

**FACTIBILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA EN LA IMPLEMENTACIÓN DEL
SISTEMA DE LEVANTAMIENTO PLUNGER LIFT EN UN CAMPO DEL
MAGDALENA MEDIO**

**ANDRES FELIPE CIPAGAUTA CARDOZO
FABIAN JOSE GUZMAN LOCARNO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2013

**FACTIBILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA EN LA IMPLEMENTACIÓN DEL
SISTEMA DE LEVANTAMIENTO PLUNGER LIFT EN UN CAMPO DEL
MAGDALENA MEDIO**

**ANDRES FELIPE CIPAGAUTA CARDOZO
FABIAN JOSE GUZMAN LOCARNO**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar por el título de
Ingeniero de Petróleos.**

**Director:
JULIO CESAR PEREZ ANGULO
Escuela de Ingeniería de Petróleos – UIS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2013

Yo, **FABIAN JOSE GUZMAN LOCARNO**, mayor de edad, vecino de Bucaramanga, identificado con la Cédula de Ciudadanía No. 1'083.458.256 de CIENAGA (MAGDALENA), y mi compañero **ANDRES FELIPE CIPAGAUTA CARDOZO**, mayor de edad, vecino de Bucaramanga, identificado con la Cedula de Ciudadania No. 1'057.577.792 de SOGAMOSO (BOYACA). actuando en nombre propio, en mi calidad de autor del trabajo de grado, del trabajo de investigación, o de la tesis denominada(o), **FACTIBILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA EN LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO PLUNGER LIFT EN UN CAMPO DEL MAGDALENA MEDIO**, hago entrega del ejemplar respectivo y de sus anexos de ser el caso, en formato digital o electrónico (CD o DVD) y autorizo a LA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, para que en los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia, utilice y use en todas sus formas, los derechos patrimoniales de reproducción, comunicación pública, transformación y distribución (alquiler, préstamo público e importación) que me corresponden como creador de la obra objeto del presente documento. **PARÁGRAFO:** La presente autorización se hace extensiva no sólo a las facultades y derechos de uso sobre la obra en formato o soporte material, sino también para formato virtual, electrónico, digital, óptico, uso en red, Internet, extranet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer.

EL AUTOR – ESTUDIANTE, manifiesta que la obra objeto de la presente autorización es original y la realizó sin violar o usurpar derechos de autor de terceros, por lo tanto la obra es de su exclusiva autoría y detenta la titularidad sobre la misma. **PARÁGRAFO:** En caso de presentarse cualquier reclamación o acción por parte de un tercero en cuanto a los derechos de autor sobre la obra en cuestión, **EL AUTOR / ESTUDIANTE**, asumirá toda la responsabilidad, y saldrá en defensa de los derechos aquí autorizados; para todos los efectos la Universidad actúa como un tercero de buena fe.

Para constancia se firma el presente documento en dos (02) ejemplares del mismo valor y tenor, en Bucaramanga, a los 20 días del mes de Noviembre de Dos Mil Trece (2013).

EL AUTOR / ESTUDIANTE

FABIAN JOSE GUZMAN LOCARNO

ANDRES FELIPE CIPAGAUTA CARDOZO

Agradecimientos

Agradezco primero a Dios por darme la oportunidad de alcanzar el primero de mis sueños, a mi familia por su gran amor y porque siempre he contado con su apoyo incondicional, a mis amigos porque hicieron y siguen haciendo parte de mi vida, a mis profesores por compartir sus conocimientos y formar un buen profesional. A todos mil gracias.

FABIAN JOSE GUZMAN LOCARNO

ANDRES FELIPE CIPAGAUTA CARDOZO

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	17
1 CARACTERISTICAS Y PROPIEDADES DEL YACIMIENTO.	19
1.1 CAMPO DEL MAGDALENA MEDIO.	19
1.2 LOCALIZACIÓN.	19
1.3 GEOLOGIA.	21
1.3.1 Geología y referencia de la cuenca (Valle del Magdalena Medio).	21
1.3.2 Generalidades de la cuenca.	22
1.3.3 Estratigrafía y formación de la cuenca.	22
1.4 PROPIEDADES Y CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO.	23
2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA PLUNGER LIFT Y MODELAMIENTO MATEMATICO DE LA IMPLETMENTACION DEL SISTEMA.	26
2.1 DESCRIPCION DEL SISTEMA PLUNGER LIFT.	26
2.2 EQUIPO DE FONDO DE POZO.	29
2.2.1 Tubería.	29
2.2.2 Plunger Lift ó Piston.	30
2.2.2.1 Liquid Aeration Plunger	31
2.2.2.2 Pad Plunger.	31
2.2.2.3 Flow-Thru Plunger.	32
2.2.2.4 Ring Plunger.	32
2.2.2.5 Brush Plunger.	33
2.2.2.6 Shock Absorber Plunger.	33
2.2.2.7 Solid Plunger.	34

2.2.2.8 Snake Plunger.	34
2.2.2.9 Scale Knoker Plunger.	35
2.2.2.10 Sand Plunger.	35
2.2.3 Bumper Spring.	36
2.2.4 Tubing Stop o Collar Stop.	37
2.3. EQUIPO DE SUPERFICIE.	37
2.3.1 Cabeza del pozo.	37
2.3.2 Conjunto lubricador/receptor.	38
2.3.3 Sensores del sistema.	40
2.3.4 Monitor de presión automatizado.	40
2.4 OPERACIÓN Y CICLO DEL PLUNGER.	41
2.5 APLICACIONES DEL SISTEMA PLUNGER LIFT.	43
2.5.1 Pozos con problemas de carga de líquidos.	44
2.5.2 Pozos con altas relaciones gas-líquido.	44
2.5.3 Pozos con problemas de parafinas.	44
2.6 TIPOS DE INSTALACIONES.	45
2.6.1 Instalación convencional.	46
2.6.2 Instalación con un empaque.	46
2.6.3 Gas Lift intermitente con Plunger Lift.	47
3 PROYECCIÓN DEL SISTEMA Y SELECCIÓN DE POZOS.	48
3.1 SELECCIÓN DE LOS POZOS POR RELACION DE CARACTERISTICAS.	50
3.2 MODELAMIENTO MATEMATICO PARA EL DISEÑO DEL PLUNGER LIFT.	54
3.3 ECUACIONES BASICAS DEL MODELO DE FOSS Y GAUL.	56
3.3.1 Presiones Requeridas.	56
3.3.2 Gas requerido por ciclo.	57
3.3.3 Máxima cantidad de ciclos.	57
3.3.4 Regla de la mano derecha.	57

4 ANTECEDENTES DE LOS POZOS SELECCIONADOS Y DISEÑOS PARA LA IMPLEMENTACION DEL SISTEMA PLUNGER LIFT.	59
4.1 ANALISIS DEL LEVANTAMIENTO IMPLEMENTADO EN LOS POZOS.	60
4.1.1 Antecedentes del estado mecánico del pozo 1.	60
4.1.2 Antecedentes del estado mecánico pozo 2.	65
4.2 DISEÑO DEL SISTEMA PLUNGER LIFT PARA LOS POZOS SELECCIONADOS.	69
4.3 CRITERIO DEL DISEÑO.	99
4.4 ESPECIFICACIONES DEL SISTEMA PROPUESTO PLUNGER LIFT.	99
4.4.1 Cabezal del Plunger.	103
4.5 DISEÑOS DE LA IMPLEMENTACIÓN PLUNGER LIFT PARA CADA UNO DE LOS POZOS.	73
4.5.1 Diseño de la implementación del sistema Plunger Lift en el pozo 1	73
4.5.1.1 Análisis nodal en la implementación del sistema plunger lift para el pozo 1.	80
4.5.2 Diseño de la implementación del sistema plunger lift en el pozo 2.	86
4.5.2.1 Análisis nodal en la implementación del sistema plunger lift para el pozo 1	93
5 ANÁLISIS ECONOMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PLUNGER LIFT.	105
5.1 INVERSIÓN INICIAL O NETA (CAPEX).	105
5.1.1 Inversión operativa (OPEX).	106
5.1.2 Lifting Cost (LC).	106
5.1.3 Producción Neta (Q Neta).	107
5.1.4 Producción Incremental (Q Incremental).	107
5.1.5 Tasa de Declinación Mensual (TDM).	107
5.1.6 Producción Diferida.	107
5.2 INDICADORES ECÓNICOS PARA LA EVALUACIÓN DEL PROYECTO.	107

5.2.1 Valor Presente Neto (VPN).	108
5.2.2 Flujos de efectivo.	110
5.2.3 Flujos de efectivo para el proyecto.	110
5.2.4 Flujo de efectivo para el inversionista.	112
5.2.5 Costos.	113
5.2.6 Tasa Interna de Retorno (TIR).	114
5.2.7 Tiempo de Repago (PAYBACK TIME).	114
5.2.8 Relación beneficio costo (B/C).	116
5.2.9 Tasa Interna de Oportunidad (TIO).	116
5.3 PRECIO DE VENTA DE CRUDO (PVC).	117
5.4 REGALÍAS (RGL).	117
5.5 IMPUESTO DE RENTA.	118
5.6 INGRESOS.	118
5.7 VIABILIDAD FINANCIERA DE UN CAMPO EN EL MAGDALENA MEDIO.	119
5.7.1 Declinación de la producción.	120
5.7.2 Analisis financiero para el pozo 1.	121
5.7.3 Análisis financiero para el pozo 2.	128
5.8 CASO COMPARATIVO USANDO EL POZO 1.	134
6. CONCLUSIONES.	140
7. RECOMENDACIONES.	142
BIBLIOGRAFÍA.	143

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ubicación geográfica de la cuenca.	20
Figura 2. Columna estratigráfica.	23
Figura 3. Porcentajes y espesores brutos en la formación.	24
Figura 4. Configuración general del plunger lift.	27
Figura 5. Tipos de pistones.	30
Figura 6. Liquid aeration plunger.	31
Figura 7. Pad plunger.	31
Figura 8. Flow-thru plunger.	32
Figura 9. Ring plunger.	33
Figura 10. Brush plunger.	33
Figura 11. Shock absorber plunger.	34
Figura 12. Solid plunger.	34
Figura 13. Snake plunger.	35
Figura 14. Scale knoker plunger.	35
Figura 15. Sand plunger.	36
Figura 16. Bumper spring.	36
Figura 17. Sección transversal del plunger en cabeza de pozo.	38
Figura 18. Conjunto lubricador/receptor.	39
Figura 19. Controlador electrónico.	41
Figura 20. Descripción general del ciclo del plunger lift.	41
Figura 21. Operación del plunger lift	43
Figura 22. Balance de fuerzas sobre el pistón.	54
Figura 23. Estado mecánico actual pozo 1	62
Figura 24. Curva IPR del pozo 1 con bombeo mecánico.	64
Figura 25. Estado mecánico actual pozo 2.	65

Figura 26. Curva IPR actual del pozo 2 con bombeo mecánico.	68
Figura 27. Bumper Spring y Tubing Stop.	100
Figura 28. Pistón tipo cepillo.	101
Figura 29. Conjunto lubricador-receptor.	102
Figura 30. Controlador automático, auto-ciclo.	103
Figura 31. Cabezal del plunger.	104
Figura 32. Curvas IPR con plunger lift y curva de demanda del pozo 1.	84
Figura 33. Estado mecánico del plunger lift propuesto para el pozo 1.	85
Figura 34. Curvas IPR con plunger lift y curva de demanda del pozo 2.	97
Figura 35. Estado mecánico del plunger lift propuesto para el pozo 2.	98
Figura 36. Representación del valor presente.	108
Figura 37. Comportamiento del VPN en relación a la tasa de interés.	109
Figura 38. Representación del flujo efectivo.	110
Figura 39. Curva de declinación de producción pozo 1.	121
Figura 40. Curva de declinación de la producción pozo 2.	128
Figura 41. Flujo de caja del pozo 1.	124
Figura 42. Flujo de caja acumulado pozo 1.	126
Figura 43. TIR del pozo 1.	127
Figura 44. Flujo de caja del pozo 2.	131
Figura 45. Flujo de caja acumulado pozo 2.	133
Figura 46. TIR del pozo 2.	133

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Propiedades petrofísicas campo magdalena medio.	24
Tabla 2. Propiedades de los fluidos campo magdalena medio.	24
Tabla 3. Diámetros internos de tubería.	38
Tabla 4. Características de producción y pozo.	49
Tabla 5. Características de las propiedades de los fluidos producidos.	49
Tabla 6. Características de producción y pozo 1.	52
Tabla 7. Propiedades de los fluidos producidos pozo 1.	53
Tabla 8. Características de producción y pozo 2.	53
Tabla 9. Propiedades de los fluidos producidos pozo 2.	53
Tabla 10. Constantes de K y Plh + Plf sugeridas por Foss y Gaul.	71
Tabla 11. Especificaciones Bumper Spring y Tubing Stop.	100
Tabla 12. Especificaciones del pistón tipo cepillo.	101
Tabla 13. Especificaciones del conjunto lubricador receptor.	102
Tabla 14. Características empleadas en el diseño de plunger lift para el pozo 1.	74
Tabla 15. Constante “C” por tamaño de la tubería.	78
Tabla 16. Diseño del sistema de levantamiento plunger lift para diferentes cantidades de barriles por ciclo para el pozo1.	79
Tabla 17. Valores IPR Bombeo mecánico, calculados por método vogel.	¡Error!
Marcador no definido.	
Tabla 18. Valores IPR plunger lift calculados por el método vogel.	82
Tabla 19. Características empleadas en el diseño de plunger lift para el pozo 2.	86
Tabla 20. Diseño del sistema de levantamiento plunger lift para diferentes cantidades de barriles por ciclo para el pozo 2.	91
Tabla 21. Valores IPR bombeo mecánico, calculados por el método vogel.	67
Tabla 22. Valores IPR plunger lift calculados a partir del método vogel.	95

Tabla 23. Calculo del flujo de efectivo para el proyecto.	112
Tabla 24. Calculo del flujo de efectivo para el inversionista.	113
Tabla 25. Pago de regalías en Colombia.	117
Tabla 26. Costo base para la instalación del sistema plunger lift.	119
Tabla 27. Inversión inicial pozo1.	121
Tabla 28. Costos de producción del campo.	123
Tabla 29 ingresos y egresos del campo.	124
Tabla 30. VPN y PAYBACK del pozo 1.	125
Tabla 31. Indicadores económicos pozo 1.	127
Tabla 32. Inversión inicial pozo 2.	129
Tabla 33. Ingresos y egresos del pozo 2.	131
Tabla 34. VPN y PAYBACK del pozo 2.	132
Tabla 35. Indicadores económicos pozo 2.	134
Tabla 36. Comparación de costos asociados a la producción de un campo del magdalena medio.	135
Tabla 37. Inversión inicial del caso comparativo.	136
Tabla 38. Ingresos y egresos y flujo de caja del caso comparativo.	137
Tabla 39. Indicadores económicos caso comparativo.	138
Tabla 40. Cuadro comparativo de los indicadores financieros.	138

RESUMEN

TITULO: FACTIBILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA EN LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO PLUNGER LIFT EN UN CAMPO DEL MAGDALENA MEDIO* .

AUTOR: ANDRES FELIPE CIPAGAUTA CARDOZO**

FABIAN JOSE GUZMAN LOCARNO**

PALABRAS CLAVES: Plunger lift, levantamiento artificial, Campo del magdalena medio.

DESCRIPCIÓN:

El plunger lift es un sistema de levantamiento artificial basado en la alta relación gas aceite, con este gas al hacerlo recircular lo utiliza como energía para su funcionamiento, además se encarga de disminuir problemas como el arenamiento y las parafinas.

Partiendo de las características del yacimiento y propiedades de los fluidos de un campo del magdalena medio se desarrollo un estudio sobre la factibilidad de implementar el sistema de levantamiento artificial plunger lift.

