quien desarrollo el campo a partir de 1953 y los campos Llanito y Gala fueron descubiertos por Ecopetrol en el año de 1955.

Estos campos cuentan con 270 pozos perforados de los cuales 113 se encuentran activos y un buen porcentaje esta inactivo o se ha clasificado como marginal.

Debido al tiempo de explotación, los yacimientos pertenecientes a los campos en estudio han declinado su presión, por lo cual se ha iniciado el proceso acelerado de producción de arena, el cual trae consigo que el Sistema de Levantamiento Artificial de Bombeo Mecánico presente numerosas fallas en poco tiempo. Una variación moderna del Bombeo Mecánico, es el Bombeo Mecánico Hidráulico, cuya ventaja frente a la problemática del arenamiento, es la disminución de la velocidad de Bombeo, y el aumento del recorrido.

Con base en los resultados del análisis realizado en el presente trabajo se propone como alternativa las unidades hidráulicas de bombeo mecánico en los pozos catalogados actualmente como marginado o inactivos.

La aplicación de tanques en cabeza de pozo, permitirá un incremental de producción debido a las restricciones de flujo que actualmente presenta el campo, y que afecta a los pozos de baja productividad.

* Monografía.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director: Jorge Andrés SÁCHICA.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL FEASIBILITY STUDY - FINANCIAL APPLICATION FOR MOBILE PRODUCTION FACILITY INACTIVE WELLS AND MARGINAL THE ECOPETROL S.A. FIELDS LLANITO AND GALA.*

AUTHOR (S): PAOLA ANDREA DE SALES BASTOS
EDWARD ALFONSO RIBERO RANGEL **

KEYWORDS: Wells inactive, marginal wells, Mobile Facilities, Production, hydraulic units, beam pumping.

DESCRIPTION:

Llanito, Gala and Galán, Fields belonging to the active Llanito of Ecopetrol SA, are located in the basin of Middle Magdalena Valley in the Santander department. Galán field was discovered by the Tropical Oil Company in 1945, which gave no commercial wells, being drilled Ecopetrol who developed the field since 1953. Llanito and Gala fields were discovered by Ecopetrol in 1955.

These fields have drilled 270 wells of which 113 are active and a good percentage is inactive or has been classified as marginal.

Due to the operating time, the deposits from the fields under study pressure have declined, so has started the accelerated process of sand production, which brings the Artificial Lift System Mechanical Pumping present numerous failures short time. A modern variation of Mechanical Pumping is the Hydraulic Mechanical Pumping, whose advantage over the sanding problem is the reduction of pumping speed, and increased travel.

Based on the results of the analysis in the present paper proposes an alternative hydraulic units mechanical pumping wells currently classified as marginal or inactive.

Applying wellhead tanks will allow an incremental production due to flow restrictions which currently offers the field and affecting the low productivity wells.

* Degree Thesis.

** Physico-Chemical Engineering Faculty, School of Petroleum Engineering, Tutor: Jorge Andrés SÁCHICA.

ABREVIATURAS

API	Unidades de gravedad específica del American Petroleum Institute
B/C	Relación Beneficio Costo
Bbls	Barriles
BOPD	Barriles de aceite por día
BFPD	Barriles de fluido por día
BSW	Cantidad de agua y sedimentos
EA	Efectivo Anual
EM	Efectivo Mensual
GOR	Relación gas aceite
IP	Índice de productividad
IPR	Relación del índice de productividad
Jd	Índice de productividad adimensional
MD	Profundidad medida
PSI	Medición de presión en sistema inglés (libra por pulgada cuadrada)
Qo	Caudal de petróleo
Qw	Caudal de agua
SPM/RPM	Strokes por minuto, Revoluciones Por Minuto
TIO	Tasa interna de oportunidad
TIR	Tasa Interna de Retorno
TVD	Profundidad vertical verdadera
VP	Valor presente
VPN	Valor Presente Neto
Xe	Extensión del yacimiento

INTRODUCCION

Los campos de producción de hidrocarburos Llanito y Gala, operados actualmente por ECOPETROL S.A., son clasificados como campos maduros, razón por la cual cuentan con una gran infraestructura por su operación a través de más de 60 años.

Dentro de dicha infraestructura, se encuentran pozos productores clasificados como inactivos, suspendidos, marginales o temporalmente abandonados. Entre las características más importantes de estos pozos se tiene que no cuentan con sistema de levantamiento, no tienen línea de producción y no cuentan con facilidades eléctricas.

Las anteriores características, la baja producción y el hecho que algunos fueron suspendidos luego de presentar una falla mecánica, hace que una reactivación convencional, no sea financieramente viable.

Estudiar nuevas alternativas para la recuperación de volúmenes dejados de producir por depletación natural de los campos maduros, es uno de los enfoques de este proyecto, ya que este fenómeno ha llevado a abandonar o suspender pozos.

Igualmente, con esta monografía se buscan encontrar alternativas para incrementar el factor de recobro de estos campos.

Por otro lado, y debido al decreto 18-1495 de 2009, donde se expresa que un pozo no puede permanecer más de 6 meses inactivo, se requiere aminorar riesgos legales con la ANH. Adicionalmente la alternativa presentada, ofrecerá un medio

de mitigación de riesgos por posibles contaminaciones ambientales, puesto que con el tiempo la integridad de los pozos se ve comprometida.

1. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS LLANITO GALA

1.1 ÁREA DE DESARROLLO DEL PROYECTO

El activo Llanitode Ecopetrol S.A., está ubicado en la parte norte de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, en el Departamento de Santander, al norte de la ciudad de Barrancabermeja. Limita al norte con el río Sogamoso, al sur con el río Magdalena, al este con la Ciénaga San Silvestre y al oeste con la Ciénaga de Llanito. El aceite original reportado en la actualidad de Galán es de 374MMBOPD con un BSW promedio de 36%, mientras que para Llanito y gala es de 792 MMBOPD con un BSW Promedio de 57%, todo esto aportado por 114 Pozos activos. Adicionalmente cuentan con 47 pozos inactivos y 23 marginales.

La siguiente Tabla (1) presenta de forma discriminada toda esta información.

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

ACTIVO	CAMPOS	OOIP (MBIs)	Np @ Julio/2013	FR (%) Actual	TOTAL POZOS PERFORADOS	AÑO INICIO DESARROLLO
LLANITO	LLANITO	792	55.5	7.09	109	1964
	GALA				50	1987
	GALÁN	374	27.5	7.5	147	1953

Fuente. Información del Departamento de Ingeniería de Mares, Ecopetrol S.A., organizada por los Autores

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

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

Figura 1. Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

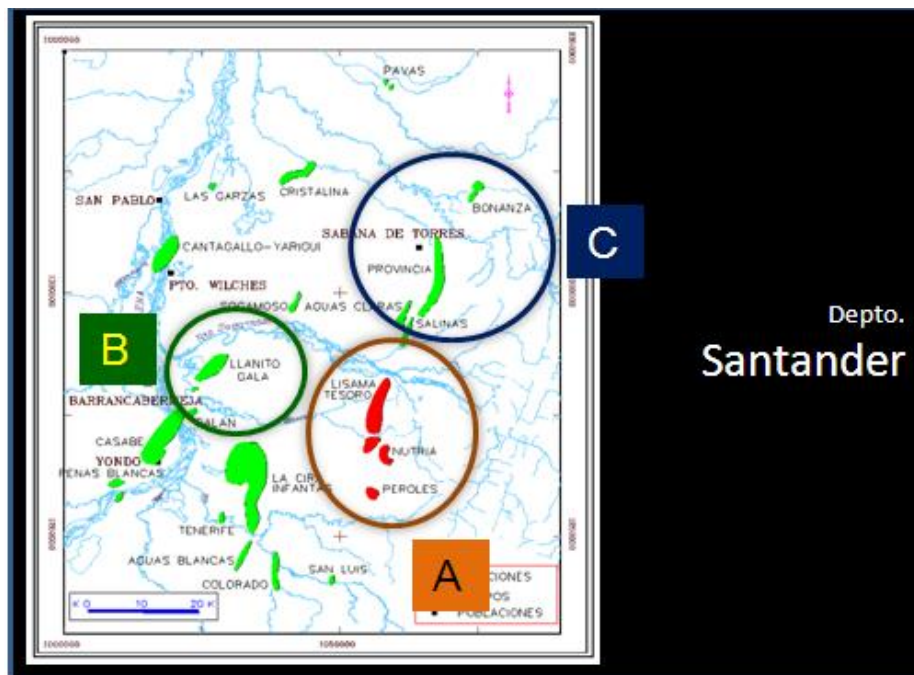


Fuente. Google Earth. Organizada por los autores.

La siguiente Figura (2), presenta la ubicación geográfica del Activo y está compuesto por los campos de producción de Hidrocarburos de la siguiente manera:

Llanito: Gala, y Galán.

Figura 2. Ubicación del Activo Llanito (B).



Fuente. Información del Departamento de Ingeniería de Mares, Ecopetrol S.A., organizada por los Autores.

1.1.1. Reseña histórica del activo Llanito. 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 perforó 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.

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 espaciamento 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.

CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO Y ESTRATIGRAFÍA.¹

La Tabla 2 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 2. Características del yacimiento de los campos Llanito, Gala y Galán.

Horizonte Productor	Zona A	Zona B	Zona C	Zona D
Espesor Petrolífero	26 - gas	50 pies	40 pies	18 pies
Porosidad Promedio	21	17%	18%	15%
Permeabilidad	250	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	2400 psi	2800 psi	3200 psi
Presión Actual (PSI)	1600	900-1500	1100	900
Temperatura de Yacimiento		135 °F	140 °F	140 °F
Gravedad API	18.4-Gas	21 °API	23 °API	24 °API
GOR (inicial)	150	200	200	370
F.V.F		1.094	1.105	1.206
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 3 y 4 muestran la columna estratigráfica perforada, los topes y espesores encontrados.

¹ 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 asubredondeado con intercalaciones arcillosas de colores grises verdoso, rojizo y violeta, parcialmente limosas; existen pequeños lentes de carbón ligniticomicopiritoso. 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 CiraShale, compuesto por lutita gris verdosa, sublaminar, 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 3. 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						
	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				
				Temprano				COLORADO
	TERCIARIO	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				
				Temprano				
PALEOCENO		Tardío	Discordancia Eoceno-Paleoceno					
		Temprano						
MESOZOICO	CRETACEO	Tardío	Maestrichtiano	UMIR	Galebo	Lutitas gris oscuras a negras, carbonosas.		
			Campaniano					
			Santoniano	LA LUNA			Pujamana	Chert negro con intercalaciones de lutitas silíceas.
			Coniaciano					
			Turoniano					
			Cenomaniano					
		Albiano	SIMITI	Salada	Calizas negras piritosas			
		Aptiano	TABLAZO			Shale calcáreo carbonoso.		
		Barremiano	PAJA			Calizas gris -oscuras a negras, fosilíferas		
		Hauteriviano	ROSABLANCA			Shale negro limoso, carbonoso, ligeramente calcáreo, fosilífero.		
		Valanginiano	TAMBOR			Areniscas transgresivas gruesas a finas.		
		Berriasiano						
		JURA TRIASICO			GIRON		Areniscas conglomeráticas grises a rojas, arcósicas, con intercalaciones de arcillolitas rojas.	

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

Figura 4. 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

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 gris 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.

MARCO ESTRUCTURAL DEL ACTIVO LLANITO²

La Tectónica presente en el Campo Llanito obedece a un régimen transtensivodextral, 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.

² 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.

1.1.2. Características de los fluidos. El petróleo presente en los yacimientos de Llanito, son de base nafténica y parafínica, con gravedades API* que oscilan entre 17 y 23°, clasificándose de esta manera en su mayoría como Aceites Negros (Black Oil, Figura 5). La siguiente tabla (3), presenta la gravedad API del petróleo producido por cada campo.

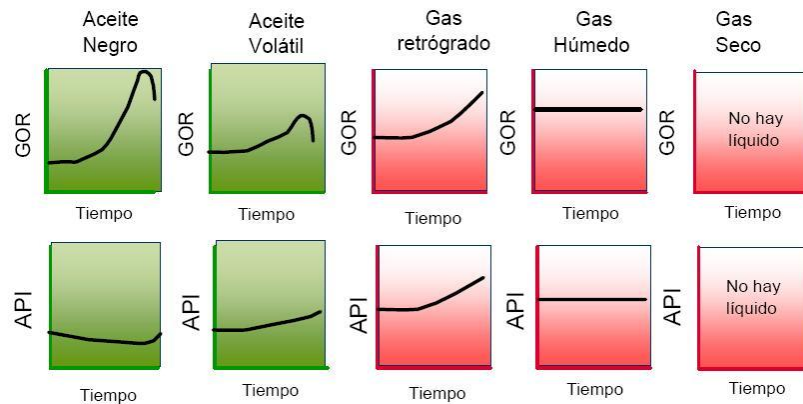
Tabla 3. Gravedad API de los crudos producidos en el Activo Llanito.

ACTIVO	CAMPOS	GRAVEDAD API
LLANITO	LLANITO	17-23
	GALA	
	GALÁN	17-21

Fuente. Información del Departamento de Ingeniería de Mares, Ecopetrol S.A., organizada por los Autores.

La figura 5 presenta la clasificación de los fluidos producidos en los yacimientos de hidrocarburos de acuerdo a su Gravedad Específica (API), y a su composición. Cada grupo de Hidrocarburo se diferencia por el volumen de gas que puede liberar; Por ejemplo, un aceite volátil puede generar hasta 3 Millones de pies cúbicos de gas por cada barril líquido producido, mientras que un crudo pesado puede liberar hasta 25,000 pies cúbicos de gas por cada barril líquido producido.

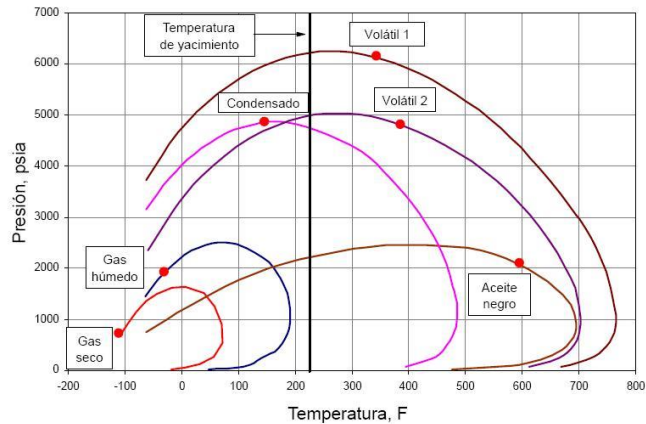
Figura 5. Clasificación de los fluidos de los yacimientos de hidrocarburos de acuerdo al API.



Fuente. Fundamentos de ingeniería de Yacimientos, Freddy Humberto Escobar Macualo.

La figura 6 muestra las envolventes típicas para cada tipo de fluido.

Figura 6. Envoltentes típicas para cada tipo de fluido



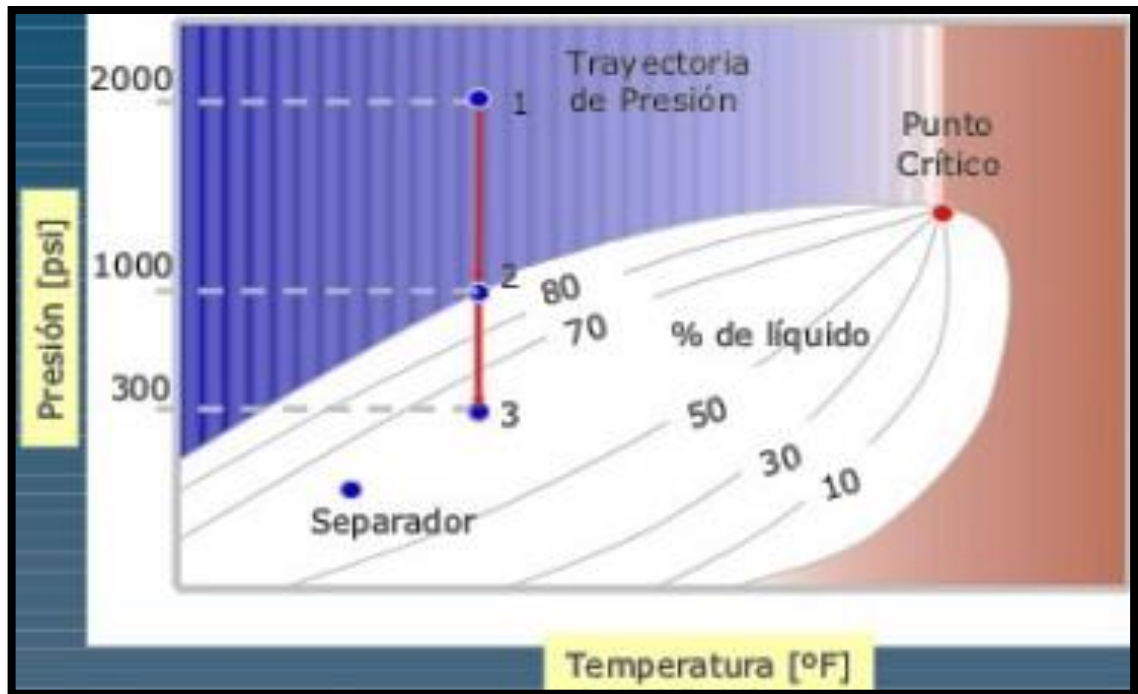
Fuente. Fundamentos de ingeniería de Yacimientos, Freddy Humberto Escobar Macualo.

La siguiente Figura (7), es la envolvente característica de un fluido tipo “blackoil” ó “aceite negro”; Se puede apreciar cómo se libera gas a medida que disminuye la presión del punto 1 (Presión Estática de Yacimiento), al punto 2 (Presión del punto de burbuja), al punto 3 (Presión promedio en cabeza de pozo). Finalmente los fluidos recuperados en cabeza de pozo, son transportados a un separador, donde se puede recuperar hasta un 55% del porcentaje en volumen de gas. Las principales características de estos fluidos son:

- Color negro (los primeros crudos de este tipo fueron de ese color, de allí su nombre) o verde oscuro
- API<40
- RGP (relación Gas-Petróleo) <2000

Las temperaturas del yacimiento son menores de 250 °F y posee un alto porcentaje de heptano plus C7+. La gravedad decrece lentamente con el tiempo hasta bien avanzada la vida del yacimiento donde vuelve a incrementarse ligeramente.