Este se realizo mediante el análisis de parámetros técnicos que posee el plunger lift, de este modo ver si los pozos seleccionados mediante una evaluación cualitativa en un rango de operación para datos como la profundidad, GOR, presión, temperatura, tasa de producción y gravedad API del fluido, son aptos para la implementación de este sistema. Posterior a eso se realizó el diseño agrupando todos los parámetros ya expuestos y basándose en el modelo matemático de Foss y Gaul, con este modelamiento tener una idea de la función de las variables que envuelven al equipo y que influyen directamente sobre la operación y diseño de este sistema, dando como resultado que el plunger lift es una herramienta técnicamente aplicable en el campo, y, que efectivamente disminuye las intervenciones de mantenimiento que por ejemplo se necesitaron para el bombeo mecánico, debido a la producción de arenas que tiene el yacimiento y que genero pegas en la bomba de subsuelo.

Para la ultima sección se realizó el análisis financiero que se baso en los costos de instalación, los egresos y ganancias durante el tiempo de vida del proyecto; para concluir que es un proyecto del que se obtiene una viabilidad económica favorable para el campo seleccionado.

* Trabajo de grado.

** Facultad de ingenierías fisicoquímicas, Escuela ingeniería de petróleos, Director: Ingeniero Julio Cesar Pérez Angulo.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL AND FINANCIAL FACTIBILITY OF LIFT SYSTEM PLUNGER LIFT IMPLEMENTATION IN A MAGDALENA MEDIO FIELD*.

AUTHOR: ANDRES FELIPE CIPAGAUTA CARDOZO**

FABIAN JOSE GUZMAN LOCARNO**

KEY WORDS: Plunger lift, Artificial lift, Magdalena medio field.

DESCRIPTION:

The plunger lift is an artificial lift system based in the gas oil relation, with this gas does recirculate for own energy, besides it lower handles problems for screenout and paraffin.

Starting of reservoir characteristics and fluid properties of a Magdalena medio field was developed a studio about the factibility of artificial lift system plunger lift implementation.

It was developed by means of technical parameters analysis that has plunger lift, of this mode did a screening for selection wells using dates how deep, GOR, pressure, temperature, production rate and gravity API fluid, them are suitable for the system implementation. After it, was did the design with the parameters displayed and based of the Foss and Gaul mathematics model. With this model has an idea about the function variables enveloped on the equipment and influences the operation and the system design, obtaining the technical applicability of tool plunger lift in the field, and lower handles intervention of workover that for example needed for beam pumping, because the sands productions generated stuck bottom pump.

For the last section performed the financial analysis based on the installation cost, expenses and earnings during project life time. Concluding that it is a project of the obtained a financial viability for the selection field.

* Degree Project.

**Physicochemical faculty of Engineering, Petroleum Engineering School, Director: Engineer Julio Cesar Pérez Angulo.

INTRODUCCIÓN

Un pozo es una estructura que se realiza de manera ingenieril entre el suelo con propósitos como son la recuperación, producción y almacenamiento de hidrocarburos.

De este modo durante la vida productiva del pozo se tienen en cuenta diferentes factores y características del yacimiento donde este fue perforado tales como profundidad, presión de fondo, relación gas líquido (RGL), permeabilidad, porosidad, saturaciones, espesores y temperaturas.

Entonces en busca de mejorar la producción en los yacimientos por medio de tecnologías nuevas y sistemas de levantamiento que mejoren las condiciones de operación y ganancias económicas, se realizó un estudio de la implementación de una nueva herramienta adecuada para las características y propiedades del yacimiento y su fluido.

En este caso un campo del Magdalena Medio donde se busca mantener la producción de dos pozos afectados por problemas de arenas mediante el cambio de sistema de levantamiento por bombeo mecánico a una nueva implementación de sistema de levantamiento artificial plunger lift, teniendo en cuenta las características de los pozos como profundidad, RGL, presiones de fondo y producción entre otras.

Con este caso en particular donde se instalaría el nuevo sistema, ver si el plunger lift cumple con las características y propiedades de los pozos y los fluidos para este ser instalado, realizando una evaluación cualitativa de cada característica que requiere el plunger para su implementación y continuar con el diseño de la instalación.

En el desarrollo del diseño se tienen en cuenta las características del pozo y los fluidos de producción, con esto por medio de un modelamiento matemático basado en las ecuaciones de fous y gaul hacer el diseño y la propuesta que va a ser entregada para el análisis de los datos obtenidos luego de el modelamiento, para posterior a esto analizar el comportamiento que tiene cada pozo y graficar las curvas IPR con la cual se realizó el análisis financiero de la implementación del sistema de levantamiento artificial plunger lift.

Basandose en esto, el enfoque que se quiere dar en este proyecto se centra en un análisis técnico de los parámetros envueltos en el diseño del sistema de levantamiento plunger lift como lo son la ubicación, propiedades de la formación del yacimiento, propiedades del fluido y el funcionamiento en la operación del sistema de levantamiento plunger lift para mantener la producción y solucionar problemas por arenamiento que es la decisión por la cual se quiere cambiar el sistema de producción. Y así con esto mejorar la ganancia disminuyendo los costos de intervenciones directas a los pozos por los problemas ya expuestos.

Por ultimo dar las conclusiones y recomendaciones las cuales son el resultado del desarrollo y el trabajo de este proyecto.

1 CARACTERISTICAS Y PROPIEDADES DEL YACIMIENTO.

En este capítulo se hace referencia a la ubicación y características propias del yacimiento, el nombre del campo no se describe debido a políticas de privacidad de la empresa operadora del mismo.

1.1 CAMPO DEL MAGDALENA MEDIO.

Este se encuentra al noroccidente de la capital del departamento (Bucaramanga), se llega por carretera pavimentada de aproximadamente 110 km desde Bucaramanga tomando la vía a Barrancabermeja, y luego la desviación hacia la Costa Caribe en el corregimiento de La Fortuna, llamada La Troncal del Caribe¹.

1.2 LOCALIZACIÓN.

El yacimiento está ubicado en los campos de provincia de sabana de torres departamento de Santander.

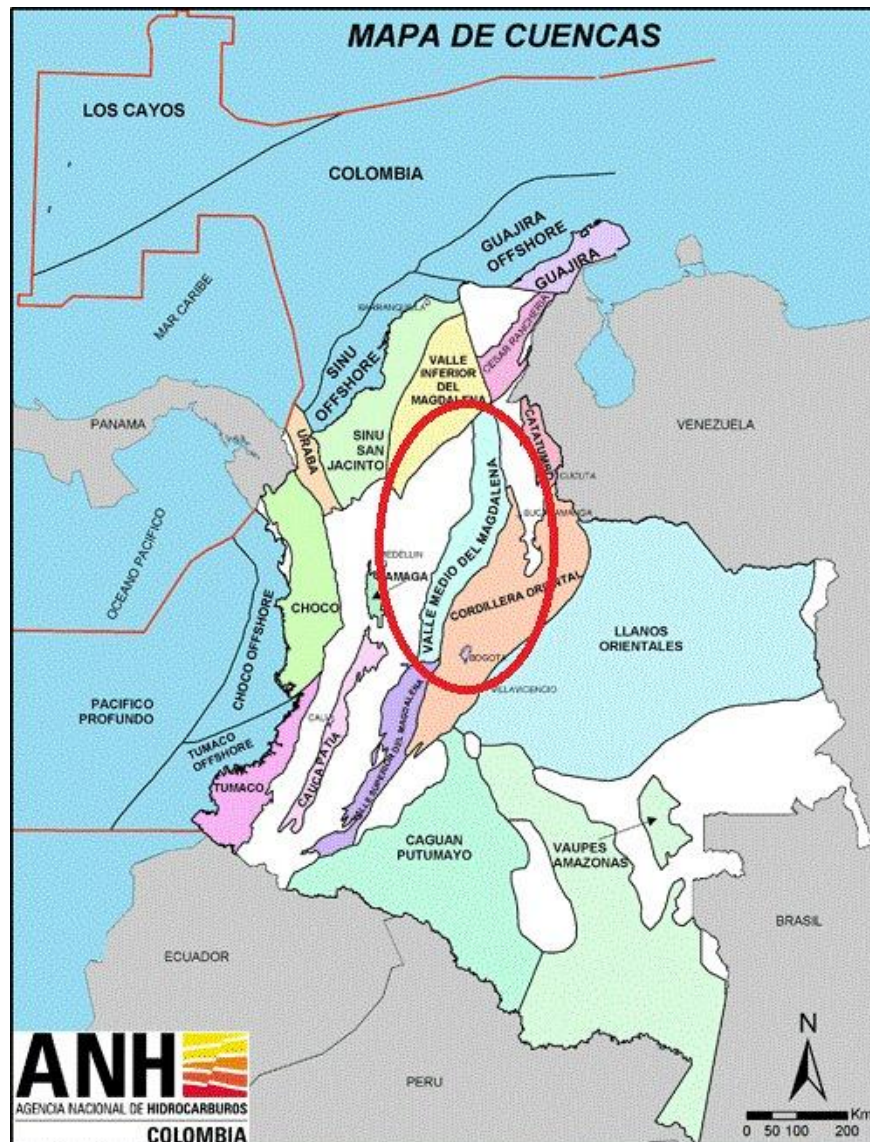
El campo se localiza en la cuenca del valle medio del Magdalena, se encuentra en el centro-norte del país. Ver figura 1.

Como en Colombia para la localización de un determinado lugar se utiliza una proyección plana, se toma como un punto de referencia a Bogotá D.C con el fin de representar de manera fiel la superficie del globo terrestre, para de este modo mantener las distancias y las áreas, pero no los ángulos. Entonces la coordenada de ubicación plana de nuestro punto está dada en unidades de longitud.

¹ <http://www.anh.gov.co/es/index.php?id=191>

Esto quiere decir que el campo a estudiar está ubicado aproximadamente a 64 kilómetros y medio al este u oriente de la ciudad de Bogotá y casi 310 kilómetros en línea recta al norte.

Figura 1. Ubicación geográfica de la cuenca.



Fuente. www.anh.gov.co

1.3 GEOLOGIA.

A manera de descripción del campo del Magdalena Medio se hace necesario conocer su estructura geológica ya que este es un parámetro importante en las intervenciones que se realizaron en este yacimiento.

1.3.1 Geología y referencia de la cuenca (Valle del Magdalena Medio)².

Esta cuenca limita al sureste con el sistema de Fallas de Bituima y La Salina, al Norte con el sistema de fallas del Espíritu Santo, al Oeste con el onlap de sedimentos Neógenos sobre la Serranía de San Lucas y el basamento de la Cordillera Central. Al sur con el cinturón plegado de Girardot y al Noreste con el sistema de fallas de Bucaramanga – Santa Marta.

Es una cuenca madura, con alta producción desde el año 1.918 y una amplia gama de crudos (13-45° API). Cuenta con 99 campos y unas reservas de 3.537 MBPE (IHS, 2013).

Los resultados de la sísmica reciente (Regional Transandina, ANH-2012) sugieren importantes yacimientos en profundidad (rocas pre-paleógenas fracturadas y trampas estructurales hacia las estribaciones de la Serranía de San Lucas). Las estimaciones de Monte Carlo realizadas en este trabajo indican un potencial promedio de 24.602,8 MBPE.

Esta es una de las cuencas más exploradas y más prolíficas del país, y en ella se han descubierto cerca de 2.412 MBP y 2.5 TPCG localizados en más de 50 campos, entre ellos, el primer campo gigante descubierto en Colombia (La Cira-Infantas). El potencial exploratorio de la cuenca se estima entre 8.000 MBP (alto) y 600 MBP (Bajo).

² <http://www.petrosantander.com>

1.3.2 Generalidades de la cuenca.

En esta sección se describe las características y particularidades que identifican la cuenca.

- AREA: 34.000 Km²
- UBICACIÓN: Entre cordilleras Central y Oriental, limitado por las Fallas de Bucaramanga y Cambao.
- PRODUCCION: Esta cuenca produce diariamente en promedio cerca de 99.000 bpd, de los cuales 65.000 son crudos pesados, 32.000 son crudos medianos y 1.600 son crudos livianos.
- ACEITES: Varían desde 14.1 °API a 40°API
- PRINCIPALES CAMPOS: Payoa, La Cira Infantas, La Salina, Aguas Blancas, Colorado, Conde, Cristalina, Lisama, Llanito, Peñas Blancas, Casabe, Yarigui-Cantagallo, Palagua, Opón, entre otros.

1.3.3 Estratigrafía y formación de la cuenca³.

En la figura 2 se observa la columna estratigráfica generalizada para la cuenca del valle medio del Magdalena teniendo como principal objetivo las formaciones, Mugrosa, Esmeraldas y La Paz.

³ <http://www.anh.gov.co/es/index.php?id=101>

Figura 2. Columna estratigráfica.

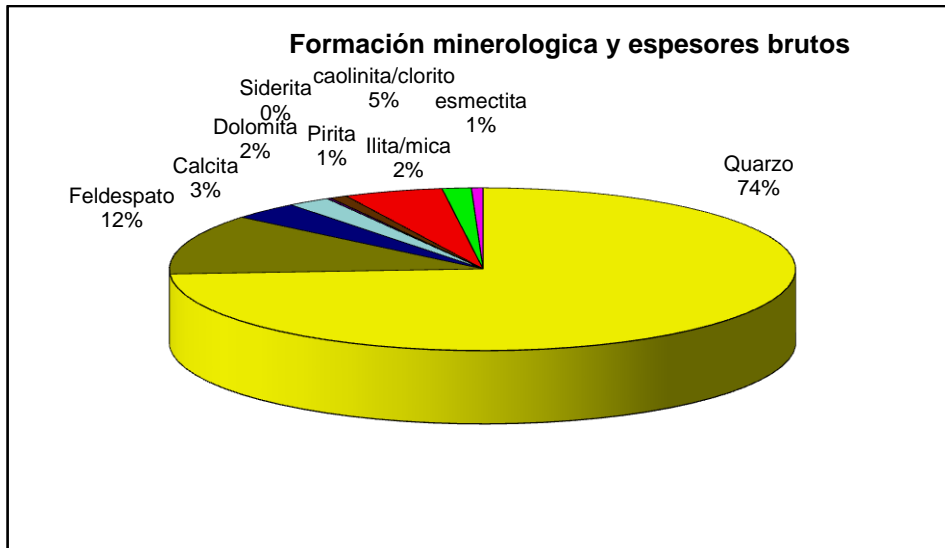
PERIODO	EPOCA	FORMACION	LITOLOGIA	
CUATERN.	PLEISTOCENO	MESA		
	PLIOCENO			
TERCIARIO		REAL		
	MIOCENO	COLORADO		
		OLIGOCENO	MUGROSA ESMERALDAS	
	EOCENO	LA PAZ		
		DISCORDANCIA EOCENO-PALEOCENO		
	PALEOCENO	LISAMA		
	CRETACEO	MAESTRICHTIANO	UMIR	
		CAMPANIANO		
		SANTONIANO	LA LUNA	GALEMBO
		CONIACIANO		PUJAMANA
TURONIANO		SALADA		
CENOMANIANO				
ALBIANO		SIMITI		
APTIANO		TABLAZO		
BARREMIANO		PAJA		
		ROSABLANCA		
VALANGINIANO	TAMBOR			
JURASICO	GIRON			
PREMESOZOICO	BASAMENTO			

Fuente. <http://www.scielo.org.co>

1.4 PROPIEDADES Y CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO.

En la figura 3 se observa el porcentaje del volumen bruto de cada composición rocosa del yacimiento; también se puede analizar que hay calcita la cual se denomina una roca sello, y por este argumento se deduce que siguiente a ella se va encontrar la formación productora. En las tablas 1 y 2 se encuentran las propiedades del yacimiento y fluido respectivamente.

Figura 3. Porcentajes y espesores brutos en la formación.



Fuente. Compañía operadora.

Tabla 1. Propiedades petrofísicas campo magdalena medio.

Parámetro	Calcita	Areniscas
Área (acres)	2722	4549
Espesor prom (ft)	76	116
Porosidad prom (%)	16,6	20
Permeabilidad (mD)	12	48
Sw (%)	77,39	33
So (%)	0	17
Espesor (ft)	30	60

Tabla 2. Propiedades de los fluidos campo magdalena medio.

Parámetros	Dato
TEMPERATURA yacimiento (°F)	118
PRESIÓN yacimiento @ 10678' (psia)	1100
PRESIÓN fondo (psia)	900
°API	34 - 28,7

Continuación de la tabla No. 2

Parámetros	Dato
GOR (KSCF/STB)	6391
GLR (KSCF/STB)	6391
Mecanismo de producción	Bombeo mecánico
Viscosidad a Pb (Cp)	0,418
Profundidad prom	10678

Los datos de presiones bajas para la presión de yacimiento y la presión de fondo se deben a que el yacimiento es un campo maduro y se encuentra depletado, por esta razón se pueden obtener valores como estos. El crudo como todos los demás contiene parafinas con la favorabilidad que son manejables.

2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA PLUNGER LIFT Y MODELAMIENTO MATEMATICO DE LA IMPLETMENTACION DEL SISTEMA.

En esta sección se describe las partes más relevantes de la herramienta en el sistema plunger lift y el modelamiento para los cálculos del diseño.

2.1 DESCRIPCION DEL SISTEMA PLUNGER LIFT.

El plunger lift fue diseñado e implementado inicialmente en los Estados Unidos para la explotación de aproximadamente 120,000 pozos de gas condensado. Es por lo tanto, un sistema de levantamiento para pozos que producen líquidos a bajas tasas (menores a 250 BOPD) con relaciones gas-líquido (GLR) elevadas.

En la figura 4 se observa que la configuración del sistema Plunger Lift, este sistema es una forma de levantamiento artificial basado en un método de cierre y apertura del pozo en superficie con el fin de utilizar la energía del yacimiento para producir los líquidos acumulados en el pozo mediante un Plunger o pistón que actúa como una interface solida entre el nivel de liquido y gas de levantamiento. El pistón es una restricción que permite el paso de gas alrededor de este por efecto del slip alcanzando velocidades superiores a la velocidad crítica del líquido con el fin de minimizar el líquido que se regresa alrededor del Plunger.

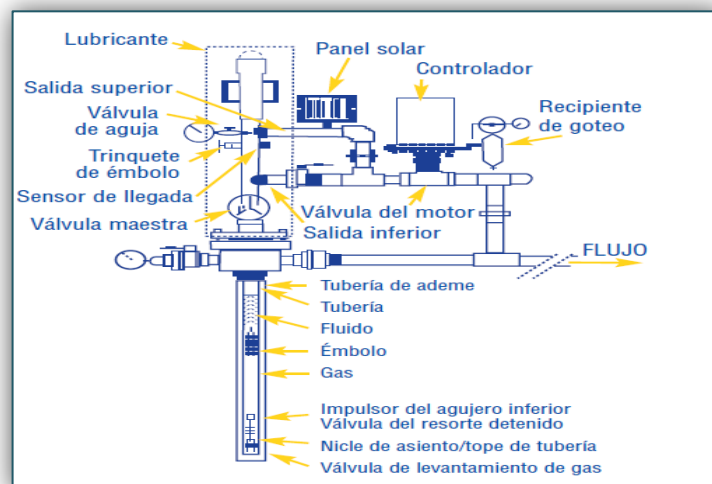
La función del sistema es prevenir que líquidos se acumulen a tal punto que el pozo pueda verse afectado al punto de provocar el cierre o requiera un largo tiempo de recuperación. El pozo es cerrado cuando se ha determinado que la carga de líquidos está ocurriendo en el fondo de pozo. El pozo es abierto cuando la presión en el revestimiento ha aumentado lo suficiente para levantar los líquidos a lo largo de la tubería de producción. Esta presión y velocidad debe ser lo

suficientemente grande para superar la presión en la línea de superficie o la presión del separador, las cuales son encontradas en el viaje a la superficie.

Una vez que el plunger llega a la superficie, la tubería de producción esta completamente libre de líquidos, y a este punto la formación encontrara la menor resistencia para aportar un fluido. Dependiendo de la productividad del pozo, altas tasas deberán ser sostenidas dejando la línea de flujo abierta durante algún periodo de tiempo. Dicho periodo estará limitado por la caída de presión en el revestimiento. El pozo deberá ser cerrado cuando la carg de líquidos sea evidenciada por la declinación en la presión en cabeza, entonces el ciclo deberá ser repetido.

El plunger lift es efectivo incluso en pozos de gas con bajas presiones. Es necesario que para el ciclo el plunger remueva pequeños volúmenes de líquido, por que una buena capacidad de entrega asegura una rápida recuperación de la presión en el revestimiento para el siguiente ciclo.

Figura 4. Configuración general del plunger lift.



Fuente. Paper Instalación De Sistemas De Bombeo Neumático En Pozos De Gas Natural (Installing Plunger Lift Systems in Gas Wells) por Natural Gas STAR

Debido a la utilización del plunger lift. El beneficio real es representado en la producción acumulada y en el efecto sobre la declinación de la producción de los pozos⁴.

- **Ventajas**

- Específicamente diseñado para el uso en pozos de baja tasa con problemas de carga de líquido, por ejemplo para remover el líquido de pozos de gas.
- Buena confiabilidad, combinada con un fácil mantenimiento y bajos costos de instalación y operación.
- Fácil de recuperar, sin estructura ni taladro.
- Ayuda a mantener el tubing libre de parafinas y sales.
- Aplicable para pozos con alto GOR.
- Se puede utilizar en conjunto con gas lift intermitente.
- Se puede utilizar incluso sin suministro de energía externa, excepto para la apertura remota de las válvulas.

- **Desventajas**

- Bajas ratas de producción.
- Anular vivo, lo cual representa riesgo en superficie.
- No permite alcanzar la depleción del yacimiento, para lo cual se requeriría de otro sistema.
- Requiere supervisión de ingeniería para una adecuada instalación.
- Peligro para las instalaciones en superficie, asociado a las altas velocidades que puede alcanzar el pistón durante la carrera.

⁴ BEAUREGARD, E y FERGUSON, Paul, Introduction to Plunger Lift: Application, Advantages and Limitations. Texas; Lubbock Abril 23 de 1981. P.4.

2.2 EQUIPO DE FONDO DE POZO.

El equipo de fondo de pozo puede contener una o más combinaciones de los siguientes elementos que conforman el sistema de levantamiento artificial plunger lift: receptor del plunger, resorte para choques, válvula fija, y niple de filtro. Si la tubería de producción no ha sido corrida en el pozo, se pueden bajar juntos el equipo de fondo y la tubería de producción desde la superficie, o si la tubería de producción ya fue corrida, el equipo de slickline puede ser utilizado. En algunos casos el receptor de parada se suelta desde la superficie⁵.

2.2.1 Tubería.

La tubería debe ser posicionada lo más cerca a las perforaciones. Si se posiciona muy arriba de las perforaciones puede permitir que los líquidos recubran la formación obstruyendo así la producción. Si se posiciona muy por debajo de estas se genera un bloqueo de líquido en pozos con poca presión o con demasiada carga líquida.

Para instalar plungers en múltiples pozos en una misma área, puede ser beneficioso intentar ubicaciones similares en las perforaciones de cada pozo y evaluar los resultados en cada uno.

La tubería debe estar en buen estado, libre de curvaturas, espacios estrechos, residuos o cortes de perforación y revestimiento interno. Ese es el estado ideal en el cual se debe encontrar la tubería antes de iniciar los viajes del plunger.

⁵ LISTIAK, Scott PHILLIPS, Daniel. Petroleum Engineering Handbook. Volumen IV. Texas; Richardson. Editado por Joe Dunn Clegg_society of petroleum Engineers; 2007. P.864.

En teoría, el Plunger Lift debe trabajar mejor en tuberías de mayor longitud y tamaño, esto debido que se presentan menos perdidas por fricción sobre los líquidos y el gas, el peso del líquido es distribuido a lo largo del área de la tubería.

Si el plunger va a ser usado en un pozo con presencia de formaciones con altas presiones es recomendable tener cuidado y compensar el tamaño de la tubería con el tamaño del revestimiento. Esto particularmente para pozos delgados.

2.2.2 Plunger Lift ó Piston.

Es la interfase sólida entre el gas de levantamiento y nivel de fluido acumulado durante el periodo de flujo, ver Figura 5. Éste viaja libremente dentro de la tubería de producción, recuperando fluido de manera intermitente, adicionalmente mantiene limpia la tubería mediante la eliminación de arena, sal, parafinas y escamas con los fluidos producidos.

Figura 5. Tipos de pistones.



Fuente. <http://www.globalspec.com/reference/28808/203279/7-2-plungers>

2.2.2.1 Liquid Aeration Plunger. Reduce los tiempos de caída del Plunger en hasta un 70% y aumenta la producción, es útil para pozos que producen altas acumulaciones de líquido o líquidos muy pesados. Su forma le permite caer rápidamente al fondo del pozo, a medida que viaja hacia arriba, el gas se transfiere a través del mismo, causando un efecto de propagación del líquido sobre él, este proceso hace posible que el logre levantar y quitar de manera más eficiente y con mayor velocidad la carga de líquido. Ver figura 6.

Figura 6. Liquid aeration plunger.



Fuente. <http://www.globalspec.com/reference/28808/203279/7-2-plungers>

2.2.2.2 Pad Plunger. Tiene desde una hasta tres secciones de pads o tapones, en contacto con la pared de la tubería, los tapones se expanden o contraen para compensar con las irregularidades e imperfecciones de la tubería. Esto permite que el Plunger mantenga un sello hermético con el fin de reducir o eliminar el líquido acumulado, este diseño es altamente resistente y duradero. Ver Figura 7.

Figura 7. Pad plunger.



Fuente. <http://www.globalspec.com/reference/28808/203279/7-2-plungers>

Entre sus características se encuentra el aumento de la producción en los pozos con volumen bajo de líquidos o desviaciones de tubería. Se recomienda un Pad Plunger para la mayoría de instalaciones de levantamiento artificial por Plunger Lift. Además se utilizan en pozos de baja presión, pozos que estén produciendo por debajo del fluido crítico y pozos con crudo liviano, condensado y agua.

2.2.2.3 Flow-Thru Plunger. Tiene una válvula ajustable de paso la cual se abre y se cierra permitiendo el flujo de fluidos a través de este, permitiendo que continúe la producción ya sea de gas o de petróleo. Este Plunger hace más viajes en menos tiempo, se mantiene en un ciclo continuo de subidas y bajadas, lo cual a menudo logra un aumento significativo en la producción diaria del pozo. Ver Figura 8.

Figura 8. Flow-thru plunger.



Fuente. <http://www.globalspec.com/reference/28808/203279/7-2-plungers>

Si se tiene un pozo con alto volumen de gas y líquido se requiere un tiempo largo de cierre para los plungers estándar, para el plunger de flujo continuo se reducen estos tiempos hasta llegar al caso de eliminar la necesidad de cierres.

2.2.2.4 Ring Plunger. Tiene 21 anillos que están continuamente en contacto con las paredes de la tubería debido a la creación de un sello muy eficaz, ver Figura 9. Los anillos sirven para limpiar parafinas, escamas y sal de las paredes de la tubería para evitar así la acumulación de estas. Al quitar la parafina que se

endurece, se reducen gastos como trabajos de corte de parafina o trabajos de aceite caliente.

Figura 9. Ring plunger.



Fuente. <http://www.globalspec.com/reference/28808/203279/7-2-plungers>

2.2.2.5 Brush Plunger. En la sección media tiene un cepillo de nylon flexible que permite que el plunger al momento de viajar en la tubería realice un proceso de barrido o remoción de materiales extraños que puedan complicar el proceso de producción como lo son arenas, sales y carboncillos que se acumulan en el interior de la tubería. Ver Figura 10.

Figura 10. Brush plunger.



Fuente. <http://www.globalspec.com/reference/28808/203279/7-2-plungers>

El diámetro del cepillo es un poco más grande que el cuerpo del plunger, por lo cual crea un sello eficaz mediante la adaptación a las desviaciones de la tubería. Además eficaz en pozos con contenidos de arenas, sal o carbón y que requieran de alta eficiencia de sello.

2.2.2.6 Shock Absorber Plunger. Tiene un resorte incorporado, que permite su ejecución desde la seating nipple o la válvula de fondo, ver Figura 11. Permite un

mayor uso mediante la reducción de las restricciones en el fondo del pozo, esto puede reducir los costos de los tratamientos químicos y de servicios del pozo.

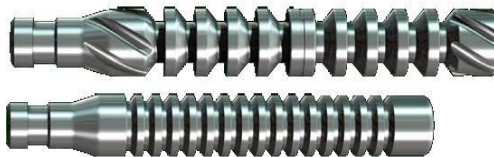
Figura 11. Shock absorber plunger.



Fuente. <http://www.globalspec.com/reference/28808/203279/7-2-plungers>

2.2.2.7 Solid Plunger. Tiene un diseño de una sola pieza muy económico y con una alta durabilidad, ver Figura 12. Es un Plunger muy pesado con ranuras, se puede cortar parafina, arena o sal mediante el uso de este para mejorar los tiempos de viaje. Las ranuras también están diseñadas para atrapar y eliminar el gas en los pozos con un volumen alto de gas.

Figura 12. Solid plunger.



Fuente. <http://www.globalspec.com/reference/28808/203279/7-2-plungers>

2.2.2.8 Snake Plunger. Es flexible, se puede doblar y ajustar a las curvas de la tubería, ver Figura 13. Esto permite que se mueva con facilidad a través de pozos direccionales con tuberías flexibles o curvas. Se pueden encontrar con cepillos de nylon añadido para aumentar así el sello en la tubería.

Figura 13. Snake plunger.



Fuente. <http://www.globalspec.com/reference/28808/203279/7-2-plungers>

2.2.2.9 Scale Knoker Plunger. Es una variación del Plunger Shock absorber, cuenta con un “aguijón” adicional que penetra el seating nipple para eliminar sedimentos antes que estos se acumulen y afecten la producción, ver Figura 14. Puede ser empleado todos los días o cuando sea necesario para eliminar escamas. Su uso reduce el tratamiento químico y gastos de wireline.

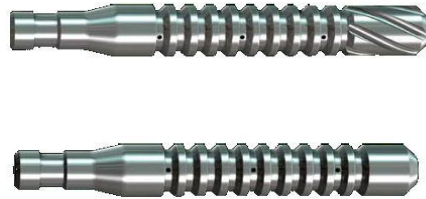
Figura 14. Scale knoker plunger.



Fuente. <http://www.globalspec.com/reference/28808/203279/7-2-plungers>

2.2.2.10 Sand Plunger. Es un Plunger de auto limpieza que permite el flujo de gas a través de las ranuras del plunger limpiando así la arena que se puede depositar ahí, esto le permite viajar con eficacia sin ser atrapado en la tubería o en el lubricador. También puede limpiar aparte de la arena, sal y finos de carbón. Ver Figura 15.

Figura 15. Sand plunger.



Fuente. <http://www.globalspec.com/reference/28808/203279/7-2-plungers>

Aplica para pozos que producen sal, arena o finos de carbón y pozos donde otros plungers han quedado atascados. Se caracteriza por su diseño de una sola pieza con alta durabilidad.

2.2.3 Bumper Spring.

Es una herramienta con un resorte que se fija en el fondo de la tubería en la seating nipple generalmente por wireline, ver Figura 16, tiene la finalidad de amortiguar la carrera descendente del plunger protegiendo así la tubería y el equipo de fondo. La Standing valve tiene la finalidad de no dejar perder el nivel de fluido de la tubería durante los periodos de cierre.

Figura 16. Bumper spring.



Fuente. <http://www.globalspec.com/reference/28808/203279/7-2-plungers>

2.2.4 Tubing Stop o Collar Stop.

Si el pozo no cuenta con una seating nipple, se hace necesario ubicar mediante wireline un tubing stop o un collar stop, esta propuesta reduce los costos de instalación porque no se hace necesario sacar la tubería para su instalación.

2.3. EQUIPO DE SUPERFICIE.

Esta parte de la herramienta es donde se ajusta y se cierra el proceso de instalación y es donde se ubican los equipos de control que tienen a la mano los operadores.