Figura 7. Características de un yacimiento tipo Black Oil.

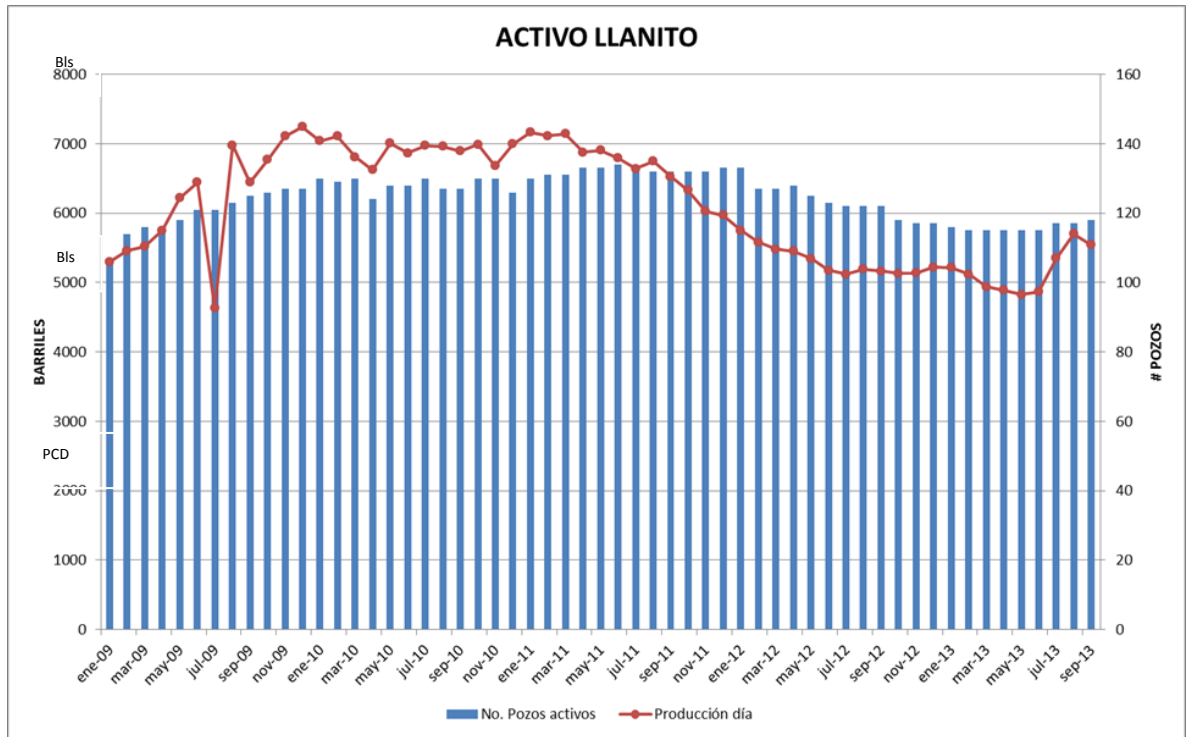


Fuente: <http://www.slideshare.net/daviddesing/propiedades-de-los-fluidos-1997575>. Organizada por el Autor

1.2. HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS.

En la Figura 8 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 8. Comportamiento de la producción de los campos Llanito, Gala y Galán.



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

Actualmente el activo cuenta con una producción diaria de petróleo de 5.900 BOPD.

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. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

2.1. CAMPO MARGINAL

De acuerdo al “Reglamento de Régimen de Incentivos a la Producción de Campos Marginales y Pequeños”, un campo marginal, es un campo petrolero desarrollado, que ha producido el 90% de sus reservas probadas *in situ* de petróleo.

Los campos marginales son por lo general campos pequeños. La definición más común es la que los clasifica como “aquellos campos que están en el límite entre ser rentables y no ser rentables para su desarrollo”. El término “marginal” ha adquirido la connotación de “no convencional”, lo que implica que para el desarrollo de este tipo de campos no es posible utilizar tecnologías convencionales o aplicadas en otro tipo de campo.

Los campos marginales tienen tres elementos básicos comunes que los caracterizan. El primero de ellos está relacionado con la incertidumbre acerca de la cantidad de petróleo que existe en el yacimiento. Esto puede ser el resultado de un conflicto inicial de información, resultados de sísmicas inconclusas y la presencia de fallas u otros patrones geológicos.

El segundo elemento es el costo de adquirir información adicional del yacimiento y el tercer aspecto es el mínimo gasto de capital en el desarrollo del campo. El riesgo para hacer una inversión es muy alto y no puede ser justificado basado en la poca información y conocimiento del yacimiento.

Cuando se considera la explotación de un campo marginal, todos los esfuerzos se deben centrar en desarrollar y producir el campo de forma rentable. Sin embargo,

esto es un punto crítico ya que los campos marginales tienen una baja productividad y bajas reservas recuperables, lo cual a su vez incrementa el riesgo económico. Las restricciones económicas presentes en este tipo de campos les añaden limitaciones tecnológicas y los convierten en no convencionales.

Para desarrollar estos campos, es necesario aplicar nuevas tecnologías que reduzcan el riesgo económico y extiendan la vida productiva, usar sistemas y diseños menos costosos y en general aplicar buenos planes de gerencia de yacimientos. Es necesario aclarar que el término “nuevas tecnologías” no está relacionado siempre con medios sofisticados y costosos, este se refiere a tecnologías que pueden ser algo nuevo para el desarrollo del campo lo cual no puede ser nuevo para otros campos y que son menos costosas en comparación con las tecnologías convencionales.

Sin embargo, su aplicación se ve limitada debido a la carencia de conocimiento y a los paradigmas que existen respecto a estas tecnologías. Sin embargo, a pesar de las dificultades presentes en la explotación de los campos marginales existen cuatro factores que hacen ver la importancia de estos campos en la actualidad. Estos factores son:

- La necesidad de mantener un alto factor de recobro
- El requerimiento de incrementar las reservas probadas
- La necesidad de prolongar la producción
- El potencial de los campos marginales como fuente de nuevas reservas de petróleo

Para el caso del presente estudio, los campos de aplicación no se pueden definir dentro de la marginalidad en todo su concepto, sin embargo, al momento de analizar detalladamente pozo a pozo, se encuentran oportunidades para incrementar el factor de recobro que de forma convencional no son

económicamente viables, razón por la cual se deben buscar tecnologías que permitan la recuperación de dichas reservas por desarrollar, con una baja inversión, o con costos operativos bajos. En este caso, a dichos pozos los podemos llamar marginales.

Los pozos marginales donde los egresos por su operación son superiores a los ingresos por su producción, o no permiten obtener utilidades aceptables dentro del retorno requerido, son dejados “temporalmente abandonados”, o “inactivos”, estado en el que permanecen determinado tiempo, durante el cual se busca una salida financieramente viable para mantenerlos en operación.

Los pozos donde el equipo técnico no encuentra una salida financieramente viable para mantenerlos en operación, son abandonados de forma definitiva.

2.2. POZOS INACTIVOS

De acuerdo a las “Normas Técnicas en Materia de Exploración y Explotación de Hidrocarburos” consignadas en la resolución 18 1495 del 2 de septiembre del 2009, un pozo inactivo es aquel pozo que no está realizando ninguna función en el momento, pero que puede ser reutilizado posteriormente con algún fin o abandonarlo definitivamente.

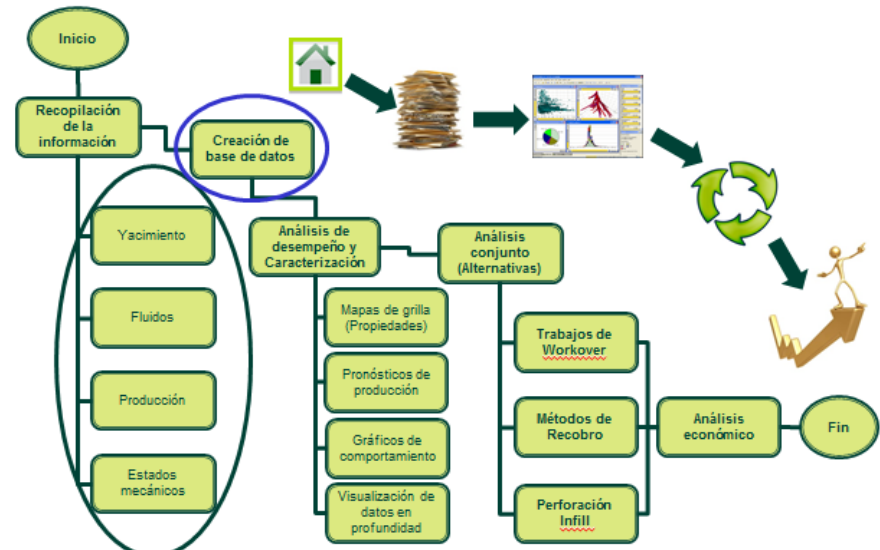
En el año 2011 se realizó un estudio por parte del Departamento de Ingeniería a los pozos inactivos de los campos Llanito y Gala, utilizando la herramienta OFM (Oil Field Manager).

Con base en la información histórica de pozos que al momento se encontraban inactivos, se realizó un análisis de productividad de acuerdo a su desempeño,

dando como resultado un grupo de pozos recomendados para reactivación y un grupo de pozos recomendados para abandono definitivo.

La siguiente Figura presenta la metodología aplicada:

Figura 9. Metodología aplicada en la monografía



Fuente. Los autores

Para el año 2011, los campos de Llanito, Gala, Galán y San Silvestre presentaban 37 pozos Inactivos sin definición, razón por la cual se realizó el estudio.

Tabla 4. Resumen numero pozos candidatos a implementacion de facilidades

CAMPO	RESUMEN					
	POZOS					¿INDEFICIÓN?
ACTIVOS	ABANDONADOS	INACTIVOS	PARA ABANDONO			
GALA	28	2	4	0	4	34
GALÁN	29	58	37	25	12	124
SAN SILVESTRE	1	19	3	3	0	23
LLANITO	55	26	25	4	21	106
TOTAL	113	105	69	32	37	287

OPORTUNIDAD

Fuente. Los autores

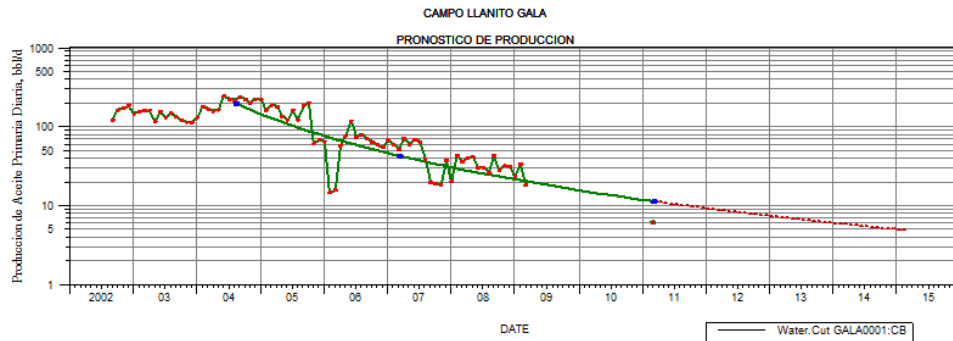
Dentro del estudio, se analizaron diferentes variables como el Factor de Recobro de los pozos, estado mecánico actual, corte de agua del yacimiento productor, y los trabajos de reacondicionamiento y mantenimiento realizados durante su historia de producción.

Como conclusión, en dicho estudio se obtuvo que los pozos Llanito 1, y Llanito 3, son pozos que potencialmente cuentan con reservas producibles, y que pueden ser económicamente viables, siempre y cuando se cuente con una tecnología de baja inversión y bajo mantenimiento u operación.

Los pozos activos del campo Gala: Gala 1, Gala 2, y Gala 7, son pozos de bajo potencial, los cuales bajo la tecnología actual de operación (Bombeo Mecánico Convencional) presentan altos costos de mantenimiento y consumo de energía que puede ser optimizado. De igual forma, al aplicar unidades de bombeo convencionales pequeñas con sistema de poleas, el rozamiento entre varilla y tubería generará una falla por desgaste de material, la cual difícilmente será rentable corregirla.

La siguiente es la curva de producción del pozo Gala 1, en su completamiento de la Formación Mugrosa. Se puede observar su alta declinación mensual (2.1%), y las reservas recuperables por desarrollar (11,000 Barriles de petróleo). Estas cifras son desfavorables para mantener una operación continua de forma rentable.

Figura 10. Pronostico Producción.

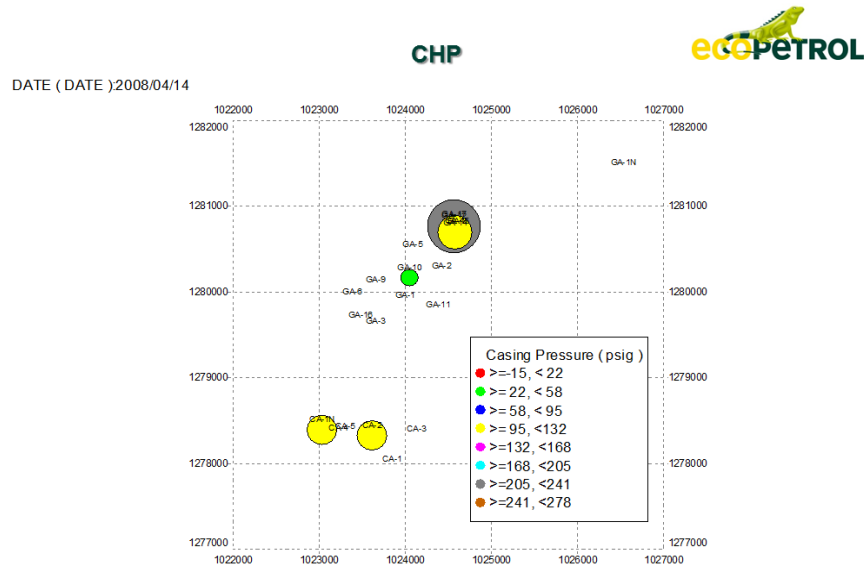


Fuente. Los Autores

Los pozos Gala 8, 12, 13 y 17, son pozos activos del campo Gala, que presentan la mayor presurización del área, consecuencia de su ubicación hidráulicamente desfavorable en el campo. Esto ocasiona altas presiones en cabeza de pozo lo cual reduce la productividad de los mismos.

La siguiente gráfica, presenta las presiones en Revestimiento, en cabeza de pozo (CHP) del sector norte del campo Gala. En la misma se aprecia que la re presurización de los pozos Gala 8, 12, 13 y 17 puede alcanzar hasta 241 Psi. Estos pozos no presentan línea de anular, y de la misma forma se re presuriza la línea de producción (THP).

Figura 11. Presiones en Revestimiento



Fuente. Los autores

Ya sea por la necesidad de reactivar un pozo para recuperar sus reservas por desarrollar, o por mejorar los costos de operación, instalando sistemas de levantamiento con menor mantenibilidad o menos propensos a presentar fallas mecánicas, o por mejorar las condiciones de productividad de un área hidráulicamente desfavorable, todas estas son oportunidades de mejoras para un campo maduro, las cuales pueden ser analizadas en búsqueda de una solución global.

Una alternativa que se encuentra en estudio en nuestra área de trabajo, es la aplicación de facilidades móviles, la cual es estudiada en los siguientes capítulos como base de la generación de un proyecto que puede ser muy beneficioso para producir pozos de bajo potencial o en condiciones marginales.

2.3. UNIDADES HIDRÁULICAS DE BOMBEO MECÁNICO

Debido al auge de los motores hidráulicos y neumáticos, en los últimos años se han presentado en la industria importantes innovaciones en Unidades de Bombeo Mecánico. Dichas unidades denominadas No Convencionales han revolucionado el mercado debido a sus ventajas principales, tales como una menor inversión, y un movimiento más conveniente (Mayores recorridos y menores estroques por minuto) para evitar el rápido desgaste mecánico generado por el rozamiento, frente a las unidades de bombeo mecánico convencional.

Una de las tecnologías que se encuentran en el mercado, son las unidades denominadas MINI, las cuales son versátiles debido a su tamaño y aplicabilidad.

Las unidades hidráulicas de bombeo mecánico MINI, son un desarrollo tecnológico ampliamente eficiente, ya que es una máquina que posee 120 pulgadas de recorrido y opera con motores de dos hp (2) a 7.5 hp, para fuerzas aplicadas en la barra pulida entre 4.000 y 23.000 Lbf, trabajan a un máximo de recorrido de 120 pulgadas y una velocidad máxima de 1 ciclo por minuto.

La alta eficiencia energética de esta máquina, se da al hecho de que sube muy lentamente y desciende muy rápidamente (ej.: tiempo de subida para 120 pulgadas de recorridos 55 segundos, tiempo de bajada para 120 pulgadas de recorrido 5 segundos), este es el mismo principio que utilizan las unidades unitorque, logrando disminuir la potencia requerida para su operación, ya que dichas unidades unitorque ascienden un 20% más lento de lo que descienden, sólo que en este caso la unidad MINI está ascendiendo un 94% más lento al tiempo que le tomaría descender. Es por esto, que el requerimiento de potencia para estas máquinas es más bajo.

Están compuestas por una unidad hidráulica de potencia, un pedestal y un actuador hidráulico, el peso de estas máquinas oscila entre 400 a 700 kilogramos, siendo de este modo un equipo muy fácil de transportar e instalar, no necesita de placas de concreto ni sistemas de fijación del pedestal como lo son templetes o vientos.

Como consecuencia de que el área útil del pistón que se encuentra en el interior del actuador hidráulico es constante y se conoce, es muy fácil determinar la fuerza que ejerce dicha máquina sobre la barra pulida, ya que se cuenta con un manómetro que identifica la presión que ejerce el sistema hidráulico ($F = P \times A$), para levantar el vástago del actuador hidráulico, el cual se encuentra acoplado a la sarta de varillas, esto permite diagnosticar:

1. Si la sarta de varillas se encuentra desconectada.
2. Si la bomba de subsuelo se encuentra pegada.
3. Identificar el nivel dinámico al que se encuentra sumergida la bomba de subsuelo.

Estas máquinas tienen la capacidad de variar la velocidad de forma asimétrica, permitiendo subir en una velocidad y bajar con una velocidad distinta, sin la necesidad de utilizar variadores de frecuencia para tal propósito. El rango de variación de velocidad de esta máquina, esta entre 1 y 0.1 ciclos por minuto. También puede graduar el recorrido modificando la posición en la que se encuentran los sensores finales de carrera y esto lo hace con resoluciones hasta de un milímetro. De esta forma, el máximo recorrido de la máquina es de 120 in y el mínimo es de 12 in. Además dicha graduación de recorrido se puede efectuar de forma asimétrica y en cualquier parte del pedestal, lo que permite optimizar el espaciamiento de la bomba de subsuelo.

Esta tecnología tiene aplicabilidad en pozos de bajo potencial, ya que para un pozo con bomba a 4000 pies, es tan sólo necesaria una máquina de 4hp para producir 40 barriles al día, con una velocidad máxima de un ciclo por minuto.

Debido al bajo costo que tienen estas máquinas y la alta eficiencia energética, se hace viable la extracción de hidrocarburos en campos maduros o inactivos y más cuando se mueven a tan bajas velocidades, ya que la fatiga sufría por el acero de las varillas se disminuye aumentando el tiempo de vida útil de todo el sistema de subsuelo.

Figura 12. Unidad de Bombeo Hidráulica.



Fuente. *UHBM-MINI pozo Remanso 1. Organizada por los Autores.*

Como se puede observar en la foto anterior (UHBM-MINI pozo Remanso 1) las unidades hidráulicas de bombeo MINI se encuentran instaladas en el centro del pozo, por tal motivo estas máquinas son auto centrantes y minimizan el tiempo de instalación a 1 hora.

Finalmente, es importante mencionar que esta tecnología ha sido implementada por SERINPET LTDA. Durante los últimos 10 años, convirtiéndose así en la única empresa Colombiana que ha enfrentado el reto de desarrollar y construir nuevas tecnologías para el levantamiento artificial de hidrocarburos.

Esta tecnología fue escogida en el presente estudio, debido a la versatilidad que tiene la empresa proponente de la misma, donde incluye facilidades móviles, las cuales en conjunto con las unidades en mención, pueden ser una tecnología viable para pozos de bajo potencial, o ubicados a grandes distancias de las estaciones de recolección, donde la hidráulica de las líneas de transporte, pueden ser ineficientes.

3. IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO

La unidad Hidráulico Mecánica se instaló en el campo Bonanza, en el pozo Bonanza 15, bajo un protocolo de prueba.

Figura 13. Unidad Mecánico Hidráulica pozo Bonanza 15.



Fuente. Fuente protocolo de Prueba Unidad Mecánico Hidráulica pozo Bonanza 15.

De dicho protocolo de prueba se obtuvieron las siguientes conclusiones:

El hecho de que la unidad permite subir con una velocidad distinta a la velocidad de bajada ha permitido optimizar la producción del pozo.

Debido a que el sistema hidráulico posee un variador de caudal y por ende la velocidad de operación de la máquina, se hace innecesario la compra de variadores de frecuencia, de tal forma que se reducen los costos del sistema de levantamiento artificial.

Es posible instalar la unidad con el equipo de perforación o equipo varillero al lado, esto se debe al pequeño tamaño de la unidad y que no requiere de una posición fija con respecto al pozo ni anclajes a bases de concreto.

La unidad posee un indicador de la fuerza que aplica en la barra pulida, lo cual permite determinar la velocidad óptima de operación, de esta forma es posible optimizar la producción del pozo y evitar rupturas de varillas.

Es evidente la flexibilidad a la hora de cambiar el recorrido ya que esto se puede hacer de forma asimétrica y con una resolución de 1 milímetro.

3.1. ESTRATEGIA DE CONTRATACIÓN

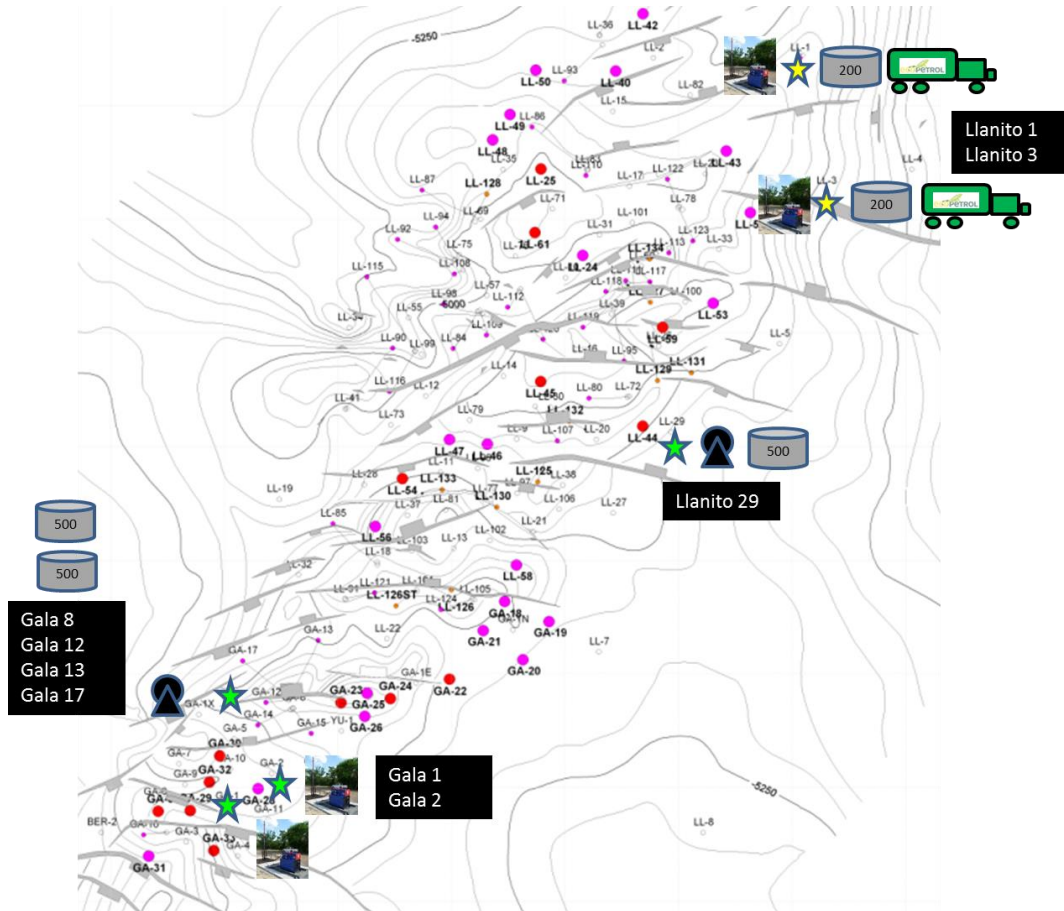
Tabla 5. Estrategia de contratación.

Actividad	Estrategia	Observaciones
Bombeo de fluidos	Contrato SOM	Serinet
Hse	Responsabilidad del contratista	Serinet
Equipo de workover / varilleo	Directo de Ecopetrol	Ecopetrol
Equipo de varilleo	Responsabilidad del contratista	Serinet
Tubería	Tenaris	Ecopetrol acuerdo de precios
Varillas	Tenaris	Ecopetrol acuerdo de precios
Unidad mecánico hidráulica	Serinet	Serinet
Variador y motor	Acuerdo de precios o contrato de SOM	La unidad mecánico hidráulica cuenta con su motor y variador (Serinet)

Fuente. Departamento ingeniería y proyectos Ecopetrol SA. Organizada por los autores.

3.2. PERFIL DEL PROYECTO EN P50

Figura. 14. Perfil del proyecto. Distribución de facilidades móviles.



Fuente. Departamento ingeniería y proyectos Ecopetrol SA.

3.3. DETALLE POZO A POZO

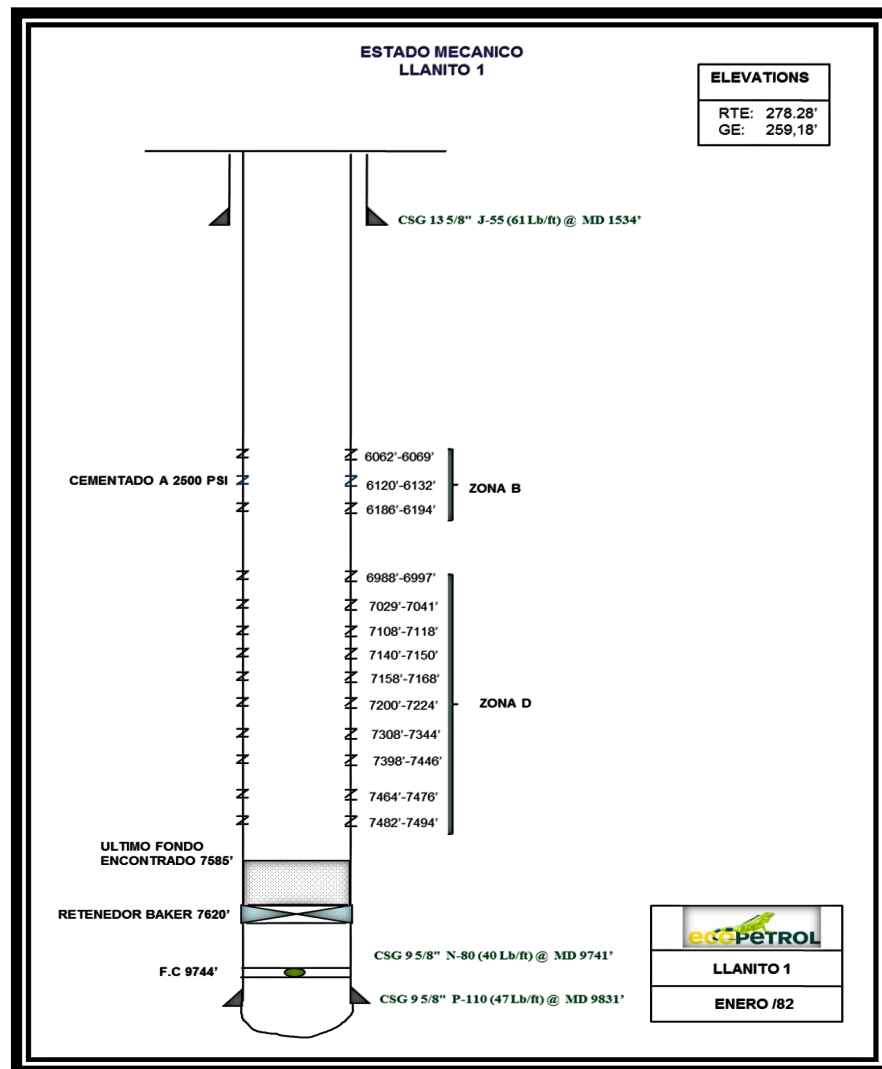
3.3.1. Llanito 1. Este pozo se encuentra actualmente inactivo. No tiene sarta de producción, y no cuenta con sistema de levantamiento ni línea de producción. El plano se encuentra en condiciones favorables para el ingreso de un equipo de Workover, posiblemente solo se requiera nivelar.

El diseño de producción requiere ó contempla un empaque Modelo G con el que ya se cuenta.

Necesidades:

- Tanque de recolección de Fluidos.
- Carrotanque para retirar la producción recolectada.
- Se requiere intervención con equipo de Workover.

Figura 15. Estado Mecánico Llanito



Fuente. Los autores

Nota: La última actividad realizada fue un abandono el 21 de marzo del 2011.

Se bajó sarta de varilla así: 186 varillas 3/4" en buen estado + barra lisa 1 1/4" x 22', se instaló una caja de empaques y se aseguró el pozo.

3.3.2 Llanito 3. Este pozo se encuentra actualmente inactivo. No tiene sarta de producción, y no cuenta con sistema de levantamiento ni línea de producción. El plano se encuentra en condiciones favorables para el ingreso de un equipo de Workover, posiblemente solo se requiera nivelar. La vía está en malas condiciones por lo cual se requiere reparar.

El diseño de producción requiere ó contempla un empaque Modelo G con el que ya se cuenta.

Necesidades:

- Tanque de recolección de Fluidos.
- Carrotanque para retirar la producción recolectada.
- Se requiere intervención con equipo de Workover.

Nota: La última actividad registrada fue un recompletamiento.

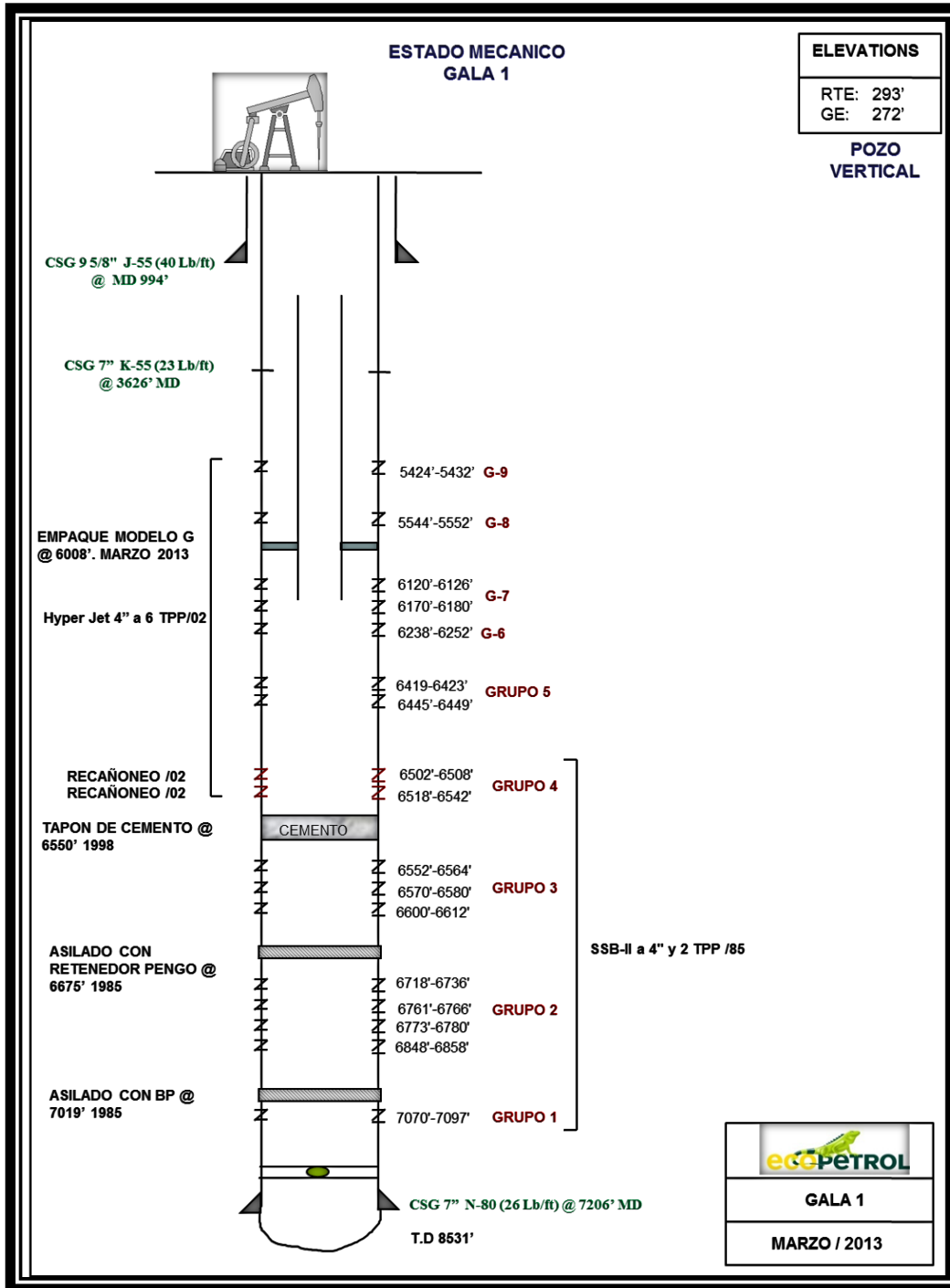
3.3.3. Gala 1. Este pozo se encuentra Activo, el objetivo es producirlo con una Unidad móvil que consuma menos energía que la unidad actual.

Necesidades:

- Pedestal y sistema hidráulico cuando este se requiera.
- Verificar la sarta para la unidad requerida.

Nota: La última actividad realizada fue un cambio de bomba y limpieza de arena el 11 de Abril de 2013.