2.3.1 Cabeza del pozo.

La cabeza del pozo deberá tener el mismo, sino un diámetro interno muy cercano desde la tubería de producción hasta la cabeza del pozo ver Figura 17. Es común que se tengan variaciones en los diámetros internos de la cabeza de pozo, especialmente alrededor de los colgadores de la tubería de producción, o de las juntas justo por debajo de la superficie ver Tabla 3. Cuando el diámetro interno de la cabeza del pozo es significativamente más grande que el diámetro interno de la tubería de producción, el plunger se puede estancar, lo cual se previene manteniendo los controles y sensores automáticos para que detecten la llegada le plunger a superficie. Algunos adaptadores de tubería de producción tienen área suficiente para que pistones más pequeños puedan ser manejados y recibidos en la cabeza del pozo. Diámetros internos demasiado ajustados por el contrario pueden causar daños en la estructura de la cabeza del pozo y en el plunger mismo debido al impacto por las velocidades. Estos inconvenientes son solucionados con el cambio de cabezas de pozo, instalando camisas en los

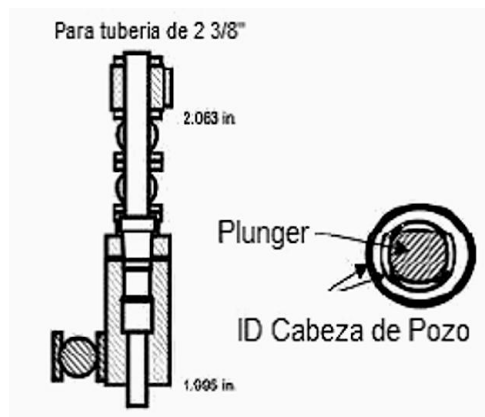
colgadores de tubería, minimizando la altura de la cabeza por reducción de número de válvulas, líneas de flujo, y válvulas de alivio⁶

Tabla 3. Diámetros internos de tubería.

Tubería OD, pulg.	Plunger OD, pulg.	Válvulas ID, pulg.
2,38	2	2,06
2,88	2,45	2,56
3,5	2,94	3,06

Fuente. Modificado de: LISTIAK, Scott y PHILLIPS, Daniel. Petroleum Engineering Handbook. Volumen IV. Texas; Richardson. Editado por Joe Dunn Clegg – Society of Petroleum Engineers, 2007. p. 867.

Figura 17. Sección transversal del plunger en cabeza de pozo.



Fuente. Modificado de: LISTIAK, Scott y PHILLIPS, Daniel. Petroleum Engineering Handbook. Volumen IV. Texas; Richardson. Editado por Joe Dunn Clegg – Society of Petroleum Engineers, 2007. p. 867.

2.3.2 Conjunto lubricador/receptor⁷.

Un conjunto lubricador/receptor es usado para recibir el plunger en la superficie. Está compuesto de un shock spring, mecanismo receptor, y puertos de flujo. El

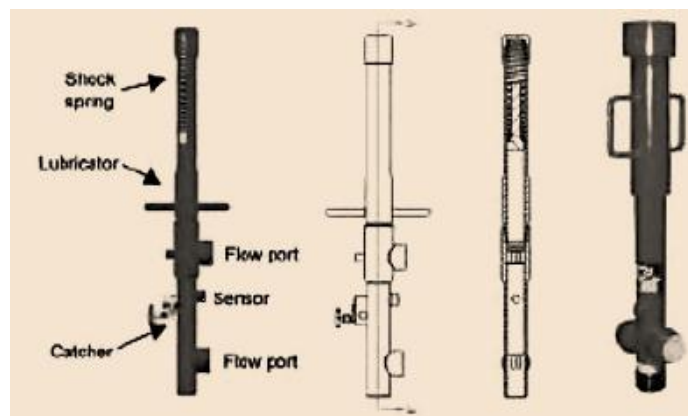
⁶ Ibíd. p.868.

⁷ Ibíd. p.868.

tamaño del conjunto lubricador/receptor deberá coincidir con los diámetros internos de la tubería de producción y la cabeza de pozo, y en su instalación deberá ser probado. Si no se prueba, la fuerza ascendente del plunger intentara soltar el conjunto, causando fatiga en el metal y posterior falla.

- **Resorte de choque.** El resorte de choque (Figura 18) absorbe el impacto del plunger en la superficie, especialmente en el caso de un ascenso seco. El resorte de choque debe ser fácilmente accesible y reemplazable, porque un buen resorte de choque extenderá la vida del plunger. Un prematuro daño en el resorte de choque indicaría muy altas velocidades del plunger y un incorrecto funcionamiento del controlador.
- **Mecanismo receptor.** El mecanismo receptor (Figura 18) puede funcionar manual o automáticamente para recibir el plunger en superficie. Esto facilita inspecciones periódicas al sistema y un apropiado cierre de los pozos con levantamiento por plunger lift.

Figura 18. Conjunto lubricador/receptor.



Fuente. Modificado de: LISTIAK, Scott y PHILLIPS, Daniel. Petroleum Engineering Handbook. Volumen IV. Texas; Richardson. Editado por Joe Dunn Clegg – Society of Petroleum Engineers, 2007. p. 867.

1. **Puertos de flujo:** Los puertos de flujo empalman el conjunto lubricador/receptor en la línea de flujo (Figura 18). Los puertos de flujo duales son preferidos sobre los puertos de flujo sencillos Porque el plunger es sostenido en la cabeza por el flujo del pozo, y esto tiende a llevar al plunger solo un poco por encima o atravesado en el puerto de flujo sencillo. Esto genera restricciones al flujo y la posibilidad de formación de hidratos de gas en climas fríos.

2.3.3 Sensores del sistema.

Los sensores del sistema son colocados en el conjunto receptor/lubricador para enviar señales de la llegada del plunger a superficie. Controladores sencillos son colocados estrictamente para contabilizar el número de veces que el plunger alcanza la superficie. Controladores más sofisticados hacen ajustes al ciclo en base a los datos que aporta el sensor a la llegada del plunger y la velocidad ascendente del mismo. Diferentes tipos de sensores están disponibles, pero lo más comunes son los acústicos o magnéticos. En muchos casos en donde el sensor falla causa cierre del pozo por el controlador, generando carga en el pozo y cierre del mismo. Los sensores son sensibles a rayos eléctricos, es por esto que se recomienda realizar una protección catódica⁸

2.3.4 Monitor de presión automatizado.

Uno de los controladores más eficientes disponibles actualmente monitorea la tasa de flujo, presión diferencial y rapidez del plunger. Es eficiente por que reacciona rápidamente para cambiar las condiciones del pozo. Mientras el pozo está fluyendo el controlador constantemente recalcula la tasa crítica en base a la presión de la tubería de producción. Para determinar periodos de cierre, monitorea el casing, la tubería de producción y la línea. Este controlador permite que el plunger opere tan pronto el pozo está listo. Ver Figura 19.

⁸ Ibíd. p.868.

Figura 19. Controlador electrónico.

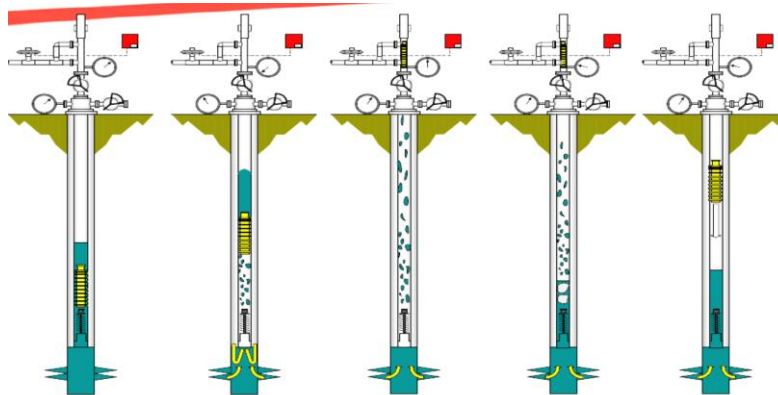


Fuente. Modificado de: LISTIAK, Scott y PHILLIPS, Daniel. Petroleum Engineering Handbook. Volumen IV. Texas; Richardson. Editado por Joe Dunn Clegg – Society of Petroleum Engineers, 2007. p. 870.

2.4 OPERACIÓN Y CICLO DEL PLUNGER.

El sistema consiste de un muelle amortiguador en el fondo, un lubricador con conexión en “T” (Flow Tee), un muelle amortiguador en el fondo y un receptor en superficie, un controlador para abrir y cerrar el pozo, y un Plunger o pistón libre. También requiere de una superficie interna del tubing lisa y un diámetro uniforme. Ver Figura 20.

Figura 20. Descripción general del ciclo del plunger lift.



Fuente. <http://www.oilproduction.net/cms/files/Sesion-3--plunger>

En la Figura 21 podemos observar que el ciclo comienza con un periodo de cierre con el fin de permitir que el pozo acumule suficiente presión en el espacio anular es así como una de las válvulas de control laterales que controla el paso de fluido a los tanques de almacenamiento se cierra mediante un motor para detener el flujo a través de la tubería de producción. La caja del bumper y el catcher en el cabezal del pozo alojan el Plunger que cae libremente debido al efecto de la gravedad a través del tubing.

Una válvula abierta en el Plunger permite el paso de fluido a través de él mientras cae hasta llegar al fondo del pozo. Cuando esto sucede el Plunger hace contacto con una pieza en el fondo (Bumper Spring) que cierra la válvula, esto genera que la presión en el fondo del pozo aumente progresivamente y permite que se acumule agua y aceite encima del Plunger.

Después de que se genera la restauración de la presión hasta determinado valor la válvula en superficie se abre. La transferencia rápida de gas desde el casing hacia la tubería además del gas proveniente de la formación, genera una alta velocidad instantánea que genera una caída de presión a través del pistón y el líquido.

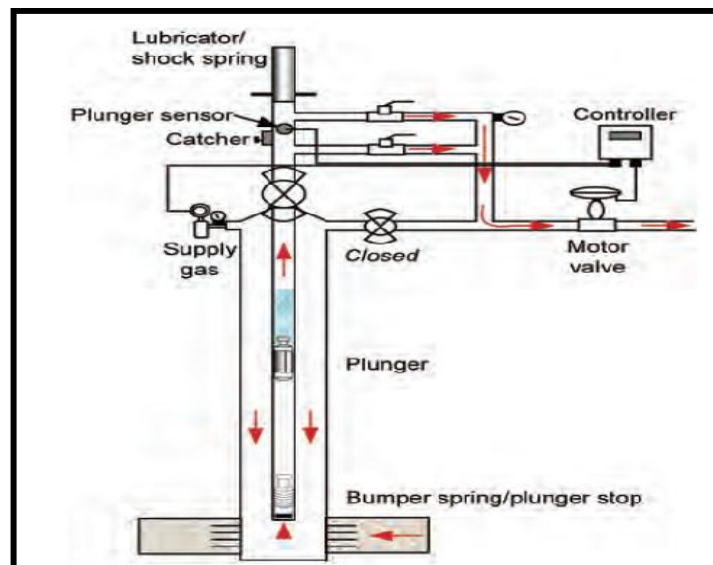
El diferencial de presión que se genera a través de la válvula del Plunger Lift hace que este viaje hasta la superficie a una velocidad desde 500 hasta 1000 pies por minuto dependiendo de la forma en la cual este configurado el choque, de la carga del fluido y de la presión en fondo. Mientras el Plunger se desplaza hacia arriba por efecto de la restauración de la presión, el fluido por encima del Plunger es empujado hacia la superficie. En realidad con este procedimiento se está suaveando el pozo en diferentes intervalos de tiempo.

Cuando el pozo es productor de aceite o contiene un gas débil la llegada del Plunger a superficie activa un sensor controlado magnéticamente que cierra

inmediatamente la válvula anteriormente mencionada con el fin de conservar el gas presente en la formación y en la tubería de producción para utilizarlo en el siguiente ciclo.

Una vez el Plunger llega al catcher se detiene por un instante para repetir nuevamente el ciclo hasta cuando la presión y la configuración del sistema de levantamiento lo permita.

Figura 21. Operación del plunger lift



Fuente. Lakw,L.W Petroleum Engineering

2.5 APLICACIONES DEL SISTEMA PLUNGER LIFT.

Hay cuatro aplicaciones básicas para el sistema plunger lift, sin embargo, las posibilidades dentro de estas se han expandido. Estas son: Pozos de gas con problema de carga de líquidos. Pozos con altas relaciones gas-liquido, problemas de parafinas, y finalmente pozos con levantamiento por gas lift intermitente.

2.5.1 Pozos con problemas de carga de líquidos.

La mayoría de los pozos con sistema plunger lift caen dentro de esta categoría. La mayor parte de los pozos de gas tienden a experimentar problemas de carga de líquidos en algún momento de su vida productiva. Por encima de cierta velocidad crítica, los líquidos tienden a migrar hacia abajo en la tubería y empiezan a acumularse en el fondo. Esta velocidad crítica es función de la presión en cabeza durante el flujo, el diámetro, temperatura de la tubería y el tipo de líquido (Agua, condensado, etc.). Este hecho genera pérdidas en la producción tanto de líquidos como de gas. La función del Plunger es prevenir la acumulación de estos líquidos mediante la restauración de la presión hasta un valor suficiente para levantar los líquidos acumulados junto con el pistón dejando libre de fluido la tubería y permitiendo que la formación continúe fluyendo.

2.5.2 Pozos con altas relaciones gas-líquido.

Hace años era común instalar un sistema plunger lift en pozos con relaciones gas líquido muy altas, pero hoy en día con los avances que se han tenido, incluso pozos con relaciones gas líquido más bajas son candidatos para implementar el sistema gracias a los sistemas de control que ofrecen más flexibilidad y un modo más fácil de operar. Su operación es muy similar al procedimiento en un pozo de gas, la diferencia radica en la determinación de los ciclos. En este tipo de pozos se requiere un plunger con mejores características de sello⁹.

2.5.3 Pozos con problemas de parafinas.

Este es la aplicación más sencilla del uso del sistema plunger lift. No requiere ningún cálculo serio, o estudio para determinar si un pozo es candidato. La meta

⁹ BEAUREGARD, Ferguson y MORROW, Stan. Plunger Lift applications, operations and its effect on measurement systems. Disponible en [www. Fergusonbeauregard.com](http://www.Fergusonbeauregard.com). Technical Paper. Tyler, Texas. 2007. p.3.

es mantener la tubería de producción libre de parafinas, y el plunger puede hacerlo fácilmente. Debido a la virtud de tener un pistón que viaja a través de la tubería varias veces al día, la acumulación de parafinas no es posible. La acción de limpieza del plunger no permite la formación de parafinas.

Si el pozo no tiene obstrucciones dentro de la tubería de producción como válvulas de seguridad, choques, o nipples, se puede usar el plunger lift. La clave es empezar con la tubería de producción limpia y nunca permitir la formación de parafinas. Esto podría tomar de 6 a 8 ciclos por día para mantener el la tubería limpia. Cada vez que el plunger viaja limpia dentro de las paredes de la tubería.

En cuanto a la operación del sistema plunger lift para controlar las parafinas solo es normalmente controlado por temporizador. El pozo se deja abierto por varias horas, y solo es cerrado por unos minutos o en algunos casos un poco más de una hora en algunos casos puede llevar a ser de 4 a 8 horas. El periodo de cierre es solo lo suficientemente largo para permitir que el plunger alcance la superficie. En estos tipos de pozo el resorte parachoques es instalado por debajo del nivel más bajo de parafina. Es importante que el pozo sea limpiado de parafinas antes de instalar el sistema. Un pistón no puede viajar si hay una acumulación de parafina en la tubería; cabe mencionar que el sistema plunger lift también puede ser usado en caso de depositación de inorgánicos o posibles formación de hidratos¹⁰.

2.6 TIPOS DE INSTALACIONES.

Los pozos en donde se ha instalado el sistema plunger lift pueden ser categorizados en tres tipos. Estos tipos no se diferencian entre pozos de gas o aceite, pero si lo hacen en la cantidad de gas producido. En primera estancia

¹⁰ Ibíd P. 3,4.

cuando el gas producido por la formación es excesivo, es justo la cantidad requerida, o insuficiente para producir líquidos a la superficie. En las primeras dos categorías la energía del gas proveniente de la formación es utilizada para levantar los fluidos producidos. En la tercera categoría, una cantidad de gas adicional debe ser suministrada al casing para lograr llevar los líquidos producidos a superficie.