Figura 16. Estado Mecánico Gala 1



Fuente. Los autores

Bajando Diseño de producción así:

DISEÑO DE PRODUCCIÓN

Tabla 6. Diseño de Producción Gala 1

CANTIDAD	DESCRIPCIÓN	DIAMETRO	LONGITUD
	EMR		23
193	Juntas EUE R8 RII J-55	2 7/8"	5948
1	SeatingNipple	2 7/8"	0,7
2	Juntas EUE R8 RII J-55	2 7/8"	60,6
1	SlidingSleeve ID 2,31	2 7/8"	2,81
1	Pupjoint EUE R8	2 7/8"	2,1
1	Empaque modelo G. de PARKO	6"	2,97
7	Juntas EUE R8 RII J-55	2 7/8"	216
1	Cuello EUE R8	2 7/8"	0,44
LONGITUD TOTAL			6256

Fuente. Los autores

Bajando Diseño de Bombeo así:

DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO

Tabla 7. Diseño del sistema de Bombeo Gala 1

CANTIDAD	DESCRIPCIÓN	DIAMETRO	LONGITUD
1	Barra lisa	1 1/2"	30
4	ponyrods UHS	1"	8
33	Varillasx25 ft G.UHS	1"	825
23	Varillasx25 ft G. D CENTRALIZADAS	1"	575
40	Varillasx25 ft G. D LISAS	1"	1000
40	Varillasx25 ft G. UHS	7/8"	1000
32	Varillasx25 ft G. D LISAS	7/8"	800
67	Varillasx25 ft G. D LISAS	3/4"	1675
1	PonyRod G.D	3/4"	2
1	Bomba Subsuelo 25-200-RXBC - 24-4		22
LONGITUD TOTAL			5937

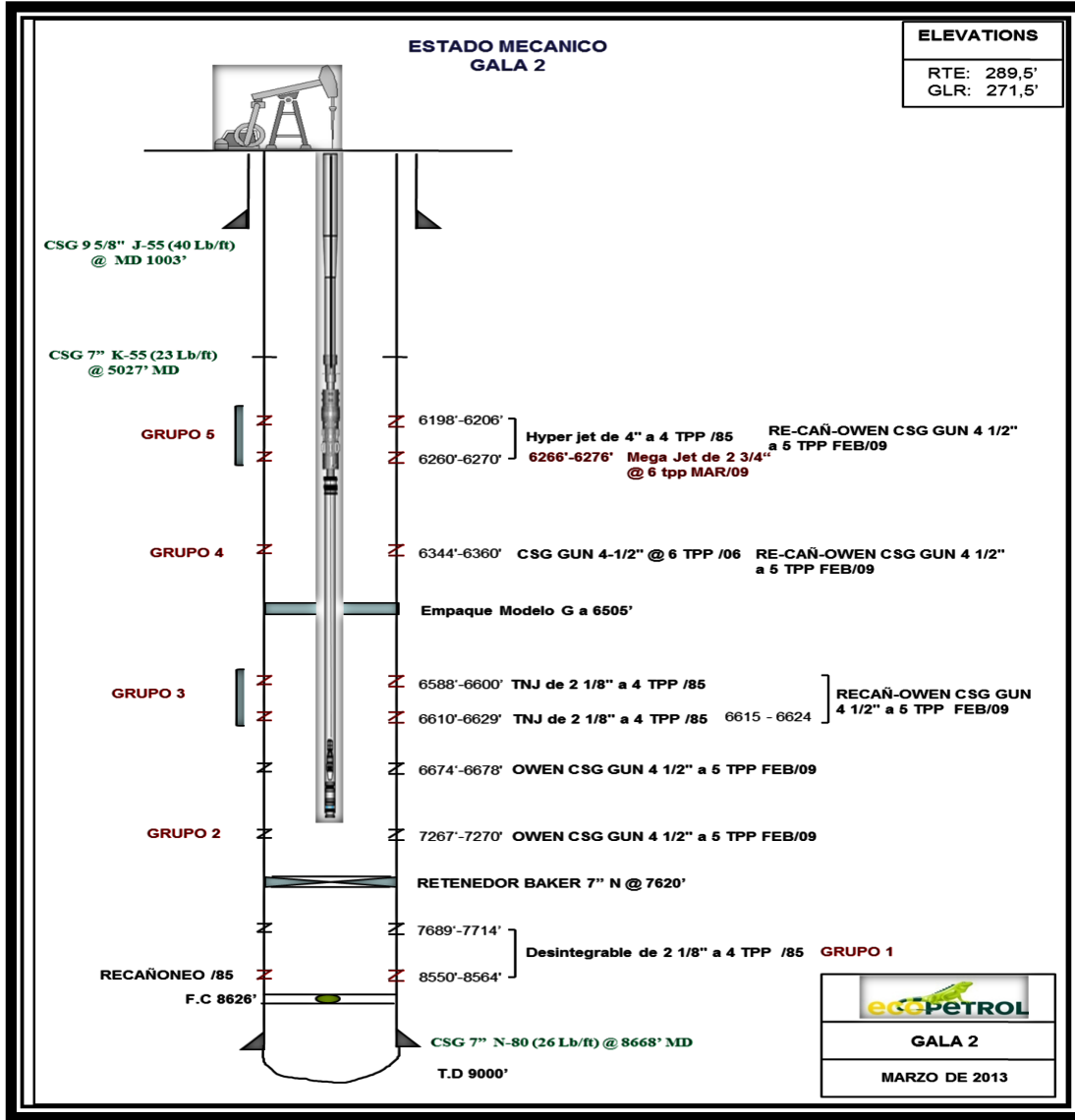
Fuente. Los autores

3.3.4. Gala 2. Este pozo se encuentra Inactivo por falla mecánica, el objetivo es producirlo con una Unidad móvil que consuma menos energía que la unidad actual.

Necesidades:

- Pedestal y sistema hidráulico cuando este se requiera.
- Verificar la sarta para la unidad requerida.
- Se debe ingresar equipo de Varilleo para reparar la sarta.

Figura 17. Estado Mecánico Gala 2



Fuente. Los autores

Nota: La última actividad realizada fue un rediseño y reactivación 1 de Marzo de 2013

Bajando Diseño de producción así:

DISEÑO DE PRODUCCIÓN

Tabla 8. Diseño de producción Gala 2.

CANTIDAD	DESCRIPCIÓN	DIAMETRO	LONGITUD
	EMR	0	18
107	Tubería EUE J-55	3 1/2"	3217,19
1	Crossover	3 1/2" - 2 7/8"	0,5
104	Tubería EUE J-55	2 7/8"	3197
1	SeatingNiple	2 1/2"	1
2	Tubería EUE J-55	2 7/8"	63,68
1	SlidingsleeveSideDoor		2,68
1	PupJoint EUE J55	2 7/8"	2,13
1	Empaque Modelo G con caucho	7"	3,23
10	Tubería EUE J-55	2 7/8"	312,11
1	Cuello	2 7/8"	0,44

Fuente. Los autores

Bajando Diseño de Bombeo así:

DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO

Tabla 9. Diseño del sistema de bombeo Gala 2.

CANTIDAD	DESCRIPCIÓN	DIAMETRO	LONGITUD
1	Barra lisa	1 1/2"	30
2	Ponyrod G.R E	1"	6
76	Varilla GR. E	1"	1900
36	Varilla GR. D	1"	900
71	Varilla GR. E	7/8"	1775
71	Varilla GR. D Central	7/8"	1775
1	PonyRod GR. D	3/4"	2
1	B. 25-200-RXBC-24-4		22
LONGITUD TOTAL			6410

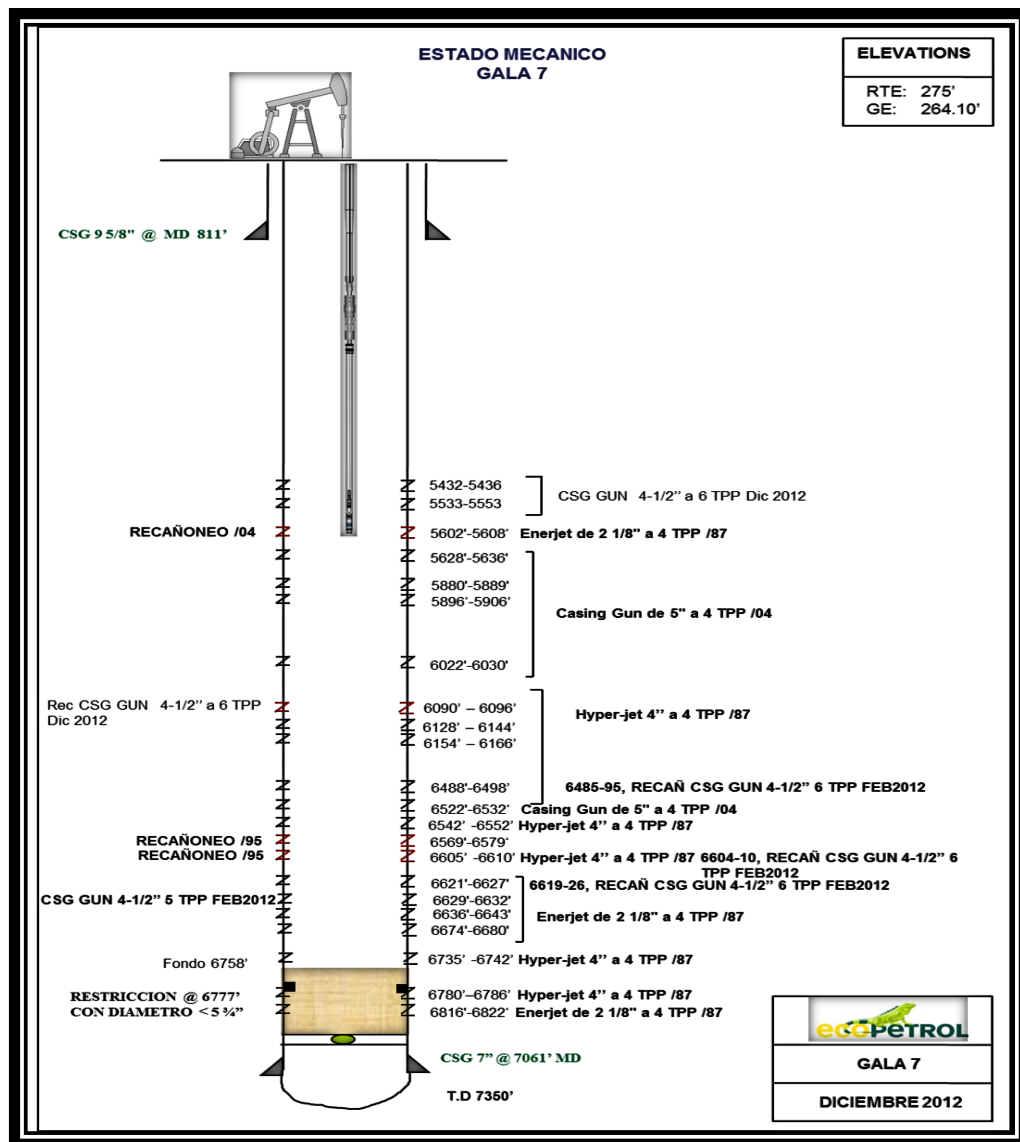
Fuente. Los autores

3.3.5. Gala 7. Este pozo se encuentra Activo, el objetivo es producirlo con una Unidad móvil que consuma menos energía que la unidad actual.

Necesidades:

- Pedestal y sistema hidráulico cuando este se requiera.
- Verificar la sarta para la unidad requerida.

Figura 18. Estado mecánico Gala 7



Fuente. Los autores

Bajando Diseño de Producción así:

DISEÑO DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN

Tabla 10. Diseño del sistema de producción Gala 7

CANTIDAD	DESCRIPCIÓN	DIAMETRO	LONGITUD
1	Barra Lisa	1 1/2"	22
1	Ajuste	1"	2
88	Varilla Lisa G-D	1"	2200
79	Varilla Lisa G-D	7/8"	1975
89	Varilla Lisa G-D	3/4"	2225
1	PonyRod GR. D	3/4"	2
1	Bomba 25-125-RPAC-16-3-1-1		14

Fuente. Los autores

3.3.6. Cluster Gala 8, 12, 13, 17. Estos pozos se encuentran Activos, sin embargo debido a su distancia con respecto a la estación de recolección (Estación tres de Llanito), se pensaría en producirlos a un Tanque ubicado en la misma locación, con el objetivo de incrementar su producción al evitar la alta presión en cabeza de pozo de cada uno.

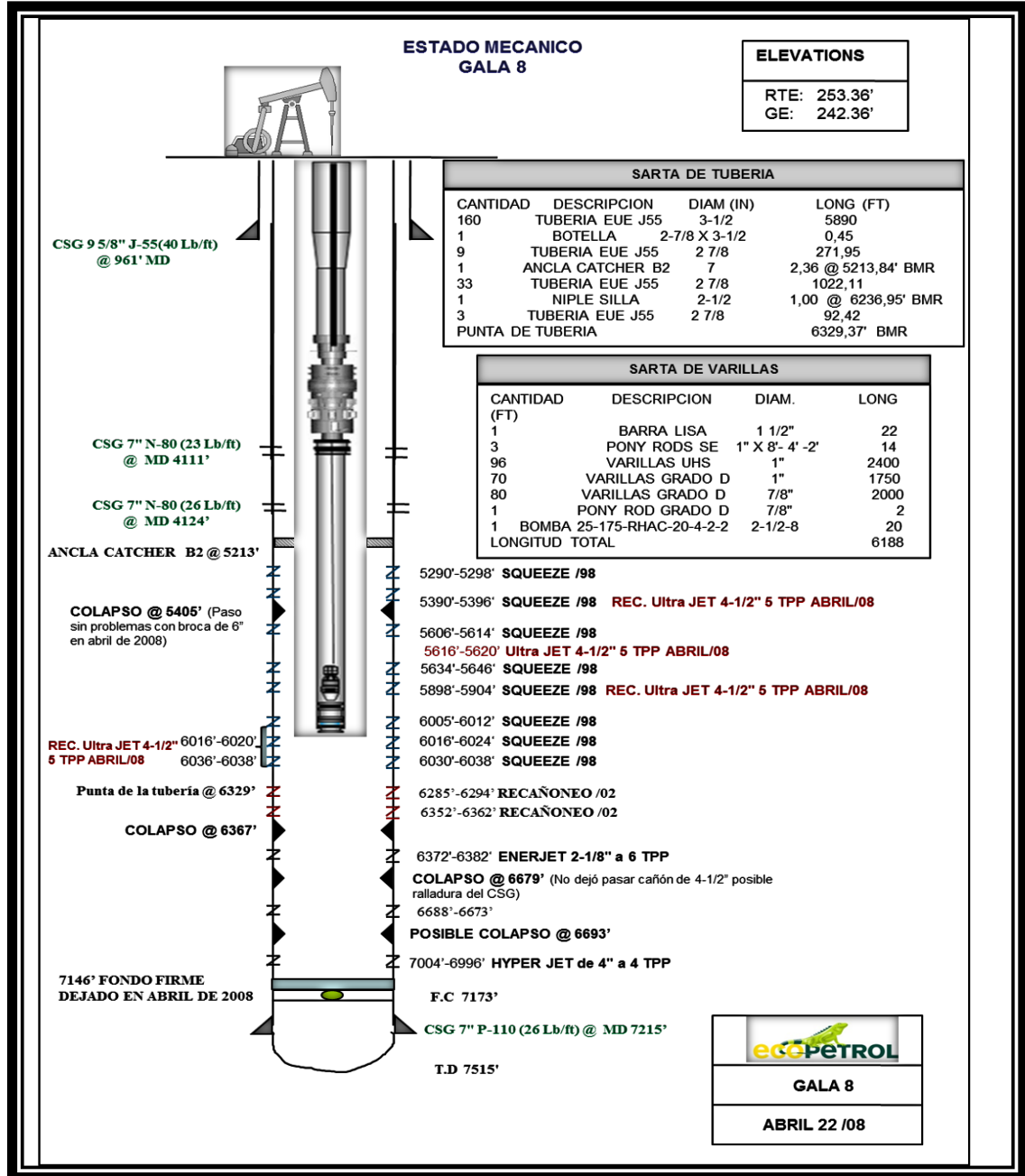
Necesidades:

- Tanque de recolección de Fluidos.
- Bomba de desplazamiento positivo para desplazar la producción una vez sea necesario.

Inicialmente no se requiere intervención con equipo.

3.3.6.1 Gala 8

Figura 19. Estado mecánico Gala 8



Fuente. Los autores

Nota: La última actividad realizada fue cambio de varilla partida y una limpieza de arena el 5 de Marzo de 2012.

Bajando Diseño de Producción así:

DISEÑO DE PRODUCCIÓN

Tabla 11. Diseño de Producción Gala 8

CANTIDAD	DESCRIPCIÓN	DIAMETRO	LONGITUD
	EMR		21
163	Tubería EUE R8 RII J-55	2 7/8"	5042,51
1	Empaque Cherokee	2 7/8"	3,1
15	Tubería EUE R8 RII J-55	2 7/8"	457,5
1	SeatingNiple	2 1/2"	1,1
1	Junta EUE R8 RII J-55	2 7/8"	31,13
LONGITUD TOTAL			5556

Fuente. Los autores

Bajando Diseño de Bombeo así:

DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO

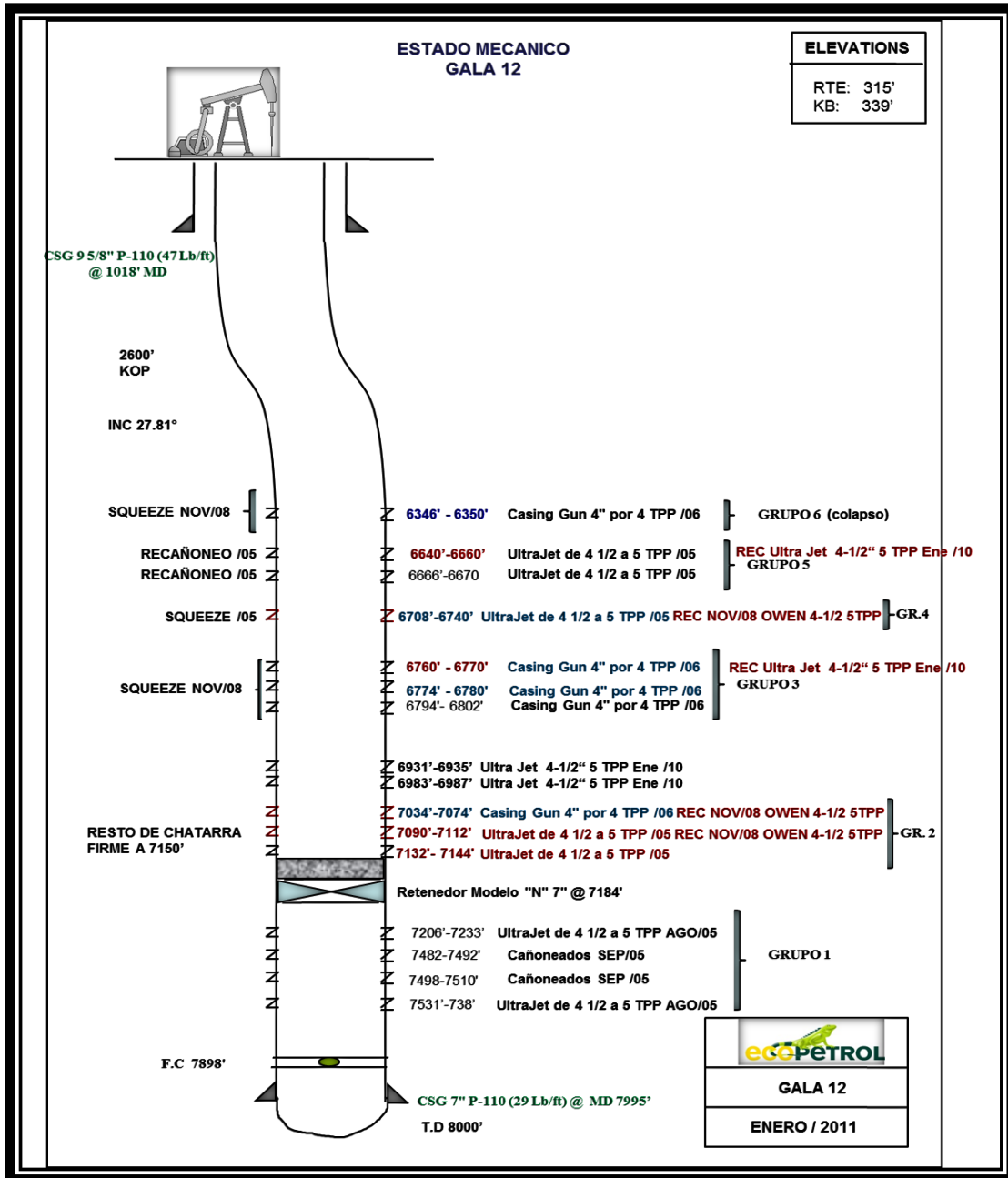
Tabla 12. Diseño del sistema de bombeo Gala 8

CANTIDAD	DESCRIPCIÓN	DIAMETRO	LONGITUD
1	Barra lisa	1 1/2"	26
4	Ponyrod	1"	22
154	Varilla GR. E	1"	3850
65	Varilla GR. D	7/8"	1625
1	Ponyrod	3/4"	2
1	BOMBA INSERTA	2 1/2"	25
LONGITUD TOTAL			5550

Fuente. Los autores

3.3.6.2 Gala 12

Figura 20. Estado Mecánico Gala 12



Fuente. Los autores

GALA 12 Nota: La última actividad realizada fue un cambio de bomba y de varilla partida el 6 de Marzo de 2012.

Bajando Diseño de producción así:

DISEÑO DE PRODUCCIÓN

Tabla 13. Diseño de Producción Gala 12

CANTIDAD	DESCRIPCIÓN	DIAMETRO	LONGITUD
	Mesa Rotaria		24
203	Tubería EUE R8 RII J-55	2 7/8"	6215,68
1	SlidingSleeveSideDoor	2 7/8"	2,83
1	TubingPupJoint	2 7/8"	10,1
1	Empaque Modelo G	7"	3,25
10	Tubería EUE R8 RII J-55	2 7/8"	305,72
1	Niplesilla + Botellas	2"	2,4
4	Tubería EUE R8 RII J-55	2 7/8"	118,22
1	Niple Campana	2 7/8"	2,3
LONGITUD TOTAL			6685

Fuente. Los autores

Bajando Diseño de Bombeo así:

DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO

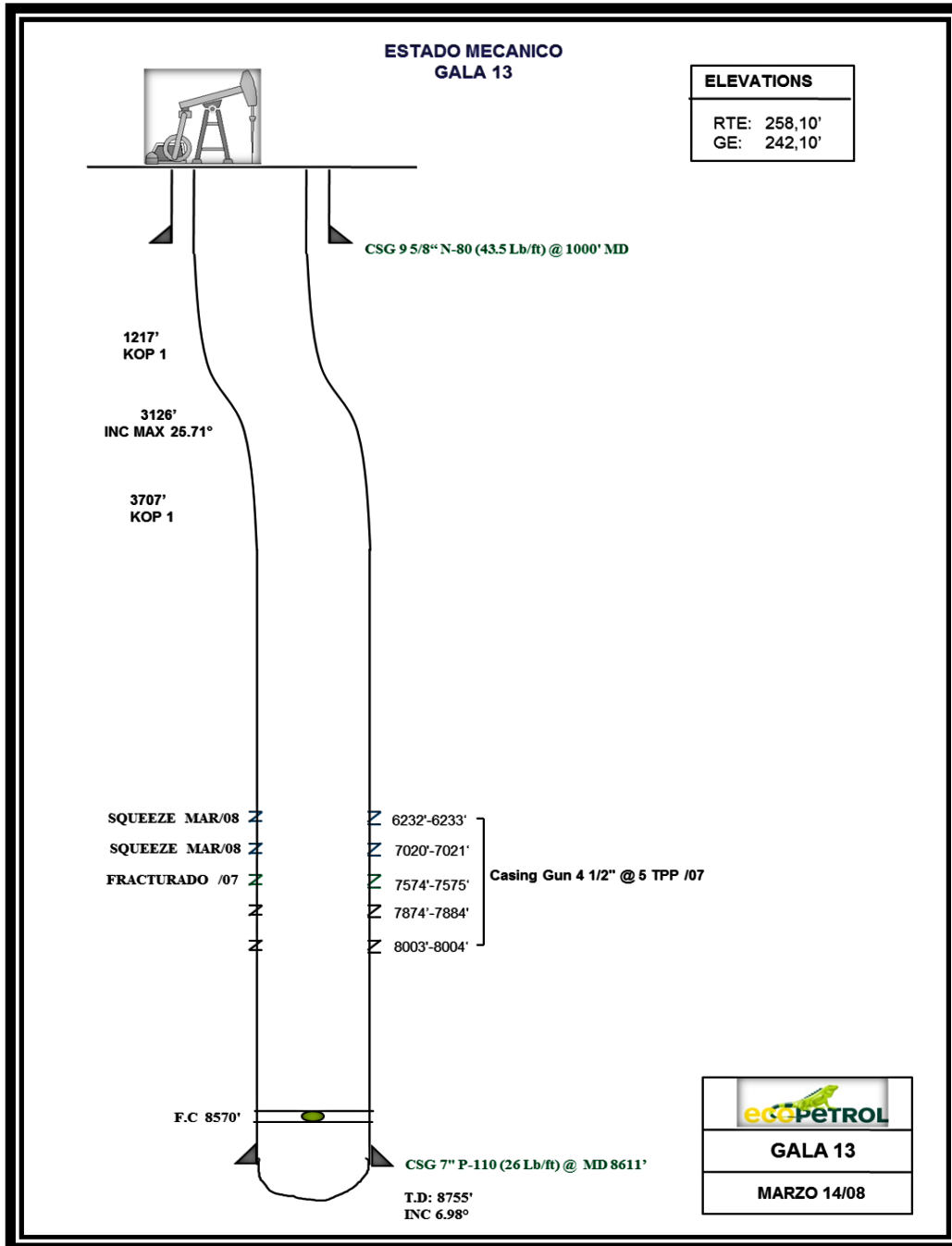
Tabla 14. Diseño del sistema de bombeo Gala 12

CANTIDAD	DESCRIPCIÓN	DIAMETRO	LONGITUD
1	Barra lisa	1 1/2"	22
2	Ponyrod	1"	20
78	Varilla GR. E	1"	1950
96	Varilla GR. D	7/8"	2400
86	Varilla GR. E	3/4"	2150
1	Ponyrod	3/4"	2
1	BOMBA 20-125-RHAC-16-3-1-1		25
LONGITUD TOTAL			6569

Fuente. Los autores

3.3.6.3 Gala 13

Figura 21. Estado mecánico Gala 3



Fuente. Los autores

GALA 13 .Nota: La última actividad realizada fue un cambio de bomba el 28 de Octubre de 2008.

Bajando Diseño de Producción así:

DISEÑO DE PRODUCCIÓN

Tabla 15. Diseño de producción Gala 13.

CANTIDAD	DESCRIPCIÓN	DIAMETRO	LONGITUD
	Mesa Rotaria		16
195	Junta de tubería EUE J55	2 7/8"	6005
1	Empaque AD-1 Sin cauchos	7"	3,3
43	Junta de tubería EUE J55	2 7/8"	1319,14
1	Niplesilla (CON COPLE)	2 1/2"	1,4
3	Junta de tubería EUE J55	2 7/8"	92,65
1	Cuello 2-7/8	2 7/8"	0,44
	LONGITUD TOTAL		7438

Fuente. Los autores

Bajando Diseño de Bombeo así:

DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO

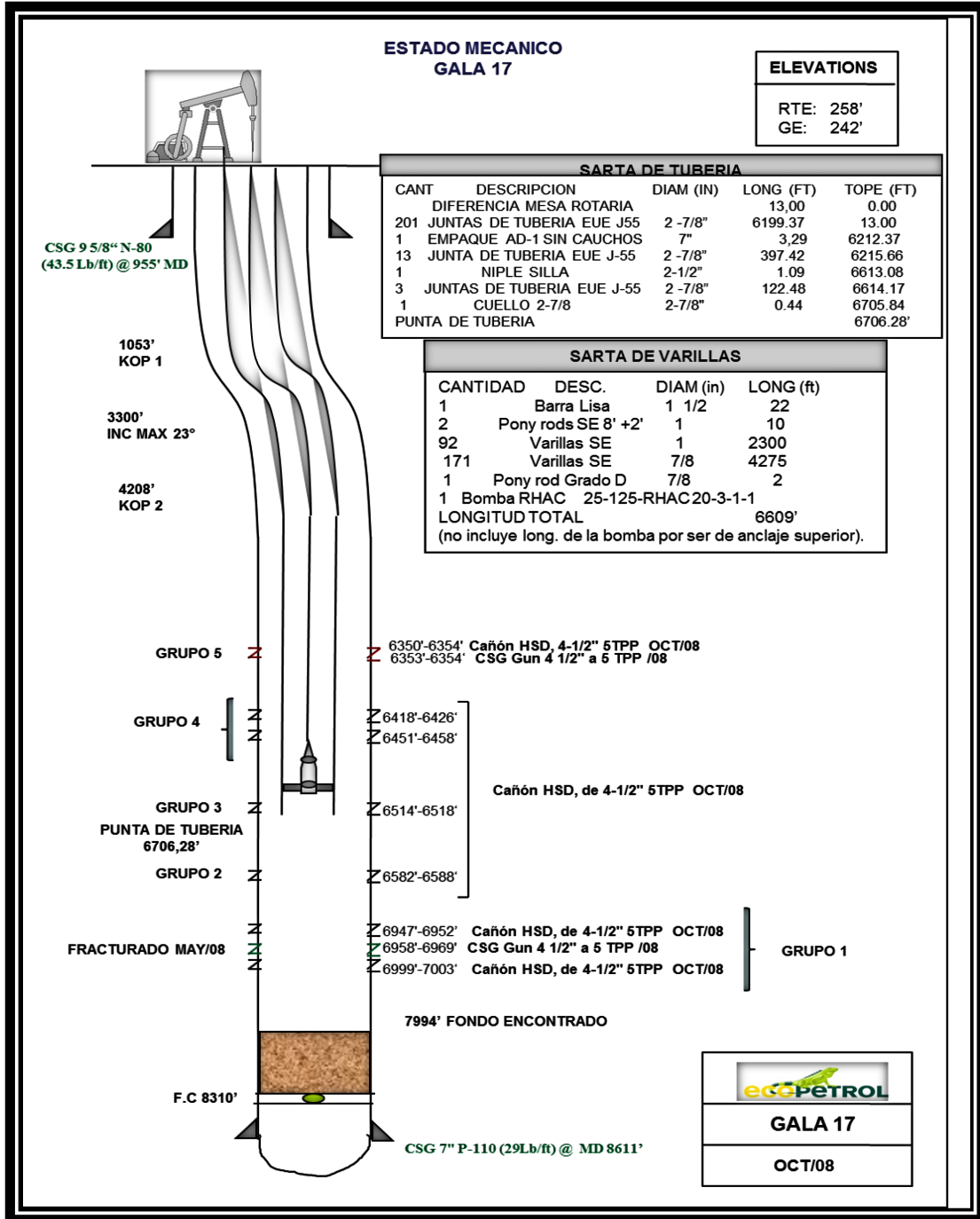
Tabla 16. Diseño del Sistema de Bombeo Gala 13.

CANTIDAD	DESCRIPCIÓN	DIAMETRO	LONGITUD
1	Barra lisa de 1-1/2" X 22	1 1/2"	16
2	Ponyrod de 1" x8'x6'	1"	14
52	Varilla grado especial (Del Pozo - FULL SIZE)	1"	1300
43	Varilla grado D (Slim hole - Nuevas)	1"	1075
99	Varilla grado especial (Nuevas)	7/8"	2475
97	Varilla grado D (Nuevas)	3/4"	2425
1	Ponyrod 3/4" X 2' grado D	3/4"	2
1	Bomba EW: 0176 M - 25-125-RHAC-20-3-1-1	2 1/2"	22
	LONGITUD TOTAL		7329

Fuente. Los autores

3.3.6.4 Gala 17

Figura 22. Estado mecánico Gala 17



Fuente. Los autores

GALA 17 Nota: La última actividad realizada fue una prueba PBU y cañoneo el 31 de diciembre de 2009.

Bajando Diseño de Producción así:

DISEÑO DE PRODUCCIÓN

Tabla 17. Diseño de producción Gala 17.

CANTIDAD	DESCRIPCIÓN	DIAMETRO	LONGITUD
	Mesa Rotaria		13
201	Tubería EUE R8 RII J-55	2 7/8"	6199,37
1	Empaque AD-1 sin cauchos	7"	3,29
13	Tubería EUE R8 RII J-55	2 7/8"	397,42
1	SeatingNipple EUE R8	2 1/2"	1,09
3	Juntas de tubería EUE J-55	2 7/8"	91
1	Cuello	2 7/8"	0,44
LONGITUD TOTAL			6706

Fuente. Los autores

Bajando Diseño de Bombeo así:

DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO

Tabla 18. Diseño del sistema de bombeo Gala 17

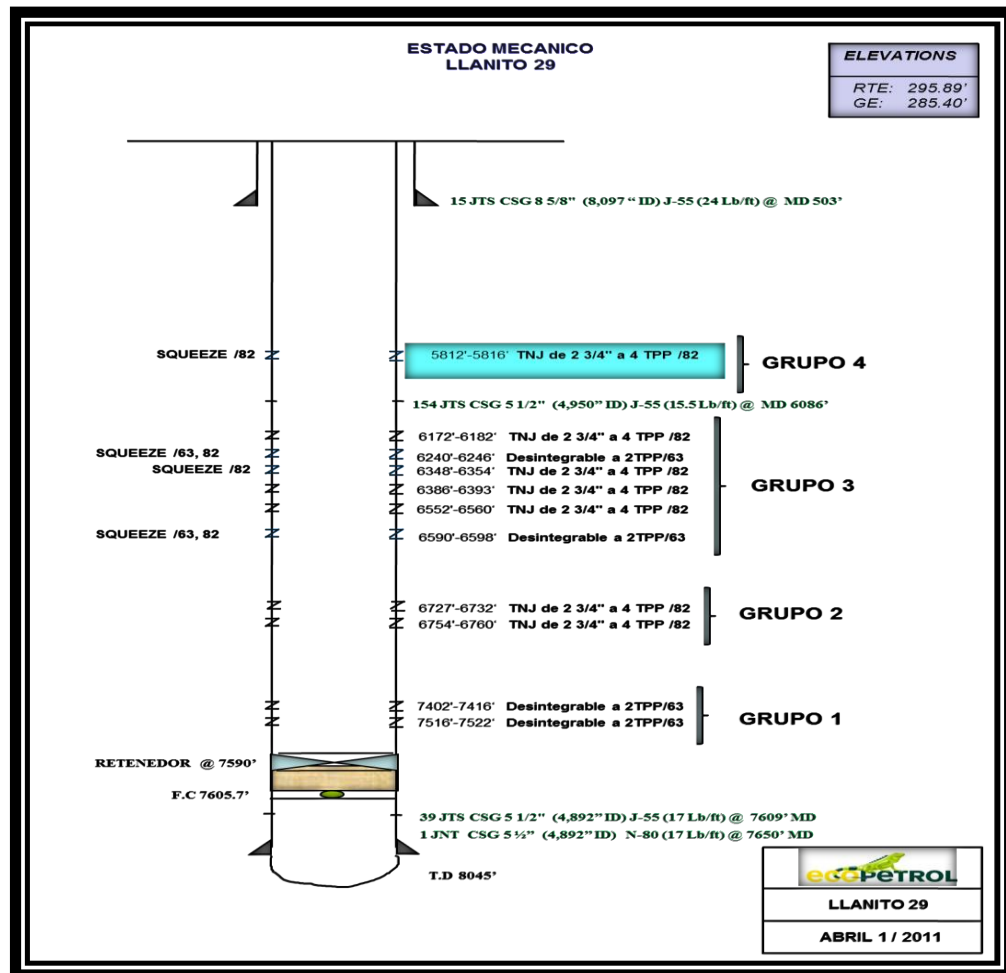
CANTIDAD	DESCRIPCIÓN	DIAMETRO	LONGITUD
1	Barra lisa	1 1/2"	22
1	Ponyrod SE	1"	2
1	Ponyrod SE	1"	8
92	Varilla SE	1"	2300
171	Varilla SE	7/8"	4275
1	Ponyrod grado D	7/8"	2
1	Bomba 25-150 RHAC-20-3-1-1		No incluye
LONGITUD TOTAL			6609

Fuente. Los autores

3.3.7. Llanito 29. Este pozo se encuentra Activo. Sin embargo, debido a su distancia con respecto a la estación de recolección (Estación Tres de Llanito), se pensaría en producirlo solo a un Tanque ubicado en la misma locación, con el objetivo de incrementar su producción al evitar la alta presión en cabeza de pozo. Necesidades:

- Tanque de recolección de Fluidos.
- Bomba de desplazamiento positivo para desplazar la producción una vez sea necesario.