2.6.1 Instalación convencional.

Comúnmente, la mayor parte de los sistemas plunger lift son aplicados en pozos de gas o aceite con suficiente presión y relación gas líquido para operar el sistema sin suministrar gas adicional. Es deseable tener el tubing sin un empaque en el pozo. El espacio anular provee un área de almacenamiento para el gas bajo presión y permite que este gas trabaje libremente sobre el plunger y el bache de líquido. El gas puede fluir desde el casing hacia la tubería de producción y proveer levantamiento con pocas restricciones¹¹.

2.6.2 Instalación con un empAque.

Una instalación de esta naturaleza es raramente usada. Todo el gas debe venir directamente de la formación durante el ciclo entero; esto genera que las relaciones gas líquido necesarias para la operación sean excesivamente altas. Este tipo de instalación es normalmente solo aplicado a pozos de gas. En este tipo de instalación los ciclos son muchos más cortos debido a que por la naturaleza de los pozos. Una vez el plunger alcanza la superficie es necesario que descienda inmediatamente para limpiar los condensados que se generan por la pérdidas de presión y temperatura que tiene el gas¹².

¹¹ BROWN, Kermit E. Vol. 2B. Op. Cit. p. 505

¹² LYONS. William C. Petroleum Production Engineering, Elsevier Science & Technology Books. 2007. p 215.

2.6.3 Gas Lift intermitente con Plunger Lift.

Este tipo de instalaciones es normalmente usado en pozos con presiones de fondo muy bajas donde el deslizamiento del gas es tan alto que por consiguiente el plunger tiene altos riesgos de quedar estancado o de no llegar a superficie.

Todo el gas suministrado es obtenido de una fuente externa; el complemento del plunger permite una mayor utilización de la energía y menos escurrimiento de líquidos, lo que corresponde a una presión de fondo mucho más baja y por consiguiente un mayor aporte del yacimiento. La elección de esta instalación depende de la rapidez de los ciclos requeridos para permitir una máxima producción¹³.

¹³ BEESON, C.M.; KNOX, D.G.; and STODDARD, J.H.: "Plunger Lift Correlation Equations and Nomographs," Paper 501-G, New Orleans. 1995.⁴ FOSS, D.L. and GAUL, R.B.: "Plunger Lift Performance Criteria with Operating Experience Ventura Avenue Field," Drilling and Production Practice, 1965.⁵ HACKSMA, J.D., "User's Guide to Predicting Plunger Lift Performance," Texas, 1972

3 PROYECCIÓN DEL SISTEMA Y SELECCIÓN DE POZOS.

La selección del pozo se hace donde haya opción de incrementar; es decir donde la geología y yacimiento nos muestran una mejor opción de producir.

En esta selección crítica y ordenada se debe conocer cómo funciona el equipo y sus requerimientos necesarios para la implementación. Las propiedades de roca y fluido son un aspecto importante en el funcionamiento del equipo; ya que con estas se desarrolla la viabilidad de operación del plunger lift. Para luego hacer el análisis de cuáles son los pozos con mejores condiciones para implementar el sistema.

La selección del sistema plunger lift se hizo mediante una proyección realizada para los datos del yacimiento donde se descartaron siguiente sistemas de levantamiento:

- Bombeo electro sumergible ESP no aplica para GOR mayor a 5000 (scf/stb).
- Bombeo por cavidades progresivas PCP no aplica para GOR mayor a 500 (scf/stb).
- Bombeo hidráulico tipo pistón no aplica para GOR mayor a 500 (scf/stb).
- Bombeo hidráulico tipo jet no aplica para GOR mayor a 500 (scf/stb).
- Gas lift no aplica para presión en fondo fluyendo menor a 500 (psi).
- Bombeo mecánico es el levantamiento que actualmente tiene el pozo, al cual se le va hacer el cambio por el aumento de su GOR a más de 5000 (scf/stb) y pegas en la bomba por causa de la arena.

En las siguientes Tablas 4 y 5 se tienen los criterios para la selección de manera cualitativa a dos pozos que presentan problemas de arenamiento donde se decidirá si es o no factible la implementación del sistema plunger lift.

Tabla 4. Características de producción y pozo.

Variables	RANGOS				
	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente
Numero de pozos				1	>1
Tasa de producción (BPD)	<1	1 a 10	10 a 100	101 a 300	301 a 400
Profundidad del pozo(ft)	>15000	11001 a 15000	1 a 4500	4500 a 8000	8000 a 11000
Tamaño de casing (in id)	2 3/8	4 ½	5 ½	7	>7
Temperatura (°F)	>500	400 a 500	300 a 399	121 a 299	<120
Presión de Fondo fluendo Pwf (psi)	14 a 100	101 a 400	401 a 650	651 a 1000	>1000

Tabla 5. Características de las propiedades de los fluidos producidos.

VARIABLES	RANGOS				
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente
BSW (%)	>90	90 a 75	75 a 36	35 a 16	0,1 a 15
Viscosidad Del fluido Producido (cp)	>800	601 a 800	301 a 600	300 a 101	0,1 a 100
GOR (scf/stb)	0 a 50	50 a 500		501 a 1000	>5000

3.1 SELECCIÓN DE LOS POZOS POR RELACION DE CARACTERISTICAS.

Plunger lift² es el método preferido para la eliminación de líquidos en pozos de gas con bajas tasas de producción, cuando la tasa de producción está en la región de acumulación de líquidos en la curva de rendimiento de la tubería, el pozo empieza a producir largas cargas de fluidos lo que hace necesario producir de manera intermitente para poder remover las acumulaciones de líquidos en la tubería. Estas condiciones indican que el pozo es candidato para la instalación del Plunger Lift.

Este método es adecuado para la producción de líquidos en pozos con un amplio rango de condiciones, particularmente es ideal para pozos con alta relación gas-aceite, al presentar un GLR alto permite producir líquidos a presiones bajas de operación. El tamaño de la tubería también afecta la presión de operación para un tamaño de carga líquida conocido.

El GLR mínimo de operación es la cantidad mínima efectiva de gas en volumen de tubería a la presión máxima de ciclo en pies cúbicos estándar dividido por la carga líquida capturada en barriles a la temperatura del pozo promedio en la que el ciclo del Plunger Lift está trabajando. La relación gas-líquido mínima para este sistema de levantamiento puede ser calculada utilizando la relación presión/volumen del gas. Un aumento en el tamaño de la carga líquida requiere un aumento en la presión de operación. Si la formación es de baja permeabilidad y el aumento de la presión en el revestimiento es constante durante todo el periodo de cierre, el Plunger Lift es probablemente el mejor método para eliminar las pequeñas cantidades de líquidos de producción.

inyección de fluidos y requiere un poco de descarga antes de ser capaz de producir por flujo natural, preparar el pozo con Plunger Lift con antelación permitirá el funcionamiento del plunger durante el periodo de limpieza hasta que se alcance

la relación gas-líquido necesaria y así el plunger puede ser capturado y la producción queda en flujo natural.

Para considerar un pozo como candidato, lo primero a identificar es si el GLR es suficiente para cumplir con los requisitos mínimos, este depende solo del tamaño de la tubería y la presión de la línea de flujo y esta es la cantidad de gas que entra al pozo y es capaz de levantar la carga líquida a superficie, si dicha cantidad de gas no está disponible entonces la implementación del Plunger Lift es imposible.

Este GLR mínimo se reduce a medida que disminuye la presión en la línea de flujo y/o aumenta el tamaño de la tubería. Ver Ecuación 1

La fórmula para determinar el GLR mínimo es:

$$GLR_{min} = \frac{\frac{MCF}{ciclo} @ \frac{2bbl}{ciclo} - \frac{MCF}{ciclo} @ \frac{1bbl}{ciclo}}{\frac{2bbl}{ciclo} - 1bbl/ciclo} \quad \text{Ec. 1}$$

Fuente. Petroleum Production Engineering, Elsevier Science & Technology Books. 2007

Cuando se determina que el pozo evaluado tiene una GLR mayor que la GLR mínima requerida, se puede determinar un GLR óptimo si se tienen disponibles los datos del índice de productividad del pozo. Este es importante para determinar el método de producción del pozo, si el gas debe ser inyectado o removido del espacio anular entre la tubería y el revestimiento durante las operaciones y esto depende también de las características mecánicas de los equipos del Plunger Lift y del índice de productividad del pozo. El GLR óptimo permite colocar al pozo a una tasa máxima de producción. La tendencia de la producción mediante Plunger Lift es opuesta a la del pozo. Pues se requiere un aumento de la presión en el revestimiento para así incrementar la producción, mientras que el pozo requiere una disminución de la presión en el revestimiento para aumentar la producción. Para alcanzar la mayor producción es necesario programar los ciclos del plunger a

la máxima frecuencia posible, pero se debe tener cuidado de no alcanzar la presión para matar el pozo.

Se hace extremadamente difícil llegar a producir al GLR óptimo ya sea agregando o quitando gas en el espacio anular, debido a las imprecisiones en la medida de la producción de gas y líquido, ya que la presión promedio del revestimiento se encuentra en correlación directa con el GLR del pozo, es posible utilizar esta presión promedio para hacer una determinación del funcionamiento óptimo alcanzado y también para determinar el GLR óptimo.

La selección del pozo 1 y pozo 2 se hizo mediante la obtención de datos de las características del yacimiento y propiedades de los fluidos, al compararlas con los rangos de aceptación de las características de producción, yacimiento y propiedades de los fluidos para la operación del plunger lift y dando una apreciación cualitativa de cada propiedad. Ver tablas 6, 7, 8 y 9.

Tabla 6. Características de producción y pozo 1.

Características del pozo 1 y producción	Dato	Calificación
Profundidad (ft)	10967	Excelente
Tasa de producción (KSCFD)	105	Bueno
Tasa de producción (BPD)	12	Aceptable
Tamaño del casing (in id)	7	Bueno
Temperatura (°F)	118	Excelente
Presión de fondo fluyendo Pwf (psi)	800	Bueno
Tamaño del tubing (in id)	2 7/8	No registra

Tabla 7. Propiedades de los fluidos producidos pozo 1.

Características de los fluidos producidos	Dato	Calificación
BSW (%)	0,3	Excelente
Viscosidad (cp)	0,854	Excelente
GLR (Scf/STB)	8522	Excelente
°API	34	Excelente

Tabla 8. Características de producción y pozo 2.

Características del pozo 2 y producción	Dato	Calificación
Profundidad (ft)	10461	Excelente
Tasa de producción (KSCFD)	160	Bueno
Tasa de producción (BPD)	13	Aceptable
Tamaño del casing (in id)	7	Bueno
Temperatura (°F)	116	Excelente
Presión de fondo fluyendo Pwf (psi)	1000	Bueno
Tamaño del tubing (in id)	2 7/8	No registra

Tabla 9. Propiedades de los fluidos producidos pozo 2.

Características de los fluidos producidos	Dato	Calificación
BSW (%)	0,2	Excelente
Viscosidad (cp)	0,865	Excelente
GLR (Scf/STB)	5522	Excelente
°API	32	Excelente

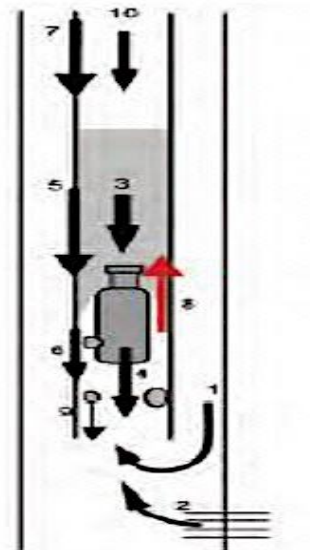
La selección de los pozos se hizo debido a que los pozos seleccionados eran los que más problemas con las arenas presentaban, y a que se quería implementar el sistema y ver si este es factible con las características de cada pozo seleccionado, para de esta manera llegar a mantener la producción del campo y la rentabilidad en la implementación del sistema plunger lift.

Una vez evaluadas las características del pozo y los fluidos se hace notable que el plunger lift es potencialmente aplicable en estos dos pozos y comenzamos a desarrollar un diseño para cada uno de ellos. La variación de la °API en los pozos es una característica a tener en cuenta en el siguiente paso, ya que los dos pozos varían en su °API aunque no es tan significativo, los crudos en estos pozos siguen siendo parte de los crudos livianos.

3.2 MODELAMIENTO MATEMATICO PARA EL DISEÑO DEL PLUNGER LIFT.

Los modelos matemáticos aplicados al sistema plunger lift están basados en la sumatoria de fuerzas que actúan en el plunger mientras este levanta los baches de líquido en la tubería de producción (Figura 22). Estas fuerzas en cualquier punto de la tubería de producción son¹⁴.

Figura 22. Balance de fuerzas sobre el pistón.



Fuente: Lakw,L.W Petroleum Engineering, Vol. IV. Texas; Richardson. Handbok.

¹⁴ Ibíd P. 5,6.

1. Presión acumulada libremente, en la sección transversal del plunger.
2. Presión del yacimiento acumulada, actuando en la sección transversal del plunger, basados en el IPR.
3. El peso del fluido.
4. El peso del plunger.
5. La fricción del fluido con la tubería de producción.
6. La fricción del plunger con la tubería de producción.
7. Fricción del gas con la tubería de producción.
8. Deslizamiento del gas por encima del plunger.
9. Deslizamiento de líquidos por debajo del plunger.
10. Presión en superficie actuando sobre el viaje del plunger.

Los modelos presentados más comúnmente aceptados en diversas publicaciones son los modelos de Foss y Gaul, que presentaron una ecuación basados en un balance de fuerzas que fue probada en pozos del Campo Ventura en 1965, y Lea, presento un análisis dinámico del plunger lift, en su modelo que agrego deslizamiento de gas e influjo del yacimiento, matemáticamente describe el ciclo entero para pozos en arenas apretadas con relaciones gas líquido muy altas. La metodología de Foss y Gaul fue calcular la presión requerida para mover el plunger y el bache de líquido justo antes de que alcancen la superficie. Debido a que es al final del ciclo, donde la energía de la expansión del gas desde el casing hacia la tubería de producción está en su punto mínimo. Ajustando desde el casing hacia la tubería de producción durante el ciclo entero el sistema produce la presión requerida para iniciar el plunger al comienzo del ciclo. La presión deberá incrementar para operar exitosamente.

La presión promedio de casing, ciclos máximos, y el gas requerido por ciclo pueden ser calculados a partir de y las ecuaciones que a continuación se presentan son esencialmente presentadas por Foss y Gaul pero están resumidas como las presentaron Mower et all. El modelo de Foss y Gaul no es riguroso,

asume una fricción constante asociada a la velocidad del plunger de 1000 pies/min; no calcula aporte por parte del yacimiento, asume un valor de deslizamiento del gas, un anular abierto y sin restricciones, asume que el lector puede determinar la producción de gas y las tasa de los líquidos producidos independientemente del modelo. El resultado de estos supuestos resulta en sobrepredicción de la presión requerida en el revestimiento. Sin un pozo cumple con los criterios de Foss y Gaul es casi sin duda un candidato para el sistema de levantamiento plunger lift¹⁵.

3.3 ECUACIONES BASICAS DEL MODELO DE FOSS Y GAUL.

Las siguientes ecuaciones modelan el proceso matemático para el diseño del plunger lift.

3.3.1 Presiones Requeridas¹⁶.

$$(Pc)_{min} = [P_p + P_t + (P_{lf} + P_{lh}) s] \left(1 + \frac{D}{K}\right) \quad \text{Ec. 2}$$

Dónde:

$$(Pc)_{max} = (Pc)_{min}(R)_a \quad \text{Ec. 3}$$

Y:

$$P_{avg} = (Pc)_{min} \left(1 + \frac{At}{2Aa}\right) \quad \text{Ec. 4}$$

Donde los términos que componen las anteriores ecuaciones son:

¹⁵ BROWN, Kermit E. The technology of artificial lift methods, Vol. 4. Tulsa, Oklahoma. Editorial Penn well Publishing Company. 1980. p. 853.