Figura 23. Estado mecánico Llanito 29



Fuente. Los autores

Nota: La última actividad realizada fue una instalación sistema APA (Anti Pollution Stuffing Box Adapter) el 5 de Septiembre de 2011.

Bajando Diseño de Producción así:

DISEÑO DE PRODUCCIÓN

Tabla 19. Diseño de Producción Llanito 29

CANTIDAD	DESCRIPCIÓN	DIAMETRO	LONGITUD
	Mesa Rotaria		11
215	Tubería EUE R8 RII J-55	2 3/8"	6636,62
1	Camisa de circulación	2 7/8"	3
1	Pupjoint EUE	2 3/8"	8
1	Pkr Mod G 17 lb/ft J55	5 1/2"	2,8
10	Tubería EUE R8 RII J-55	2 3/8"	308,29
1	SeatingNipple EUE R8	2"	1
2	Tubería EUE R8 RII J-55	2 3/8"	62,33
LONGITUD TOTAL			7033

Fuente. Los autores

Bajando Diseño de Bombeo así

DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO

Tabla 20. Diseño del sistema de bombeo Llanito 29

CANTIDAD	DESCRIPCIÓN	DIAMETRO	LONGITUD
1	Barra lisa	1 1/2"	22
2	Ponyrod grado D	7/8"	10
58	Varilla grado D nueva	7/8"	1450
105	Varilla grado D nueva	3/4"	2625
114	Varilla grado D usada	3/4"	2850
1	Ponyrod grado D	3/4"	2
1	Bomba 20-125-RPAC-2-0-2		22
LONGITUD TOTAL			6981

Fuente. Los autores

3.4. DISEÑOS DE PRODUCCIÓN CON LA IMPLEMENTACIÓN DE LA UNIDAD DE BOMBEO MECANICO HIDRAULICA

Debido al tiempo de explotación, los yacimientos pertenecientes a los campos en estudio han declinado su presión, por lo cual se ha iniciado el proceso acelerado de producción de arena, el cual trae consigo que el Sistema de Levantamiento Artificial de Bombeo Mecánico presente numerosas fallas en poco tiempo.

Una variación moderna del Bombeo Mecánico, es el Bombeo Mecánico Hidráulico, cuya ventaja frente a la problemática del arenamiento, es la disminución de la velocidad de Bombeo, y el aumento del recorrido. Actualmente las Unidades de Bombeo Mecánico Convencionales de los Activos en mención alcanzan hasta 4 SPM (estroques por minuto), y 168 pulgadas de recorrido; con las Unidades de Bombeo Mecánico Hidráulicas se alcanzarían valores de hasta 0,5 SPM y 260 pulgadas de recorrido (en caso de emplear los equipos de mayor tamaño). Otras ventajas son menores costos operacionales, y menores costos de inversión.

Esta forma de trabajo del Bombeo Mecánico a bajos estroques y altos recorridos es una buena práctica de la Industria Venezolana aplicada en campos con alta producción de arena y fluidos viscosos durante años.

En el campo Casabe Sur de Ecopetrol S.A., se han venido instalando sistemas similares para aplicar dicha práctica, cuyo desarrollo ha sido satisfactorio, tomándose la decisión de instalar este tipo de equipos, llegando a la suma de 7.

Los equipos mecánico hidráulicos deben contar con las siguientes características para los diseños de producción; Aunque los diseños de producción varían dependiendo de la productividad específica de cada pozo, la profundidad de las

zonas productoras, la geometría del pozo (*survey*), se generaliza para facilitar la consecución de los equipos de la siguiente forma:

Motor hidráulico equivalente a una potencia de 30 HP.

Pedestal para Capacidad de carga superior a 16000 Libras y 168 pulgadas de recorrido.

Sistema de alimentación Hidráulico. (El oferente dispone de las condiciones de consumo y presión del sistema hidráulico requerido para la carga y recorrido solicitado)

La profundidad de la bomba será a una media de 5500 pies.

La profundidad del nivel de fluido será para condiciones de simulación de 5300 pies (críticas).

La bomba del pozo será de 1-1/4”.

La varilla tendrá un diseño API 77.

El sistema trabajará con Tubería de producción de 2-7/8”.

El porcentaje de carga en las varillas no deberá sobrepasar el 80%.

Si se requiere, la unidad deberá tener contrabalanceo y el oferente deberá garantizar la calidad del cable.

El sistema deberá contar con un actuador hidráulico que permita de forma sencilla realizar los cambios de recorrido.

En este caso, la unidad se podrá operar con un recorrido de 168", y a 1 estroque por minuto, lo cual reducirá drásticamente el tiempo medio entre fallas, teniendo en cuenta que actualmente estos sistemas se encuentran entre 4 y 6 estroques por minuto.

4. ANALISIS FINANCIERO

Con la intención de evaluar si es factible aplicar los trabajos recomendados en este proyecto, en este capítulo se organizaron los costos del proyecto, con el objetivo de ser comparados con la productividad incremental de la campaña.

4.1. COSTOS OPERATIVOS:

En este valor se tienen en cuenta todos los costos generados por la instalación de las facilidades y de las unidades hidráulicas, los servicios de precio fijo aquí considerados son los siguientes:

Tabla 21. Servicios de precio fijo

PRUEBA 30 DÍAS				
	Valor (\$Col)	Tasa De Cambio	Valor (USD)	Valor + IVA
TARIFA DE EQUIPOS	\$ 127.500.000	\$ 1.780	\$ 71.629	\$ 83.090
PERSONAL	\$ 100.500.000	\$ 1.780	\$ 56.461	\$ 65.494
MOVILIZACIONES	\$ 198.000.000	\$ 1.780	\$ 111.236	\$ 129.034

US\$ 277.618

PRUEBA 90 DÍAS				
	Valor (\$Col)	Tasa De Cambio	Valor (USD)	Valor + IVA
TARIFA DE EQUIPOS	\$ 382.500.000	\$ 1.780	\$ 214.888	\$ 249.270
PERSONAL	\$ 301.500.000	\$ 1.780	\$ 169.382	\$ 196.483
MOVILIZACIONES	\$ 198.000.000	\$ 1.780	\$ 111.236	\$ 129.034

US\$ 574.787

PRUEBA 180 DÍAS				
	Valor (\$Col)	Tasa De Cambio	Valor (USD)	Valor + IVA
TARIFA DE EQUIPOS	\$ 654.075.000	\$ 1.780	\$ 367.458	\$ 426.251
PERSONAL	\$ 532.750.500	\$ 1.780	\$ 299.298	\$ 347.186
MOVILIZACIONES	\$ 198.000.000	\$ 1.780	\$ 111.236	\$ 129.034

US\$ 902.471

PRUEBA 360 DÍAS				
	Valor (\$Col)	Tasa De Cambio	Valor (USD)	Valor + IVA
TARIFA DE EQUIPOS	\$ 1.308.150.000	\$ 1.780	\$ 734.916	\$ 852.502
PERSONAL	\$ 1.065.501.000	\$ 1.780	\$ 598.596	\$ 694.371
MOVILIZACIONES	\$ 1.188.000.000	\$ 1.780	\$ 667.416	\$ 774.202

US\$2.321.076

Fuente. Los autores

Adicional a estos costos se debe presupuestar el costo que se genera al ejecutar tres trabajos 2 de Workover 1 un Well Services en pozos con daño en fondo. En la siguiente tabla se discretizan los costos de cada servicio.

Tabla 22. Costos de cada servicio

	TOTAL
TRABAJO DE WO LLANITO 1	\$ 250.000
TRABAJO DE WO LLANITO 3	\$ 250.000
TRABAJO DE WS GALA 2	\$ 100.000

\$ 600.000

Fuente. Los autores

En la siguiente tabla se detalla el crudo incremental que se espera obtener al momento de iniciar el proyecto y durante toda la vida del mismo.

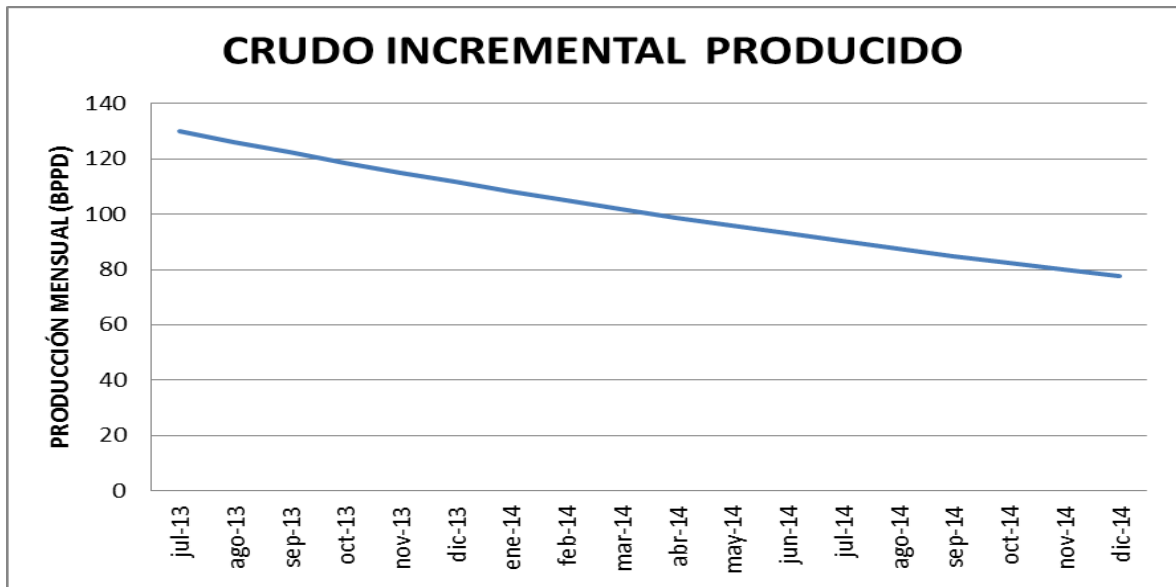
Tabla 23. Crudo incremental Producido.

	CRUDO INCREMENTAL PRODUCIDO									total
	LLANTO 1	LLANTO 3	GALA 1	GALA 2	LLANTO 29	GALA 8	GALA 12	GALA 13	GALA 17	
jul-13	30	30	15	15	10	10	10	5	5	130
ago-13	29,1	29,1	14,6	14,6	9,7	9,7	9,7	4,9	4,9	126
sep-13	28,2	28,2	14,1	14,1	9,4	9,4	9,4	4,7	4,7	122
oct-13	27,4	27,4	13,7	13,7	9,1	9,1	9,1	4,6	4,6	119
nov-13	26,6	26,6	13,3	13,3	8,9	8,9	8,9	4,4	4,4	115
dic-13	25,8	25,8	12,9	12,9	8,6	8,6	8,6	4,3	4,3	112
ene-14	25,0	25,0	12,5	12,5	8,3	8,3	8,3	4,2	4,2	108
feb-14	24,2	24,2	12,1	12,1	8,1	8,1	8,1	4,0	4,0	105
mar-14	23,5	23,5	11,8	11,8	7,8	7,8	7,8	3,9	3,9	102
abr-14	22,8	22,8	11,4	11,4	7,6	7,6	7,6	3,8	3,8	99
may-14	22,1	22,1	11,1	11,1	7,4	7,4	7,4	3,7	3,7	96
jun-14	21,5	21,5	10,7	10,7	7,2	7,2	7,2	3,6	3,6	93
jul-14	20,8	20,8	10,4	10,4	6,9	6,9	6,9	3,5	3,5	90
ago-14	20,2	20,2	10,1	10,1	6,7	6,7	6,7	3,4	3,4	87
sep-14	19,6	19,6	9,8	9,8	6,5	6,5	6,5	3,3	3,3	85
oct-14	19,0	19,0	9,5	9,5	6,3	6,3	6,3	3,2	3,2	82
nov-14	18,4	18,4	9,2	9,2	6,1	6,1	6,1	3,1	3,1	80
dic-14	17,9	17,9	8,9	8,9	6,0	6,0	6,0	3,0	3,0	77

Fuente. Los autores

Gráficamente tenemos:

Grafica 1. Crudo incremental Producido.



Fuente. Los autores

El precio del petróleo para los crudos del Magdalena medio propiedad de Ecopetrol S.A. oscila entre USD 50 y USD 65 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 USD 17 por barril. 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 63.32 Por barril.

El gas, es comercializado en un precio de USD 3.5 por cada mil pies cúbicos de gas.

Se revisan tres escenarios para la evaluación del proyecto (3 meses, 6 meses y un año). Las regalías del campo son del 20% debido a encontrarse en periodo de explotación y desarrollo.

ESCENARIOS

Para el análisis económico de dichos escenarios se tiene la siguiente tabla que deja ver un panorama mucho más amplio.

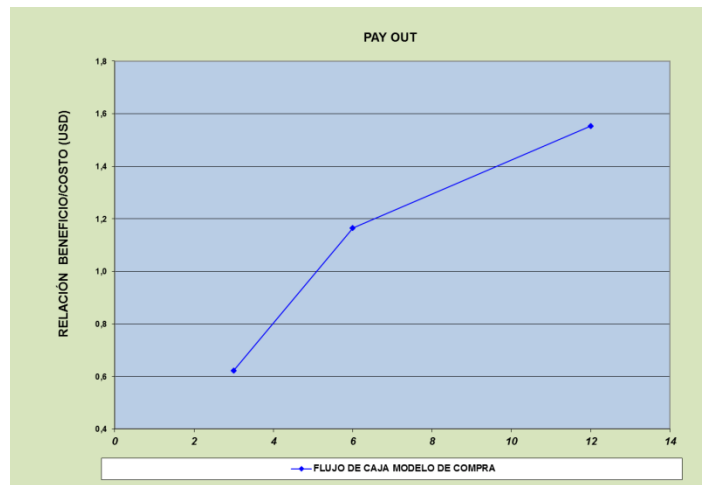
Tabla 24. Conclusiones Facilidades móviles campos Llanito y Gala.

PROYECTO POZOS INACTIVOS Y MARGINALES CAMPOS LLANITO GALA			
PERIODO DE EVALUACIÓN (MESES)	3	6	12
INVERSIÓN (USD)	\$ 574.787	\$ 902.471	\$ 2.321.076
TASA DE DESCUENTO	11%	11%	11%
VPN (USD)	-\$ 538.693	\$ 417.670	\$ 3.548.286
TIR	-16%	7%	12%
TVR	-15%	3%	4%
RELACIÓN (BENEFICIO/COSTO)	0,6	1,2	1,6
EFI	-0,6	0,5	4,0

Fuente. Los Autores

Los indicadores financieros, permiten observar que el proyecto es rentable, arrojando unas ganancias de USD\$3.548.286 a un año, esto, con un cubrimiento de la deuda en 5 meses.

Grafica 2. Relación costo beneficio Facilidades móviles



Fuente. Los Autores

En la siguiente tabla se anexa evaluación de los perfiles y una inversión asociada de USD\$2.321.076, sin incluir costos operativos.

Tabla 25. Evaluación de los perfiles

LLANITO	
INVERSIÓN (USD)	\$ 2.321.076
TASA DE DESCUENTO	11%
VPN (USD)	\$ 164.000
TIR	26%
EFI	0,07
PRECIO (USD/BL)	\$ 63,32
REGALIAS	20%

Fuente. Los autores

5. CONCLUSIONES

- Los indicadores financieros, permitieron definir que el proyecto es rentable, arrojando unas ganancias de USD\$3.548.286 a un año, esto, con un cubrimiento de la deuda en 5 meses.
- El modelo financiero recomienda un periodo superior de evaluación de 6 meses, ya que el sexto es el primer mes donde el retorno de la inversión ya ha cubierto la deuda.
- El incremental inicial de los pozos, se encuentra en 130 barriles por día, de acuerdo a la revisión técnica de la productividad que podrían alcanzar, con esta producción se consigue rentabilidad en el proyecto siempre y cuando la declinación se mantenga en las condiciones normales del campo.
- Las unidades mecánico hidráulicas cuentan con ventajas operativas y económicas sobre las unidades de bombeo mecánico convencional, tales como la inversión, el fácil cambio de strokes por minuto, y el cambio de recorrido. Por estas razones, es el sistema de levantamiento ideal para pozos marginales.
- La aplicación de tanques en cabeza de pozo, permitirá un incremental de producción debido a las restricciones de flujo que actualmente presenta el campo, y que afecta a los pozos de baja productividad.

6. RECOMENDACIONES

- En caso de realizar la ejecución del proyecto, el seguimiento a las variables operativas es fundamental, ya que los estados financieros del proyecto se verían afectados fuertemente en caso de presentarse fallas mecánicas en los pozos del mismo.
- En caso de ejecutar el proyecto piloto, y verificar sus ventajas financieras, se recomienda realizar la expansión del mismo a otros pozos del campo y a otros campos donde aplique.
- Realizar un análisis nodal integrado a todo el campo, para mejorar la recolección de flujo y evitar las restricciones que le genera a los pozos actualmente en algunos sectores del campo.

BIBLIOGRAFÍA

1. AGIZA M.N., Sahheen S.E. And Barawi S.A.: “Marginal oil fields, profitable oil at low reserves: How?” Paper SPE 30035. Simposio de evaluación y economía de los hidrocarburos, Dallas. Marzo. 1995.
2. BAKES, P.A., ROBB, D.W., Rasmussen, C.J., and Tracy, K.F.: “Horizontal Wells in Yemen make a marginal field economic” Paper SPE 37058. Conferencia internacional de tecnología de pozos horizontales. Calgary, Canadá. Noviembre. 1996.
3. BRAVO Mendoza, Oscar y SANCHEZ Celis, Marleny. Gestión Integral de Riesgos. Tercera Edición, Publicado por Bravo & Sanchez EU. Bogotá, 2009.
4. KHALI. K. RAI, R.; AND MUKERJIE R.K.: Artificial Lift methods for marginal fields”. Paper SPE 21696. Simposio de Operaciones de producción en Oklahoma, 1991.
5. LOZANO, G. Eduardo. Estudio integrado de yacimientos campos llanito Gala. Ecopetrol. Bogotá, 2003
6. WELL ANALYZER AND TWM Software. Operating Manuel Echometer Company.

ANEXO

Anexo A. Unidades Hidráulicas de Bombeo Mecánico Con Motor A Gas

1. DATOS TÉCNICOS:

Cada unidad hidráulica de bombeo mecánico, está denominada por un código de referencia. En este caso es el C-25-8-60-8 – GAS; Este código indica que la unidad posee un motor a gas (C) de 25 KW en la bomba principal de alta presión, capacidad de 8000 lbf, 60 pulgadas de recorrido, y 8 golpes por minuto en condiciones normales.

2. COMPONENTES:

2.1 Unidad Hidráulica de Potencia

- a) Un motor a Gas Marca Deutz Referencia. GF3L913 DE 25 KW @ 1500 RPM
- b) Una Bomba VICKERS Ref: 2520VQ.
- c) Una válvula de alivio con venteo marca VICKERS Ref: CT 05
- d) Una válvula solenoide on-off NA marca VICKERS, ref: DG4V-3S. 12V DC
- e) Una válvula cheque de caudal marca VICKERS de 3/4" por 3000 psi.
- f) Una válvula reguladora de caudal marca VICKERS de 3/4" por 3000 psi.

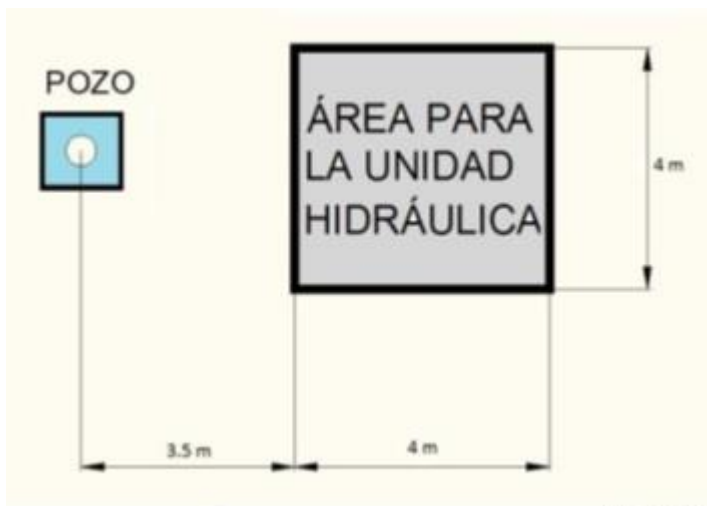
2.2 Pedestal

- a) Estructura en tubo redondo de 2 in.
- b) Sensores finales de carrera Marca Siemens

3. INSTALACIÓN:

Para instalar las unidades hidráulicas de bombeo mecánico, es necesario cumplir con las siguientes condiciones:

- a) Un área cercana al pozo nivelada y estable de aproximadamente 4X4 m (no es necesario que sea en concreto). Ver figura 1.

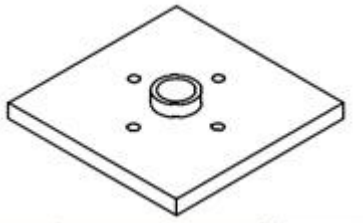


Área para instalar la unidad de bombeo.

3.1. Pasos para la instalación de la base, pedestal y actuador hidráulico:

3.1.1. Colocar un sustituto de 2 7/8" de un pie de largo en la brida de producción.

3.1.2. Roscar sobre el sustituto la base del pedestal (figura 2), la cual tiene una unión de 3.5 in. Soldada en la mitad.



Base del pedestal

3.1.3. Colocar sobre la base, el pedestal, el cual ya tiene instalado el actuador hidráulico (Imagen 1) y se atornilla con cuatro tornillos a dicha base. Ver figura 3.



Pedestal y base acoplados

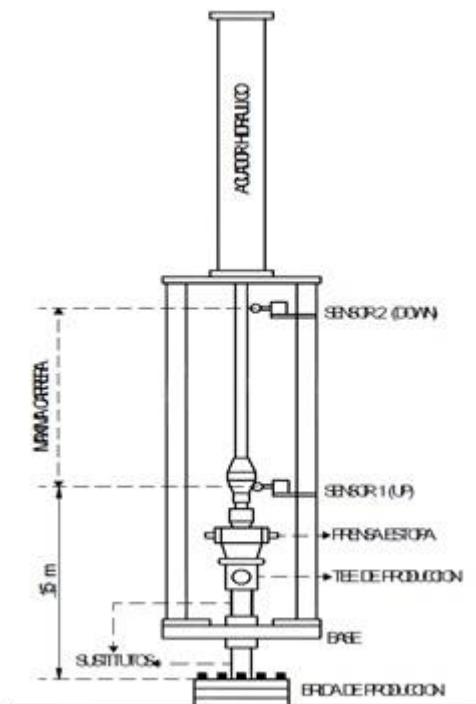
3.1.4. Instalar un sustituto en la parte superior de la base para poder colocar encima de este la te de producción y las prensaestopas.



Actuador Hidráulico

3.1.5. Acoplar la barra pulida y el vástago del actuador hidráulico con una unión para varillas de 7/8" sin ir a girar la barra pulida.

3.1.6. Conectar las mangueras de alta presión y la línea de retorno de aceite. La figura 4, muestra cómo debe quedar instalada la base, el pedestal y el actuador hidráulico.



Base, pedestal y actuador hidráulico.

3.2. Pasos para la instalación de la unidad hidráulica de bombeo mecánico:

3.2.1. Ubicar la unidad hidráulica a una distancia entre 3 y 3,5 metros del centro del pozo, de tal manera que la salida y entrada de las mangueras queden apuntando hacia dicho pozo.

3.2.2. Conectar los acoples Jic al pedestal y a la unidad hidráulica.

3.2.3. Conectar los cables de las señales de los finales de carrera a la unidad hidráulica.



Imagen 2. Unidad hidráulica de bombeo mecánico.

Finalizado este proceso la unidad puede ponerse en marcha. La imagen 2, muestra una unidad hidráulica de bombeo mecánico.

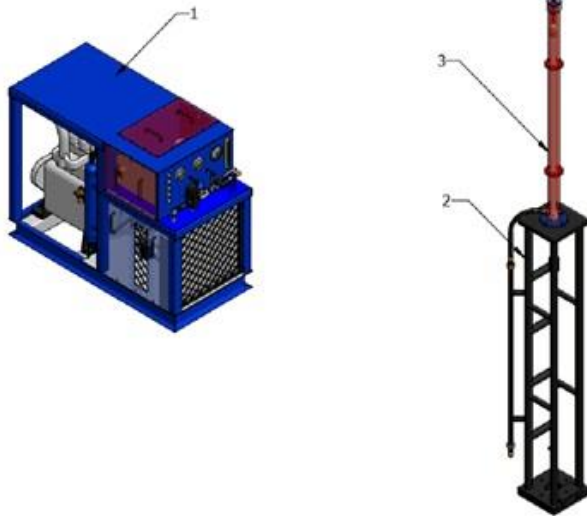
TABLA DE FALLAS

FALLA	CAUSA	PROCEDIMIENTO
Paro repentino de la unidad.	Recalentamiento	Revise el panel de control, si el bombillo de color amarillo se encuentra encendido, hay una alarma por temperatura de aceite, recircule el aceite hasta que baje la temperatura (<60°C)
Apagado de la unidad.	Nivel de aceite bajo	Revise el visor de aceite y verifique fugas. Posteriormente corrija fugas apretando o cambiando el elemento que genera la fuga. Llene con aceite hidráulico hasta el nivel indicado.
Apagado de la unidad.	Sensor de nivel de aceite dañado	Verifique que el flotador está correctamente instalado puesto que la turbulencia del aceite puede llegar a desajustar el flotador, posteriormente revise el censor de nivel de aceite midiendo continuidad con el multimetro, y remplace si este está dañado
Paro repentino de la unidad.	Desconexión o daño en la tarjeta electrónica	Revise que el led de la tarjeta enciende cuando recibe la señal del sensor inferior del pedestal. Si no registra, revise si acciona con el pulsador que se encuentra en paralelo al sensor inferior del pedestal ubicado en el panel de control eléctrico de la máquina. Si no registra revise que las borneras están bien ajustadas y repita pasos anteriores. Si no funciona debe cambiar el relé de la tarjeta. Si no funciona se debe cambiar la tarjeta.
Paro repentino de la unidad.	Daño en la válvula solenoide	Cambie la solenoide y pruebe. Si no funciona, cambie la válvula y la solenoide.
Paro repentino de la unidad.	Termostato no calibrado	Revise que la temperatura del termostato es de 70°C, ubicar en ese punto si registra una calibración distinta, verificar continuidad y reemplazar si está dañado.
Paro repentino de la unidad.	Daño en sensores finales de carrera	Comprobar continuidad en sensores y reemplazar si está dañado.
Paro repentino de la unidad.	Ruptura en acople flexible entre motor y bomba hidráulica	Verificar estado óptimo del acople y lubricar, si la falla persiste, cambie el acople de cadena.
Disminución de potencia	Falla de válvula solenoide por material particulado	Desarmar válvula solenoide, verificar que no hay elementos que impiden el sello de esta válvula. Armar y probar. Si la falla continua, se debe cambiar la válvula solenoide.
Cavitación	Obstrucción en la succión de la bomba.	Abrir completamente la válvula, revisar posibles taponamientos.
Disminución de potencia	Condiciones variables del gas.	Revisar presión de entrada del gas y filtro de aire. Las composición del gas varía según la condición del pozo y/o separador, revisar la composición química del gas recomendada por el fabricante.
Disminución de potencia	Daño en las bujías	Revisar bujías, cambiar en caso de daño y revisar condiciones operativas del motor (nivel de aceite, temperatura de operación)

DESCRIPCIÓN DE COMPONENTES

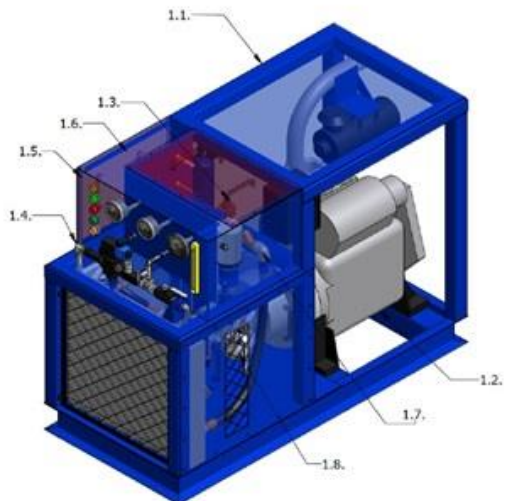
6.1. UNIDAD HIDRAULICA DE BOMBEO MECANICO – MOTOR A GAS

1	UNIDAD DE POTENCIA MOTOR A GAS
2	PEDESTAL UNIDAD DE POTENCIA A GAS
3	ACTUADOR HIDRAULICO Ø 3 IN X 60 IN



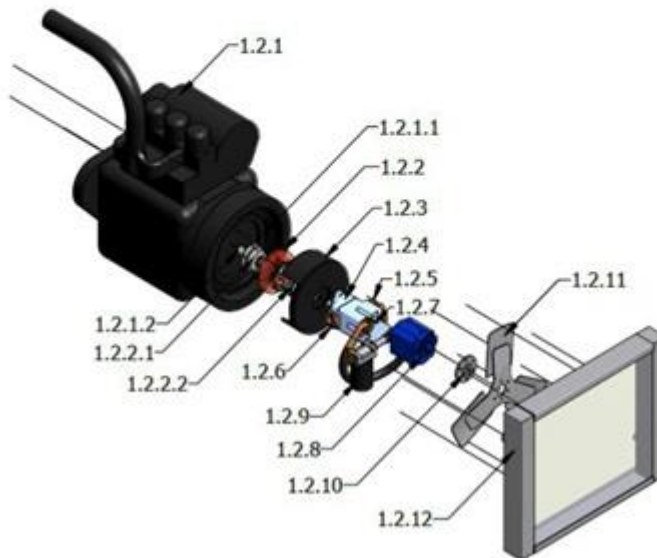
6.1.1. UNIDAD DE POTENCIA A GAS

1.1.	CHASIS ESTRUCTURA
1.2.	TREN MOTOR
1.3.	SCRUBER
1.4.	LINEA DE PRESION
1.5.	TABLERO DE INSTRUMENTACION
1.6.	TABLERO DE CONTROL
1.7.	LINEA HIDRAULICA TANQUE
1.8.	SUCCION BOMBA VICKERS 2520VQ.



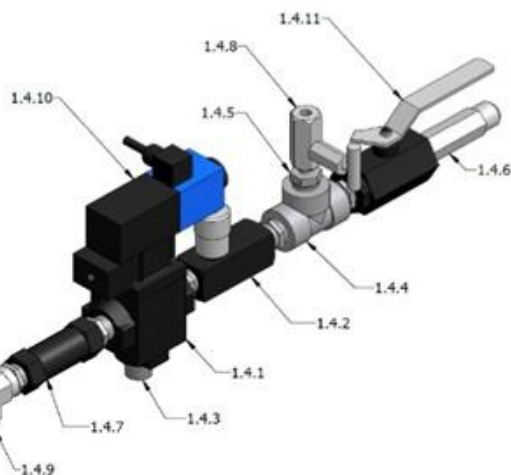
6.1.2. TREN MOTOR

1.2.TREN MOTOR	1.2.6. BRIDA MEDIA LUNA N°16
1.2.1. MOTOR A GAS MARCA DEUTZ GF3N913	1.2.7. BRIDA MEDIA LUNA N°12
1.2.2.ACOPLE REX OMEGA E-20	1.2.8. MOTOR HIDRAULICO REF.
1.2.2.1. MANZANA ACOPLE REX OMEGA E-20 EJE MOTOR GAS	1.2.9.FILTRO DE ACEITE REF 573082 Ø 1 IN MARCA VICKERS
1.2.2.2. MANZANA ACOPLE REX OMEGA E-20 EJE BOMBA 2520 VQ VICKERS	1.2.10. MANZANA ACOPLE MOTOR HIDRAULICO – VENTILADOR
1.2.3. CAMPANA ACOPLE MOTOR-BOMBA	1.2.11. VENTILADOR 3 ASPAS Ø 26 IN
1.2.4. BOMBA VICKERS 2520VQ	1.2.12. RADIADOR 9 HILERAS Ø 3/8" COBRE
1.2.5. BRIDA MEDIA LUNA N°40	



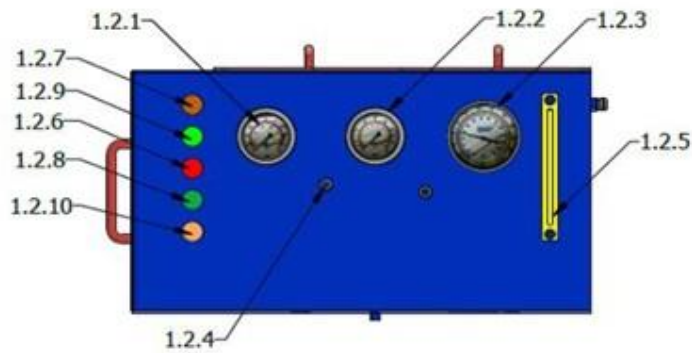
6.1.4. LÍNEA DE PRESIÓN HIDRÁULICA

1.4.1. VÁLVULA DE ALVIO Ø ½ IN CT5-060A-FMU-85-100 VICKERS	1.4.7. CHEQUE-VICKERS Ø ½ IN
1.4.2. VÁLVULA REGULADORA DE CAUDAL Ø ½ IN VICKERS	1.4.8. VÁLVULA DE AGUJA Ø ½ H-M
1.4.3. ADAPTADOR RECTO Ø ½	1.4.9. CODO HEMBRA Ø ½ IN NPT X ½ IN NPT
1.4.4. TEE RECTA 3000 Lbs Ø ½	1.4.10. SOLENOIDE 4-CT5 060A Ø ½ IN
1.4.5. REDUCCIÓN BUSHING ½ X ½ IN	1.4.11. VÁLVULA BOLA 3000 Lbs Ø ½ IN
1.4.6. NIPLE SALIDA LÍNEA DE PRESIÓN Ø ½	



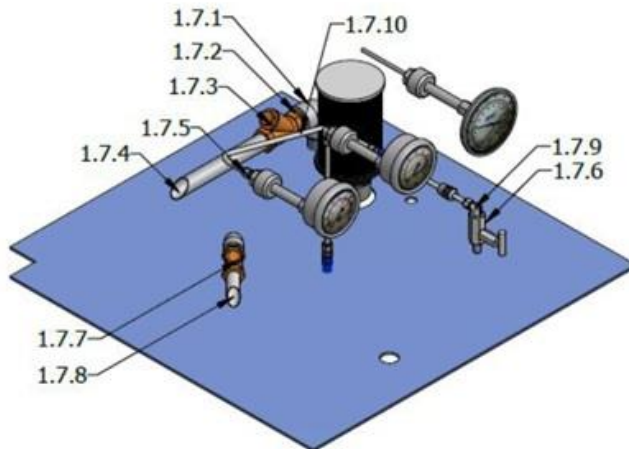
6.1.5. TABLERO DE INSTRUMENTACIÓN

1.2. TABLERO
1.2.1. MANOMETRO DE MARCA WIKA
1.2.2. MANOMETRO
1.2.3. MANOMETRO
1.2.4. PRENSAESTOPA
1.2.5. VISOR DE NIVEL DE ACEITE MARCA STAUFF
1.2.6. PILOTO DISPARO TERMICO
1.2.7. PILOTO DISPARO DE TEMPERATURA
1.2.8. PULSADOR MARCHA SELENOIDE
1.2.9. PULSADOR ARRANQUE DE MOTOR
1.2.10. PULSADOR PARO DE EMERGENCIA



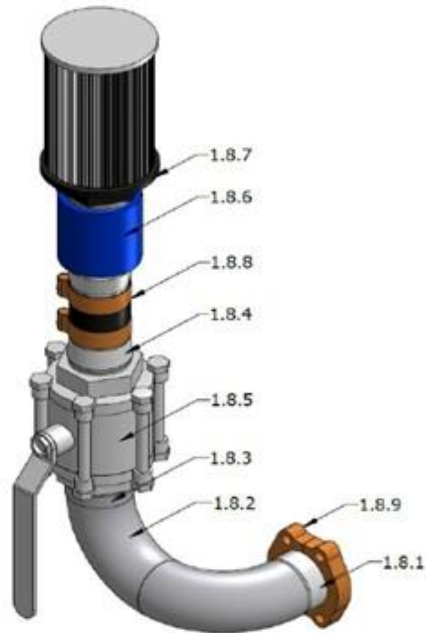
6.1.7. LÍNEA HIDRÁULICA INTERIOR TANQUE

1.7. LÍNEA HIDRAULICA TANQUE.	1.7.6. VALVULA DE AGUJA ¼ H-M.
1.7.1. CODO ROSCADO.	1.7.7. CHEQUE CORTINA.
1.7.2. ADAPTADOR RECTO 1 IN.	1.7.8. TUBO ¼ IN.
1.7.3. CHEQUE CORTINA 1 IN.	1.7.9. ACOPLÉ CODO SWAGELOK ¼ IN.
1.7.4. TUBO 1 IN.	1.7.10. TUBING.
1.7.5. ACOPLÉ RECTO SWAGELOK ¼ IN.	