¹⁶ FOOS D.L Y GAUL R.B. "Plunger lift performance criteria with operating experience-Ventura avenue Field. Paper SPE 65-124. p. 6.

$$P_{lh} = \gamma_l \quad \text{Ec. 5}$$

$$P_{lf} = \frac{\gamma_l f L v^2}{\frac{d}{12}(2.0)(32.2)} \quad \text{Ec. 6}$$

$$\frac{1}{K} = \frac{F g v^2 g_g}{\frac{d}{12}(2.0)(32.2)(T_{g_{avg}}+460)Z R} \quad \text{Ec. 7}$$

$$R_a = \frac{A_a + A_t}{A_a} \quad \text{Ec. 8}$$

3.3.2 Gas requerido por ciclo.

$$V_g = F_{gs} P C_{avg} \left(\frac{V_t}{14.7} \right) \left(\frac{520}{T_{g_{avg}}+460} \right) \left(\frac{1}{Z} \right) \quad \text{Ec. 9}$$

Dónde:

$$V_t = \frac{A_t(D-SL)}{1000} \quad \text{Ec. 10}$$

$$F_{gs} = \left(\frac{1+D}{1000} \right) * 0.02 \quad \text{Ec. 11}$$

3.3.3 Máxima cantidad de ciclos.

$$C_{max} = \frac{1440}{\frac{D-SL}{V_{fg}} + \frac{D}{V_v} + \frac{SL}{V_{fl}}} \quad \text{Ec. 12}$$

3.3.4 Regla de la mano derecha.

La mínima relación gas-liquido (R_{gl}) = 400 scf/bbl por cada 1000 pies en profundidad del pozo, entonces la relación gas líquido es:

$$R_{gl} = \frac{q_g/q_l}{D/1000} \quad \text{Ec. 13}$$

- Presión en el casing requerida para levantar un barril de bache de líquido.

$$P_{cs} = \frac{Phs}{(0.5 \text{ hasta } 0.6)} + (Pl)max$$

Ec. 14

Nomenclatura de las anteriores ecuaciones:

A_t = Área transversal de la tubería de producción. Pies²

A_a = Área transversal del anular. Pies²

C_{max} = máximo número de ciclos posibles por días

d = Diámetro de la tubería de producción. Pulg

D = Punto más profundo de viaje del plunger.

f_g = Factor de fricción de Darcy-Weisbach para el flujo de gas en la tubería de producción.

F_{gs} = Factor de deslizamiento del gas de Foss y Gaul.

f_l = Factor de fricción de Darcy-Weisbach para el bache de líquido.

g_g = Gravedad específica del gas.

K = Fricción del gas en la tubería de producción.

L = longitud de un barril de líquido dentro de la tubería de producción. Pies/bbl.

$(Pc)_{min}$ = Presión mínima del casing para que el plunger llegue a superficie. (Psi)

$(Pc)_{max}$ = Presión requerida para iniciar el ciclo del sistema plunger lift. (Psi)

Pc_{avg} = Presión promedio en el casing durante la operación.

P_p = Presión requerida para levantar el peso del plunger. (Psi)

P_t = Presión en la tubería de producción. (Psi)

P_{ff} = Presión diferencial requerida para superar la fricción del líquido por barril (Psi/bbl).

P_{lh} = Presión diferencial requerida para levantar el peso del líquido por barril (Psi/bbl).

R_a = Radio del anular + área transversal de la tubería hasta el revestimiento.

S = Volumen de carga por encima del plunger (bbl).

Tg_{avg} = Temperatura promedio del gas, °F.

V_g = Volumen de gas requerido por ciclo. Mscf.

V_t = Volumen de la tubería de producción por encima del bache de líquido. Mscf.

V_{fg} = Velocidad promedio del plunger cayendo a través del gas. Pies/min.
(Típicamente entre 200 y 1200 pies/min)

V_{fl} = Velocidad promedio del plunger cayendo a través del líquido. Pies/min.
(Típicamente entre 50 y 250 pies/min)

V_γ = Velocidad promedio del plunger durante el ascenso. Pies/min. (Típicamente entre 400 a 1200 pies/min).

Z = Factor de compresibilidad del gas.

γ_l = Gradiente del líquido. Psi/pie.

4 ANTECEDENTES DE LOS POZOS SELECCIONADOS Y DISEÑOS PARA LA IMPLEMENTACION DEL SISTEMA PLUNGER LIFT.

En el presente capitulo se hará énfasis en los estados mecánicos actuales de los pozos seleccionados para el estudio de cambio del sistema de levantamiento. A continuación se explica detalladamente las especificaciones de cada uno de ellos.

4.1 ANALISIS DEL LEVANTAMIENTO IMPLEMENTADO EN LOS POZOS.

Con vista que en este campo los pozos ya se encontraban produciendo y que el estudio se realiza para mejorar la producción y disminuir el número de trabajos de intervención con el cambio de levantamiento, se hizo el análisis y el estudio de las características y condiciones a las que se encuentra el pozo actualmente antes de la implementación del plunger lift.

4.1.1 Antecedentes del estado mecánico del pozo 1.

En la Figura 23 observamos que el levantamiento implementado es un bombeo mecánico desarrollado en dos fases. La primera fase se realizó con un (caising) el revestimiento de 10 3/4" con un grado de tubería de J-55 de 36 Lb/ft y está sentada a 1525 ft de la superficie que se ve; la segunda fase se hizo con un caising de 7 " de grado N-80 de 29 Lb/ft y se sentó a 10977 ft. La profundidad total del pozo está a 10987 ft, dejando un espacio de 10 ft de bolsillo para inyectar el cemento para cementar el revestimiento. El collar flotador se encuentra está a 10985 ft para no permitir que se devuelva el cemento a la hora de la cementación. Hay un empaque perforado que se utilizó para abandonar zonas por debajo de 10695 ft. De resto todas las zonas aportan a la producción.

Como tubería de producción se observan 158 juntas de tubing de 2 7/8 " con peso de 6,5 lb/ft de grado N-80. Conectas (EUE) con 139 juntas de 2 3/8 para luego terminar con el set de producción con una 7 juntas 2 7/8".

Todas las profundidades están referidas a la elevación de la mesa rotaria. Su elevación es de 619 ft que está referida al nivel del mar, la elevación del terreno es de 602 ft sobre el nivel del mar. Entonces la elevación de la mesa rotaria con respecto al terreno es una diferencia entre las elevaciones referidas.

Elevación mesa rotaria =

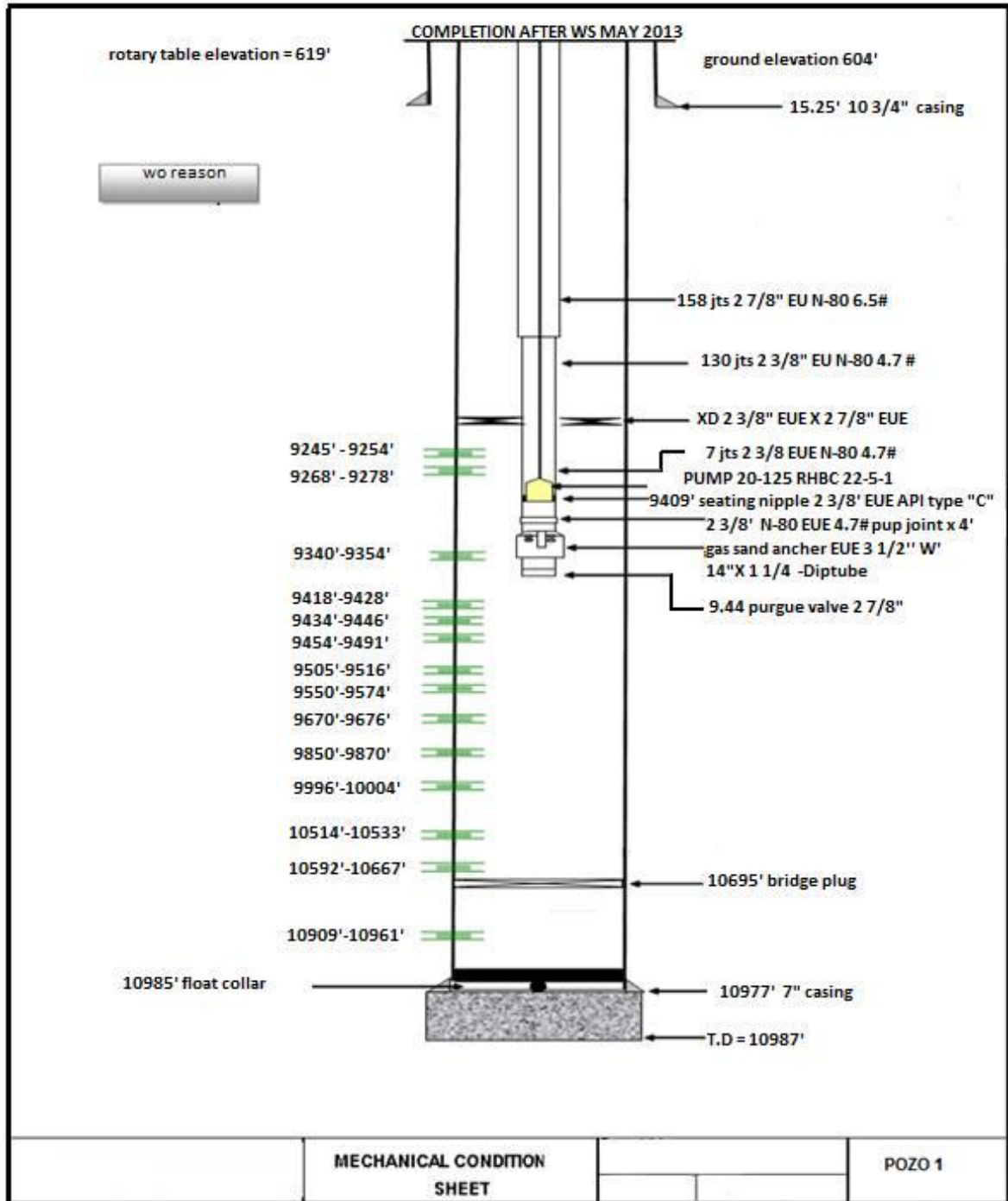
elevación referida mesa rotaria – elevacion referida terreno

Ec.15

$$Elevación mesa rotaria = 619 - 604 = 15 ft$$

También se observa una la válvula de descarga que está a 9448 ft. Ya que el pozo también va produciendo arenas y con esto ocasionando la pega de la bomba en fondo, es por este motivo que se desea cambiar el sistema de levantamiento por plunger lift para disminuir el número de intervenciones, y mantener el caudal de producción de tal manera obtener una mejor rentabilidad.

Figura 23. Estado mecánico actual pozo 1



Fuente: Compañía operadora.

En la Figura 24 de la curva IPR se puede observar el potencial de producción actual del pozo 1 que es aproximadamente de 12 BOPD con la presión actual de fondo fluyendo a aproximadamente 350 psi que fue determinada por el modelo de Vogel el cual se planteo para yacimientos que presentan empuje por gas en solución como lo es el campo donde se desea realizar este proyecto el proceso esta descrito por la ecuación del método y los datos suministrados por la compañía operadora. (ver tabla 10)

Tabla 10. Valores IPR Bombeo mecánico, calculados por método Vogel.

Qo (BOPD)	VOGEL IPR Pwf(psi)
14	0
14	40
14	80
14	120
13	160
13	200
13	240
12	280
11	320
11	360
10	400
9	440
9	480
8	520
7	560
6	600
5	640
4	680

Q _o (BOPD)	VOGEL IPR P _{wf} (psi)
2	720
1	760
0	800

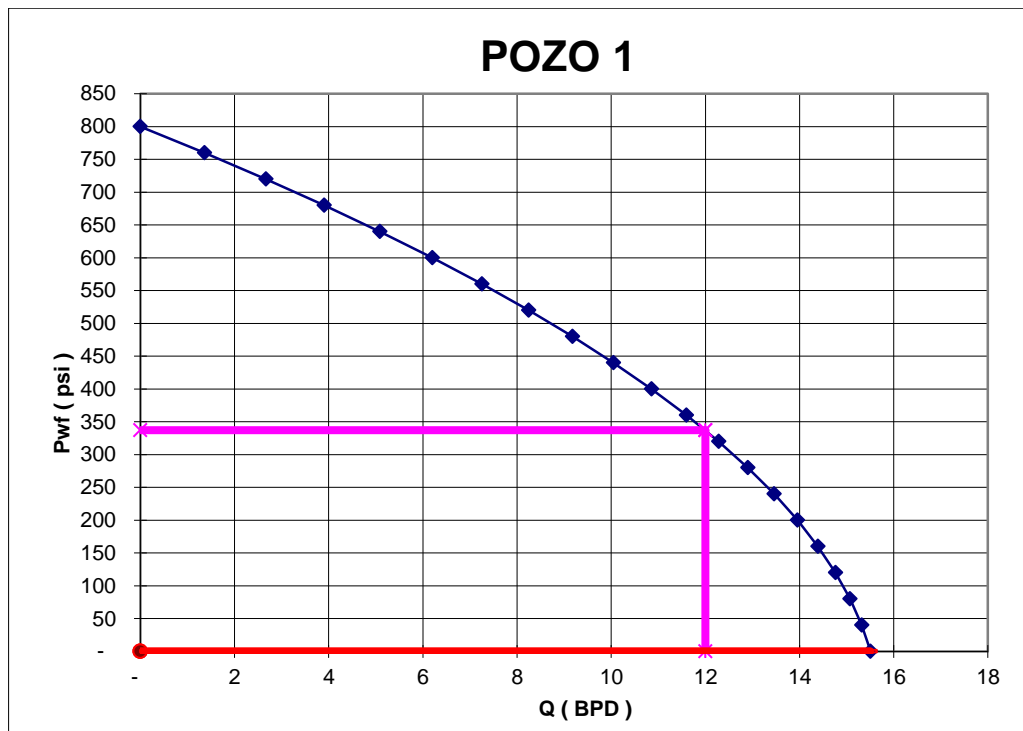
la anterior tabla fue diseñada teniendo en cuenta el modelo de la ecuación de vogel.