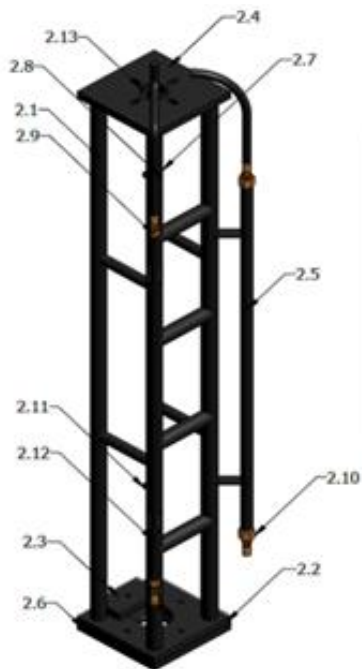


6.1.8. LÍNEA SUCCIÓN BOMBA 2520 VQ VICKERS

1.8.1. NIPLE SUCCION BOMBA Ø 2.5 IN.	1.8.6. UNION ROSCADA 3000 Lbs Ø 2 ½ IN.
1.8.2. CODO Ø 2 ½ IN SCH 40.	1.8.7. FILTRO DE SUCCION STAUFF Ø 2 ½ IN.
1.8.3. NIPLE TUBO Ø 2 ½	1.8.8. ABRAZADERA Ø 2 ½ IN.
1.8.4. ACOPLA BOTELLA Ø 2 ½ IN.	1.8.9. BRIDA MEDIA LUNA N° 40
1.8.5. VALVULA BOLA Ø 2 ½ IN 4 TORNILLOS 3000 Lbs.	



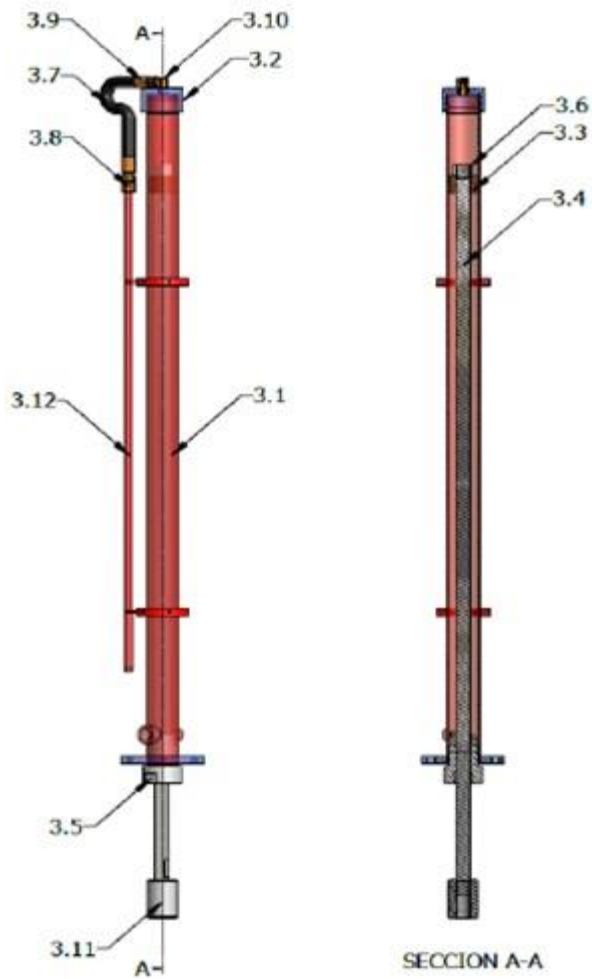
6.2. PEDESTAL



2. PEDESTAL
2.1. ESTRUCTURA TUBO 2 IN SCH 40.
2.2. BASE PEDESTAL.
2.3. PLATINA DE AJUSTE.
2.4. BASE ACTUADOR.
2.5. TUBERIA DE PRESION Ø 1 ¼ IN SCH 80.
2.6. BASE CENTRALIZADORA.
2.7. FINAL DE CARRERA SIEMENS 3SE5.
2.8. SOPORTE FINAL DE CARRERA.
2.9. ADAPTADOR RECTO ¼ IN NPT HEMBRA x 1-1/16 IN JIC.
2.10. ADAPTADOR RECTO ¼ IN NPT HEMBRA x 1 1/16 IN JIC.
2.11. PRENSAESTOPA ½ IN.
2.12. TUBERIA DE RETORNO ¼ in SCH 40.
2.13. BUJE CENTRALIZADOR ACTUADORES 3 IN - 3.5 IN.

6.3 ACTUADOR

3. ACTUADOR.
3.1. CAMISA HIDRÁULICA DIÁMETRO 3X60 IN.
3.2 TAPA SUPERIOR.
3.3. PISTÓN DIÁMETRO 3 IN.
3.4. VÁSTAGO DIÁMETRO 1,5 IN.
3.5. TAPA INFERIOR.
3.6. TUERCA VÁSTAGO 3 IN.
3.7. SISTEMA DE RETORNO DE ACEITE.
3.8. ADAPTADOR RECTO ¼ IN NPT HEMBRA.
3.9. ADAPTADOR DE MANGUERA.
3.10. CODO ¼.
3.11. COUPLING.



Anexo B. Producción asociada, capex y flujo de caja, proyecto facilidades móviles en campos marginales - Indicadores financieros.

INDICADORES FINANCIEROS A 3 MESES				TIR	-15,7%
TIO	11%	0,11		TVR	-14,6%
VPI (USD)		0,881%	886.335	PAY OUT MESES	
VPE (USD)		0,0088	1.425.028	RELACIÓN BENEFICIO/COSTO (USD)	0,62
VPN (USD)			-538.693	EFI	-0,61
INDICADORES FINANCIEROS A 6 MESES				TIR	6,9%
TIO		0,11		TVR	2,6%
VPI (USD)		2.959.882		PAY OUT MESES	
VPE (USD)		2.542.212		RELACIÓN BENEFICIO/COSTO (USD)	1,16
VPN (USD)		417.670		EFI	0,48
INDICADORES FINANCIEROS A 12 MESES				TIR	12,0%
TIO		0,11		TVR	3,7%
VPI (USD)		9.964.204		PAY OUT MESES	
VPE (USD)		6.415.918		RELACIÓN BENEFICIO/COSTO (USD)	1,55
VPN (USD)		3.548.286		EFI	4,04

Producción asociada, capex y flujo de caja, proyecto facilidades móviles en campos marginales – Primer año.

Tabla. Flujo de caja

Incremental petróleo (BPPD)		130	126	122	119	115	112	108	105	96	93	90	87		
Incremental gas (KPCD)		19.500	18.915	18.348	17.797	17.263	16.745	16.243	15.756	14.380	13.948	13.530	13.124		
Venta de gas	90%	18	17	17	16	16	15	15	14	13	13	12	12		
Bombeo de crudo	100%	130	126	122	119	115	112	108	105	96	93	90	87		
TIEMPO ESTIMADO (MESES)		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
PRODUCCIÓN DE PETROLEO															
MENSUAL (Bls)	0	3.900	3.783	3.670	3.559	3.453	3.349	3.249	3.151	2.876	2.790	2.706	2.625		
REGALIAS (Bls)	0	780	757	734	712	691	670	650	630	575	558	541	525		
MENSUAL SIN REGALIAS (Bls)	0	3.120	3.026	2.936	2.848	2.762	2.679	2.599	2.521	2.301	2.232	2.165	2.100		
ACUMULADA (Bls)	0	3.120	6.146	9.082	11.930	14.692	17.371	19.970	22.491	24.791	27.023	29.188	31.288		
MARGEN DEL PETROLEO (USD/Bbl)		49,3	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49		
PRODUCCIÓN DE GAS															
MENSUAL (KPC)	0	527	511	495	481	466	452	439	425	388	377	365	354		
REGALIAS (KPC)	0	105	102	99	96	93	90	88	85	78	75	73	71		
MENSUAL SIN REGALIAS (KPC)	0	421	409	396	384	373	362	351	340	311	301	292	283		
ACUMULADA (KPC)	0	421	830	1.226	1.610	1.983	2.345	2.696	3.036	3.347	3.648	3.940	4.224		
MARGEN DEL GAS (USD/KPC)		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
CAPEX															
		30 DÍAS	90 DÍAS	180 DÍAS	360 DÍAS										
INVERSIÓN DIRECTA (USD)		600.000	600.000	600.000	600.000										
INVERSIÓN CONTRATADA (USD)		277.618	574.787	902.471	2.321.076										
TOTAL (USD)		877.618	1.174.787	1.502.471	2.921.076										
DEDUCCIONES															
AMORTIZACIÓN 1 AÑO (USD)		12	33.314	33.314	33.314	33.314	33.314	33.314	33.314	33.314	33.314	33.314	33.314		
DEPRECIACIÓN 12 MESES (USD)		12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
TOTAL		33.314	33.314	33.314	33.314	33.314	33.314	33.314	33.314	33.314	33.314	33.314	33.314		
OPEX															
COSTOS VARIABLES (USD)		1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000		
COSTOS FIJOS (USD)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
TOTAL (USD)		1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000		
EGRESOS															
BRUTOS MENSUALES (USD)		1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000		
ACUMULADOS (USD)		1.000	2.000	3.000	4.000	5.000	6.000	7.000	8.000	9.000	10.000	11.000	12.000		
INGRESOS															
BRUTOS ANUALES (USD)		0	153.816	303.018	447.743	588.127	724.299	856.386	984.510	1.108.791	1.222.219	1.332.243	1.438.968	1.542.490	
ACUMULADO (USD)		153.816	456.834	904.577	1.492.703	2.217.002	3.073.388	4.057.898	5.166.689	6.388.908	7.721.152	9.160.119	10.702.609		
UTILIDAD OPERATIVA (USD)		152.816	302.018	446.743	587.127	723.299	855.386	983.510	1.107.791	1.221.219	1.331.243	1.437.968	1.541.490		
IMPUESTO DE RENTA (USD) (MÁS 5%)	35	53.486	105.706	156.360	205.494	253.155	299.385	344.229	387.727	427.427	465.935	503.289	539.521		
UTILIDADES DEPUÉS DE IMPUESTOS (USD)		99.330	196.311	290.383	381.632	470.144	556.001	639.282	720.064	793.792	865.308	934.679	1.001.968		
EGRESOS MÁS IMP. RENTA		54.486	106.706	157.360	206.494	254.155	300.385	345.229	388.727	428.427	466.935	504.289	540.521		
FLUJO DE CAJA															
ANUAL (USD)		1 mes	-877.618	99.330	196.311	290.383	381.632	470.144	556.001	639.282	720.064	793.792	865.308	934.679	1.001.968
		3 meses	-1.174.787	99.330	196.311	290.383	381.632	470.144	556.001	639.282	720.064	793.792	865.308	934.679	1.001.968
		6 meses	-1.502.471	99.330	196.311	290.383	381.632	470.144	556.001	639.282	720.064	793.792	865.308	934.679	1.001.968
		12 meses	-2.921.076	99.330	196.311	290.383	381.632	470.144	556.001	639.282	720.064	793.792	865.308	934.679	1.001.968
ACUMULADO (USD)			-877.618	-778.288	-581.976	-291.593	90.039	560.183	1.116.184	1.755.466	2.475.530	3.269.322	4.134.631	5.069.309	6.071.278

Producción asociada, capex y flujo de caja, proyecto facilidades móviles en campos marginales – 12 – 24 meses

Tabla. Flujo de caja

Incremental petróleo (BPPD)		85	82	80	77	0	0							
Incremental gas (KPCD)		12.730	12.348	11.978	11.619	0	0							
Venta de gas	90%	11	11	11	10	0	0							
Bombeo de crudo	100%	85	82	80	77	0	0							
TIEMPO ESTIMADO (MESES)		13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
PRODUCCIÓN DE PETROLEO														
MENSUAL (Bls)		2.546	2.470	2.396	2.324	0	0	0	0	0	0	0	0	0
REGALIAS (Bls)		509	494	479	465	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MENSUAL SIN REGALIAS (Bls)		2.037	1.976	1.916	1.859	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACUMULADA (Bls)		33.325	35.300	37.217	39.076	39.076	39.076	39.076	39.076	39.076	39.076	39.076	39.076	39.076
MARGEN DEL PETROLEO (USD/Bbl)		49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49
PRODUCCIÓN DE GAS														
MENSUAL (KPC)		344	333	323	314	0	0	0	0	0	0	0	0	0
REGALIAS (KPC)		69	67	65	63	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MENSUAL SIN REGALIAS (KPC)		275	267	259	251	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACUMULADA (KPC)		4.499	4.766	5.024	5.275	5.275	5.275	5.275	5.275	5.275	5.275	5.275	5.275	5.275
MARGEN DEL GAS (USD/KPC)		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CAPEX														
INVERSIÓN DIRECTA (USD)														
INVERSIÓN CONTRATADA (USD)														
TOTAL (USD)														
DEDUCCIONES														
AMORTIZACIÓN 1 AÑO (USD)														
DEPRECIACIÓN 12 MESES (USD)														
TOTAL														
OPEX														
COSTOS VARIABLES (USD)														
COSTOS FIJOS (USD)														
TOTAL (USD)														
EGRESOS														
BRUTOS MENSUALES (USD)														
ACUMULADOS (USD)														
INGRESOS														
BRUTOS ANUALES (USD)														
ACUMULADO (USD)														
UTILIDAD OPERATIVA (USD)														
IMPUESTO DE RENTA (USD) (MÁS 5%)														
UTILIDADES DEPUÉS DE IMPUESTOS (USD)														
EGRESOS MÁS IMP. RENTA														
FLUJO DE CAJA														
ANUAL (USD)														
1 mes		1.067.239	1.130.552	1.191.965	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536
3 meses		1.067.239	1.130.552	1.191.965	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536
6 meses		1.067.239	1.130.552	1.191.965	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536
12 meses		1.067.239	1.130.552	1.191.965	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536
ACUMULADO (USD)		7.138.517	8.269.069	9.461.034	10.712.571	11.964.107	13.215.643	14.467.179	15.718.715	16.970.252	18.221.788	19.473.324	20.724.860	

Producción asociada, capex y flujo de caja, proyecto facilidades móviles en campos marginales – 24 - 36 meses

Tabla. Flujo de caja
Incremental petróleo (BPPD)
Incremental gas (KPCD)
Venta de gas
Bombeo de crudo

	90%	100%												
TIEMPO ESTIMADO (MESES)			25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
PRODUCCIÓN DE PETROLEO														
MENSUAL (Bls)			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
REGALIAS (Bls)			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MENSUAL SIN REGALIAS (Bls)			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACUMULADA (Bls)			39.076	39.076	39.076	39.076	39.076	39.076	39.076	39.076	39.076	39.076	39.076	39.076
MARGEN DEL PETROLEO (USD/Bbl)			49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49
PRODUCCIÓN DE GAS														
MENSUAL (KPC)			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
REGALIAS (KPC)			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MENSUAL SIN REGALIAS (KPC)			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACUMULADA (KPC)			5.275	5.275	5.275	5.275	5.275	5.275	5.275	5.275	5.275	5.275	5.275	5.275
MARGEN DEL GAS (USD/KPC)			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CAPEX														
INVERSIÓN DIRECTA (USD)														
INVERSIÓN CONTRATADA (USD)														
TOTAL (USD)														
DEDUCCIONES														
AMORTIZACIÓN 1 AÑO (USD)														
DEPRECIACIÓN 12 MESES (USD)														
TOTAL														
OPEX														
COSTOS VARIABLES (USD)														
COSTOS FIJOS (USD)														
TOTAL (USD)														
EGRESOS														
BRUTOS MENSUALES (USD)														
ACUMULADOS (USD)														
INGRESOS														
BRUTOS ANUALES (USD)														
ACUMULADO (USD)														
UTILIDAD OPERATIVA (USD)														
IMPUESTO DE RENTA (USD) (MÁS 5%)														
UTILIDADES DEPUÉS DE IMPUESTOS (USD)														
EGRESOS MÁS IMP. RENTA														
FLUJO DE CAJA														
ANUAL (USD)														
1 mes			1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536
3 meses			1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536
6 meses			1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536
12 meses			1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536	1.251.536
ACUMULADO (USD)			21.976.396	23.227.933	24.479.469	25.731.005	26.982.541	28.234.077	29.485.614	30.737.150	31.988.686	33.240.222	34.491.758	35.743.295