Ecuación de vogel:

$$\frac{Q_o}{Q_{max}} = 1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{yac}} \right)^1 - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{yac}} \right)^2 \quad \text{Ec. 16}$$

Fuente: Petroleum Production Engineering, Elsevier Science & Technology Books. 2007

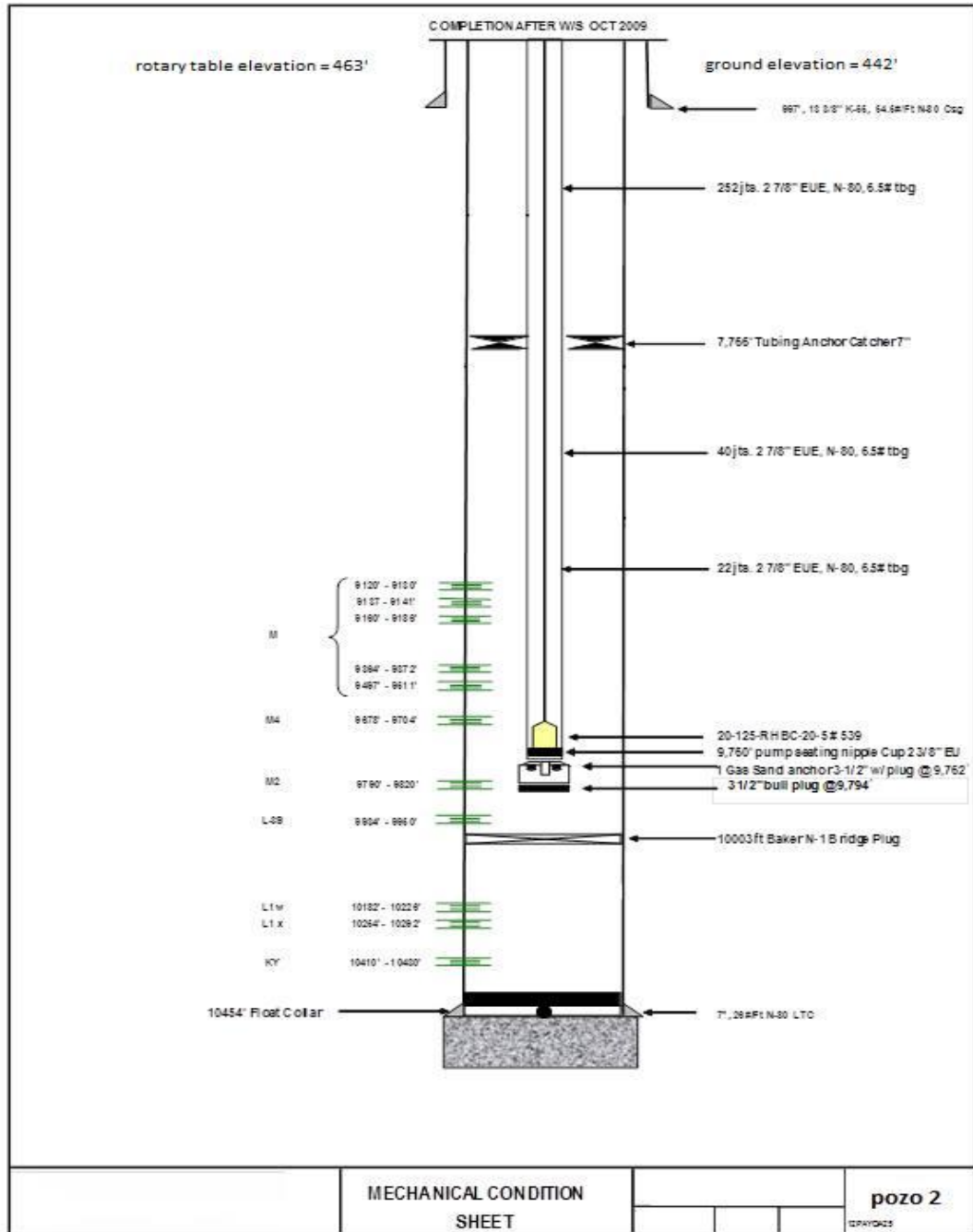
Figura 24. Curva IPR del pozo 1 con bombeo mecánico.



Fuente. Compañía operadora.

4.1.2 Antecedentes del estado mecánico pozo 2. En la figura 25 se observa los antecedentes mecánicos presenta el pozo 2

Figura 25. Estado mecánico actual pozo 2.



Fuente. Compañía operadora.

En la Figura 25 el pozo 2 tiene un sistema de levantamiento por bombeo mecánico que fue desarrollado durante dos fases. La primera de estas se realizó con un casing de 13 3/8", de grado K-55 con un peso de 54,5 Lb/ft y se sentó a 997 ft respecto a la superficie que se ve. Para la segunda fase se utilizó un casing de 7" de grado N-80 con un peso de 26 Lb/ft sentado a 10461 ft. También se observa un ancla para la tubería a 7766 ft. Se clasifico el pozo en tres zonas las cuales actualmente son productoras, hay un empaque perforado a 10003 ft, en el cual por encima de este toda la zona es productora, y por debajo de este hay dos empaques para sellar alguna zona, como tubería de producción hay 317 juntas en total con un diámetro de 2 7/8" con un peso de 6,5lb/ft. El primer set de tuberías de producción es de 252 juntas antes del ancla para luego conectar con una junta de 2 7/8" y seguir con dos sets uno de 40 juntas de 2 7/8" y otro de 22 juntas de 2 7/8" todos con el mismo peso.

Por ultimo notamos que la mesa rotaria tiene una elevación con respecto al nivel de mar de 462 ft y la elevación del terreno es de 442 ft.

levación mesa rotaria =

elevación referida mesa rotaria – elevacion referida terreno

$$Elevación\ mesa\ rotaria = 462 - 442 = 20\ ft$$

El pozo presenta problemas de arenamiento que dificultan el funcionamiento de la bomba en fondo, causando varios trabajos de intervención y debido a este motivo se quiere implementar un sistema de plunger lift basado en la alta relación gas-liquido del pozo para disminuir el número de intervenciones y mantener su producción.

El potencial de producción del pozo 2 modelado por la ecuación de Vogel para una presión de 350 psi es de 13 BOPD, y su comportamiento se encuentra tabulado en la siguiente tabla (ver tabla 11) esta es la producción a través del sistema bombeo

mecánico, a de mas como dato de la producción de gas se tiene un valor de 160 KSCF, como esta producción de gas es alta y ocasiona la baja eficiencia en el funcionamiento de las bombas que además sufren por la pega debido a la arena. La siguiente curva IPR muestra datos de producción con datos del yacimiento reportados durante la producción con bombeo mecánico. Ver figura 26.

Tabla 11. Valores IPR bombeo mecánico, calculados por el método vogel.

Qo	VOGEL IPR
(BOPD)	Pwf(psi)
16	0
15	50
15	100
15	150
15	200
14	250
14	300
13	350
12	400
12	450
11	500
10	550
9	600
8	650
7	700
6	750
5	800
4	850
3	900

Qo	VOGEL IPR
(BOPD)	Pwf(psi)
1	950
0	1.000

Figura 26. Curva IPR actual del pozo 2 con bombeo mecánico.



Fuente. Los autores.

4.2 DISEÑO DEL SISTEMA PLUNGER LIFT PARA LOS POZOS SELECCIONADOS.

El sistema de levantamiento artificial Plunger Lift recomendado está basado en periodos de cierre y apertura del pozo en superficie, con el fin de utilizar la energía del yacimiento para producir los líquidos acumulados en el pozo, mediante un Plunger o pistón que actúa como una interfase sólida entre el nivel de líquido y gas de levantamiento. El ciclo comienza con un periodo de cierre con el fin de permitir que el pozo restaure el nivel de fluido y acumule suficiente presión tanto en la tubería de producción como en el espacio anular, adicionalmente permitir que el Plunger, pueda descender hasta el fondo y ser amortiguado por el Bumper Spring o resorte, que está ubicado dentro de la tubería de producción. Igualmente el pistón tiene un cepillo con “cerdas de nylon” flexible que al momento de viajar en la tubería realice un proceso de barrido o remoción de materiales extraños que puedan complicar el proceso de producción como lo son arenas, sales y carboncillos que se acumulan en el interior de la tubería. El diámetro del cepillo es un poco más grande que el cuerpo del Plunger lo cual crea un sello eficaz mediante la adaptación a las desviaciones de la tubería.

Para desarrollar este objetivo nos basamos en una tabla de cálculo de Excel que permite mediante la inclusión de datos y el desarrollo de ecuaciones establecidas hacer la simulación de el comportamiento de los pozos y el resultado de la implementación del sistema plunger lift. Obteniendo nuevos datos que nos lleven a un análisis ingenieril para determinar la eficiencia de la aplicación de este sistema en el campo del magdalena medio seleccionado. El paso a paso del diseño se puede observar en la sección 4.2.1

Previo a la instalación del sistema en el pozo es necesario realizar un conjunto de cálculos y determinar una serie de condiciones como presiones mínima, máxima y promedio del revestimiento, relación gas aceite mínima, cantidad de gas necesaria

por ciclo (viaje) del plunger, número máximo de ciclos, entre otras. Las cuales se encuentran explicadas en esta sección.

Muchas instalaciones de este tipo de levantamiento han comenzado con la instalación de los equipos de Plunger Lift y la programación del controlador en modo prueba y error, es requerido un tiempo considerable para esta operación, además se recomienda que el operador tenga experiencia en el manejo del equipo. Por otro lado el funcionamiento del ciclo puede basarse en cálculos de ingeniería, este enfoque le dará al diseñador una buena estimación de lo que se espera de la instalación y una mejor comprensión de la operación para que más adelante pueda analizar y hacer ajustes correspondientes para optimizar el proceso.

Los primeros métodos de diseño incluyen los procedimientos de Beeson, Knox, Stoddard¹⁷ y Foss y Gaul¹⁸. El método de Foss y Gaul es el más fácil de discutir, su enfoque es asumir el tamaño de la carga líquida y la presión máxima del revestimiento que se requiere para levantar una carga líquida a una velocidad determinada hacia superficie, después determinar las presiones de ciclo apropiadas, el gas requerido por ciclo es calculado usando el volumen conocido de la tubería y las presiones calculadas anteriormente. Posteriormente Hacksma¹⁹ sugirió el uso de las curvas de operación para el análisis y optimización del ciclo. Ambos investigadores se ocuparon principalmente de pozos productores de petróleo. Foss y Gaul asumen expansión isotérmica en el levantamiento del gas en el espacio anular entre el revestimiento y la tubería y una velocidad del plunger de 1000 pie/min para calcular la presión mínima del revestimiento (P_{c-min}). Ver Ecuación 17.

¹⁷ BEESON, C.M.; KNOX, D.G.; and STODDARD, J.H.: "Plunger Lift Correlation Equations and Nomographs," Paper 501-G, New Orleans. 1995.

¹⁸ FOSS, D.L. and GAUL, R.B.: "Plunger Lift Performance Criteria with Operating Experience Ventura Avenue Field," Drilling and Production Practice, 1965.

¹⁹ HACKSMA, J.D., "User's Guide to Predicting Plunger Lift Performance," Texas, 1972

La presión base, P_{c-min} , es calculada cuando la carga líquida y el plunger llegan a superficie, donde:

Ecuación presión mínima del revestimiento.

$$(P_c)_{min} = [P_p + P_t + (P_{lf} + P_{lh}) S] \left(1 + \frac{D}{K}\right) \quad \text{Ec. 17}$$

Dónde:

P_{cmin} : Presión mínima del revestimiento, psia.

P_p : W_p (Weight plunger) / A_t , psia.

A_t : Área interna de la tubería, pulg².

P_{lh} : Gradiente hidrostático, psi/bbl de carga líquida.

P_{lf} : Gradiente de flujo de líquido, psi/bbl de carga líquida.

P_t : Presión de la línea, psia.

(S) slug: Volumen de carga líquida, bbl.

D: Profundidad de plunger, pie.

K: Longitud para flujo de gas por tubería, pie.

Foss y Gaul sugieren una aproximación donde K y ($P_{lh} + P_{lf}$) son constantes para una tubería dada y una velocidad de plunger de 1000 pie/min, ver Tabla 10.

Tabla 12. Constantes de K y $P_{lh} + P_{lf}$ sugeridas por Foss y Gaul.

Tamaño de la tubería (pulg)	K (pie)	$P_{lh} + P_{lf}$ (psi/bbl)
2 3/8	33500	165
2 7/8	45000	102
3 1/2	57600	63

Fuente: Petroleum Production Engineering, Elsevier Science & Technology Books. 200

Para calcular la presión máxima del revestimiento es necesario conocer la presión mínima de revestimiento, el área anular revestimiento-tubería y el área interna de

la tubería. Ver Ecuación 3. Para una exitosa operación del plunger, la presión máxima del revestimiento debe tomarse de la siguiente ecuación:

$$(PC)_{max} = (PC)_{min} (R_a) \quad \text{Ec. 18}$$

Dónde:

$$R_a = \frac{A_a + A_t}{A_a}$$

P_{cmin} : Presión mínima del revestimiento, psia.

A_a : Es el área del espacio anular entre el revestimiento y la tubería, pulg².

A_t : Área interna de la tubería, pulg².

Luego se pasa a determinar la presión promedio del revestimiento con la Ecuación 4.

La presión promedio del revestimiento se expresa como:

$$P_{avg} = (PC)_{min} \left(1 + \frac{A_t}{2A_a} \right) \quad \text{Ec. 19}$$

Para calcular el gas requerido por ciclo se usa la Ecuación 9.

$$V_g = F_{gs} P_{cavg} \left(\frac{V_t}{14.7} \right) \left(\frac{520}{T_{gavg} + 460} \right) \left(\frac{1}{Z} \right) \quad \text{Ec. 20}$$

Donde:

V_g : Gas requerido por ciclo, Mscf.

$$F_{gs} = \left(\frac{1+D}{1000} \right) * 0.02 \quad \text{Factor de deslizamiento Foss y Gaul modificado.}$$

P_{cavg} : Presión promedio del revestimiento, $\left(\frac{P_{cmin} + P_{cmax}}{2} \right)$, psia.

$$V_t = \frac{A_t(D-SL)}{1000} \quad \text{volumen de gas en la tubería, Mcf.}$$

L : Capacidad interna de la tubería, pie/bbl.

Z : Factor de compresibilidad del gas promedio a condiciones de tubería.

T_{avg} : Temperatura promedio en tubería, °F.

Con los datos anteriores se pasa a calcular el número máximo de ciclos con la Ecuación 5.

$$NC_{max} = \frac{1440}{\frac{D-SL}{V_{fg}} + \frac{D}{V_r} + \frac{SL}{V_{fl}}} \quad \text{Ec. 21}$$

Dónde:

Ncmax: Número máximo de ciclos por día.er

Vfg: Caída del plunger en gas, pie/min.

Vfl: Caída del plunger en líquido, pie/min.

Vr: Aumento de la velocidad del plunger, pie/min.

La tasa máxima de producción de líquido es expresada en la Ecuación 16.

$$QL_{max} = NC_{max} \times S \quad \text{Ec. 22}$$

Y el GLR requerido se calcula con la Ecuación 17.

$$GLR_{min} = \frac{V_g}{S} \quad \text{Ec. 23}$$

Los resultados de los cálculos se encuentran al finalizar el diseño en la tabla 15.

4.2 DISEÑOS DE LA IMPLEMENTACIÓN PLUNGER LIFT PARA CADA UNO DE LOS POZOS.

En esta sección se desarrolla los diseños para la implementación del sistema plunger lift mediante el modelamiento matemático explicado en la sección 3.3 y el uso de una macro Excel adquirida por préstamo de la empresa que realizo los estados mecánicos, y que debido a políticas de la empresa no se representa su nombre en este libro.

4.2.1 Diseño de la implementación del sistema Plunger Lift en el pozo 1.

Para la parte del diseño en el pozo 1, es necesario seguir los pasos establecidos en una tabla de Excel que va generando el proceso. Primero las características.

Tabla 13. Características empleadas en el diseño de plunger lift en el pozo 1.

Profundidad (D)	10967 pies
Producción de aceite	12 BPD
Producción de gas	105 Kscf
Presión de la línea de flujo (LPH)	25 psi
Presión en cabeza de la tubería (THP)	110 psi
Presión en cabeza del revestimiento (CHP)	148 psi
Presión atmosférica	14,7
Diámetro interno de la tubería (Tid)	2.441 pulgadas
Diámetro externo de la tubería (Tod)	2,875pulgadas
Diámetro interno del revestimiento (Cid)	6,184 pulgadas
Corte de agua	0,2
°API	34
Temperatura promedio	118 °F

Lo primero que se hace es calcular la carga que puede levantar el plunger en cada uno de sus viajes; o sea el porcentaje de carga líquida.

$$\% \text{ carga líquida} = \frac{CHP-THP}{CHP-LHP} \quad \text{Ec. 24}$$

Fuente: Plunger Lift Applications and Operations Manual. Production Control Services. 2002

$$\% \text{ carga líquida} = \frac{148-110}{148-25} = 0,31 = 31\%$$

El siguiente paso es calcular la gravedad específica del fluido ya que con esta se calcula el gradiente de presión con la ecuación 25.

$$\text{Gesp del aceite} = \frac{141,5}{^{\circ}API+131,5} \quad \text{Ec. 25}$$

Fuente: Plunger Lift Applications and Operations Manual. Production Control Services. 2002

$$\text{Gesp del aceite} = \frac{141,5}{34+131,5} = 0,854$$

Conociendo la gravedad específica del agua salada = 1,05 se determina la gravedad específica del fluido, ecuación 26.

$$\text{Gesp del fluido} = (\text{corte de agua} * \text{Gesp Agua}) + (\text{Gesp aceite} * (1 - \text{corte de agua})) \quad \text{Ec. 26}$$

Fuente: Plunger Lift Applications and Operations Manual. Production Control Services. 2002

$$\text{Gesp del fluido} = (0,2 * 1,05) + (0,854 * (1 - 0,2)) = 0,89$$

Fuente: Plunger Lift Applications and Operations Manual. Production Control Services. 2002

$$\text{Gradiente de presión} = 0,43 * \text{Gesp fluido} \quad \text{Ec. 27}$$

$$\text{Gradiente de presión} = 0,433 * 0,89 = 0,385 \text{ psi/pie}$$

Con este gradiente de presión se calcula la altura de la carga líquida, por sus siglas en inglés Hf (Fluid height) que será levantada por el Plunger. Ver ecuación 28.

$$Hf = \frac{CHP-THP}{\text{Gradiente de presión}} \quad \text{Ec. 28}$$

Fuente: Plunger Lift Applications and Operations Manual. Production Control Services. 2002

$$Hf = \frac{148-110}{0,385} = 98,7 \text{ pies}$$

Con estos datos obtenidos se calcula el número de ciclos por día Cy (Cycles per day). Ecuación 29.

$$Cy = \frac{1440}{A+B+C+M+N} \quad \text{Ec. 29}$$

Fuente: Plunger Lift Applications and Operations Manual. Production Control Services. 2002

Dónde:

1440 = minutos/día

$$A = (D - Hf) / Vfg = (10967 - 98,7) / 1000 = 10,86$$

$$B = Hf / Vfl = 98,7 / 172 = 0,57$$

$$C = D / Vfg = 10967 / 1000 = 10,96 = 11$$

M = Tiempo de restauración de presión = 40 minutos

N = Tiempo después de flujo = 20 minutos

Para poder determinar la cantidad de barriles por ciclo a levantar por el plunger, también fue necesario calcular el área interna de la tubería de producción (At). Ecuación 30.

$$At = [(3,14/4)(Tid^2)] / 12^2 \quad \text{Ec. 30}$$

Fuente: Plunger Lift Applications and Operations Manual. Production Control Services. 2002

$$At = [(3,14 / 4) * 2,441^2] / 12^2 = 0,032 \text{ pulgadas}^2$$

Barriles por ciclo:

$$\frac{\text{bbl}}{\text{ciclo}} = (Hf * At) / 5,615 \quad \text{Ec. 31}$$

Dónde:

5,615 = Constante para conversión de unidades (un barril = 5,615 ft³)

Entonces,

$$Cy = [1440 / (10,86 + 0,57 + 11 + 40 + 20)] = 17,46 = 17 \text{ ciclos/día}$$

Con esta información se calculó la producción esperada en barriles por día usando la Ecuación 32.

$$producción = \frac{\text{barriles}}{\text{ciclos}} * \frac{\text{ciclos}}{\text{días}} \quad \text{Ec. 32}$$

Fuente: Plunger Lift Applications and Operations Manual. Production Control Services. 2002

$$Producción = 0,56 * 17 = 9,56 \text{ Bbl/día}$$

Ya con estos datos se prosiguió a calcular la presión mínima del revestimiento (P_{cmin}), la presión máxima del revestimiento (P_{cmax}) y la presión promedio del revestimiento (P_{cavg}) usando las ecuaciones 17, 18 y 19, respectivamente, explicadas en el capítulo anterior. Para esto también se hizo necesario hallar el área del espacio anular (A_a) entre el revestimiento y la tubería de producción. Ver Ecuación 33.

$$A_a = [(3,14 / 4) * (Cid^2 - Tod^2)] / 12^2 \quad \text{Ec. 33}$$

Fuente: Plunger Lift Applications and Operations Manual. Production Control Services. 2002

$$A_a = [(3,14 / 4) * (38,241 - 8,265)] / 144 = 0,16 \text{ pulgadas}^2$$

Con la ecuación 2 se calculó,

$$P_{cmin} = [5 + 14,7 + 25 + (102 * 0,56)] * (1 + 10967 / 45000) = 126,63 \text{ psi}$$

Con la Ecuación 3 se calculó,

$$P_{cmax} = 126,63 * [(0,22 + 0,032) / 0,22] = 145,05 \text{ psi}$$

Y con la Ecuación 4 se calculó,

$$P_{cavg} = 126,63 * [1 + (0,032 / 2 * 0,22)] = 135,83 \text{ psi}$$

Luego se determinó la cantidad de gas que se producirá por ciclo y por barril, esto se hizo con la Ecuación 34, la Ecuación 35 y la Tabla 14.

Producción de gas en MCF/ciclo.

$$MCF/ciclo = C * D * Pc_{avg}$$

Ec. 34

Fuente: Plunger Lift Applications and Operations Manual. Production Control Services. 2002

$$MCF/ciclo = 0,000002904 * 10967 * 135,83 = 4,32 MCF/ciclo$$

Dónde:

D = Profundidad perforaciones

C = Constante por tamaño de tubería

La constante por tamaño de tubería se puede encontrar en la siguiente tabla

Tabla 14. Constante “C” por tamaño de la tubería.

Tamaño de tubería	Constante C
2 3/8	0,000001934
2 7/8	0,000002904
3 1/2	0,00000435

Fuente: Petroleum Production Engineering, Elsevier Science & Technology Books. 2007

Producción de gas en MCF/barril

$$MCF/barril = (MCF / ciclo) / (Bbl / ciclo)$$

Ec. 35

$$MCF/barril = 4,32 / 0,56 = 7,71 MCF/barril$$

Con estos datos se diseñó la tabla 15. Que muestra los diferentes números de ciclos para alcanzar los barriles por ciclo necesarios para el trabajo óptimo del plunger lift, que para su optimización se encuentra en un rango en donde la carga líquida debe mantenerse entre el 35 y 40% ya que esto asegura que el viaje del pistón entregue en cabeza la misma cantidad con la que se carga en fondo; para el caso particular del pozo 1 para alcanzar la producción de 12 Bbl/día se hace necesario 24 ciclos, y esta tiene una cantidad 0,50 Bbl/ciclo y una producción de 12,08 Bbl/día además de estar en el rango del porcentaje de carga con un 36%.

Tabla 15. Diseño del sistema de levantamiento plunger lift para diferentes cantidades de barriles por ciclo para el pozo1.

Barril Ciclo	Longitud carga liquida Hf	Tiempo cierre min	tiempo flujo min	Presión de Casing en cabeza CHP min	Presión de Casing en cabeza CHP max	Presión de Casing en cabeza CHP Avrg	Presión de Tubing en cabeza THP Avrg	# Ciclos	% Carga liquida	Producción de Liquido Dia BbIFD	Gas SCF/Ciclo	Producción de Gas Dia SCFD
0,10	17,30	8,06	5,03	74,49	88,24	81,36	73,31	41,03	14%	4,10	2333,45	95745,08
0,20	34,60	8,06	5,03	87,17	103,26	95,22	79,11	40,93	23%	8,19	2518,01	103073,61
0,30	51,90	16,13	5,03	99,86	118,29	109,07	84,90	33,24	29%	9,97	2702,58	89825,23
0,40	69,20	24,19	5,03	112,54	133,32	122,93	90,70	27,98	33%	11,19	2887,15	80770,86
0,50	86,50	32,26	5,03	125,23	148,34	136,78	96,50	24,15	36%	12,08	3071,72	74191,10
0,60	103,80	40,32	5,03	137,91	163,37	150,64	102,30	21,25	38%	12,75	3256,29	69193,45
0,70	121,10	48,38	5,03	150,60	178,39	164,49	108,10	18,97	40%	13,28	3440,85	65268,50
0,80	138,40	56,45	5,03	163,28	193,42	178,35	113,90	17,13	42%	13,70	3625,42	62104,37
0,90	155,70	64,51	5,03	175,97	208,44	192,21	119,70	15,62	43%	14,06	3809,99	59499,38
1,00	173,00	72,58	5,03	188,65	223,47	206,06	125,49	14,35	44%	14,35	3994,56	57317,36
1,20	207,60	80,64	5,03	214,02	253,52	233,77	137,09	13,26	46%	15,91	4363,69	57868,08

Basados en los datos de la tabla 15 se hizo la relación mínima requerida gas líquido para este pozo, calculada con la ecuación 1.

$$GLR_{min} = \frac{3071,72*0,50 - 2333,45*0,10}{0,50 - 0,10} = 3256,3scf/Bbl$$

Donde se ve claramente que el pozo es un candidato óptimo para la implementación ya que cuenta con excelentes características para la producción con plunger lift. Esto debido a que se necesita un $GLR_{min} = 3256,3$ SCF/Bbl y el pozo cuenta con una $GLR = 8522$ SCF/Bbl siendo este el indicador más relevante para la implementación.

4.2.1.1 Análisis del comportamiento IPR en la implementación del sistema plunger lift para el pozo 1.

Para la predicción del comportamiento del pozo 1 se hizo un análisis con la implementación del sistema plunger lift establecida teniendo en cuenta las propiedades y características tanto del pozo como del fluido. Algunos de estos datos fueron suministrados por la compañía operadora y otros obtenidos como los son los de la sección 4.5.1 y así obtener la producción del pozo cuando se manejan diferentes presiones de cabeza en el revestimiento generando variaciones en la producción de aceite.

Las condiciones para el análisis de este pozo fueron.

- $P_{yac} = 800$ psi
- $P_{wf} = 337$ Psi
- $Q_w = 0$ STBD
- $Q_o = 12$ STBD
- $B_o = 1,03$ RB/STB
- $B_w = 1$ RB/STB

Con la ecuación de Vogel²⁰ se calculó el caudal máximo de producción de aceite. Ver Ecuación 36.

Ecuación de Vogel:

$$\frac{Q_o}{Q_{max}} = 1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{yac}} \right)^1 - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{yac}} \right)^2 \quad \text{Ec. 36}$$

Fuente: Petroleum Production Engineering, Elsevier Science & Technology Books. 2007

$$Q_{max} = 12 / [1 - 0,2(337 \text{ psi} / 1000 \text{ psi})^1 - 0,8(337 \text{ psi} / 1000 \text{ psi})^2]$$

$$Q_{max} = 14,4 \text{ BOPD}$$

Con esto se construyó en la gráfica la curva IPR que presenta el pozo 1 con el estado actual “Bombeo mecánico” (color azul), el out flow o curva de demanda del pozo (color negro), el corte con esta curva out flow me da la indicación de la producción que en realidad se aporta por la tubería; las demás curvas IPR presentadas se dan manejando diferentes presiones de revestimiento en cabeza con plunger lift, además los diferentes valores de presión de fondo fluyendo (Pwf) que fueron usados para graficar las curvas IPR se encuentran en la tabla 16.

²⁰ Petroleum Production Engineering, Elsevier Science & Technology Books 2007, p 34.

Tabla 16. Valores IPR plunger lift calculados por el método vogel.

CHP = Si Pyac	Qo(max)=	CHP = Si Pyac	Qo(max)=	CHP = Si Pyac	Qo(max)=	CHP = Si Pyac	Qo(max)=	CHP = Si Pyac	Qo(max)=
440	14,5	400	14,5	360	14,5	320	14,5	280	14,5
Qo(BOPD)	VOGEL IPR	Qo(BOPD)	VOGEL IPR	Qo(BOPD)	VOGEL IPR	Qo(BOPD)	VOGEL IPR	Qo(BOPD)	VOGEL IPR
	CHP (psi)		CHP (psi)		CHP (psi)		CHP (psi)		CHP (psi)
14,50	-	14	-	15	-	15	-	15	-
14,33	22	14	20	14	18	14	16	14	14
14,09	44	14	40	14	36	14	32	14	28
13,80	66	14	60	14	54	14	48	14	42
13,46	88	13	80	13	72	13	64	13	56
13,05	110	13	100	13	90	13	80	13	70
12,59	132	13	120	13	108	13	96	13	84
12,06	154	12	140	12	126	12	112	12	98
11,48	176	11	160	11	144	11	128	11	112
10,85	198	11	180	11	162	11	144	11	126
10,15	220	10	200	10	180	10	160	10	140
9,40	242	9	220	9	198	9	176	9	154

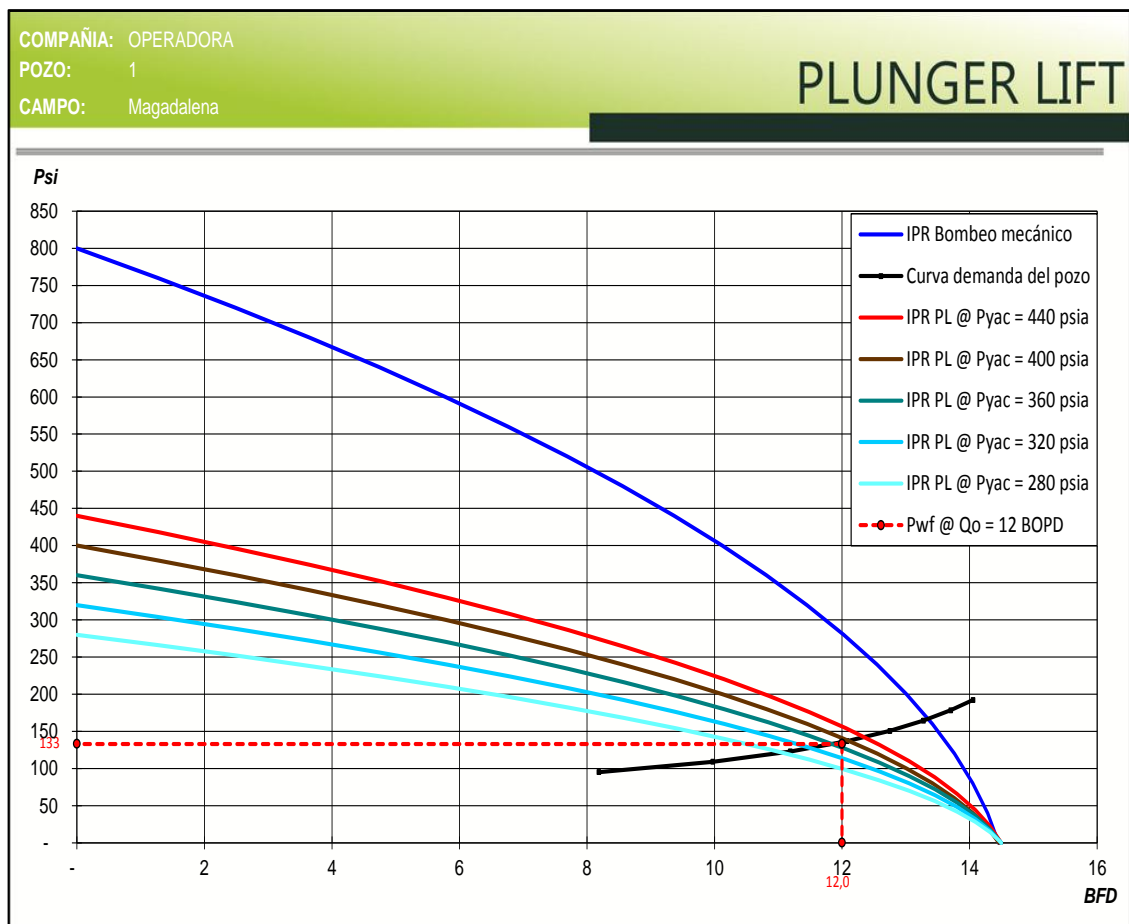
Continuación de la tabla No. 16

8,58	264	9	240	9	216	9	192	9	168
7,71	286	8	260	8	234	8	208	8	182
6,79	308	7	280	7	252	7	224	7	196
5,80	330	6	300	6	270	6	240	6	210
4,76	352	5	320	5	288	5	256	5	224
3,65	374	4	340	4	306	4	272	4	238
2,49	396	2	360	2	324	2	288	2	252
1,28	418	1	380	1	342	1	304	1	266
-	440	-	400	-	360	-	320	-	280

La nueva curva de demanda del pozo se calculó con los datos de producción de aceite por día y las presiones del revestimiento en cabeza que se encuentran en la tabla 15 producto del diseño de la implementación del sistema plunger lift.

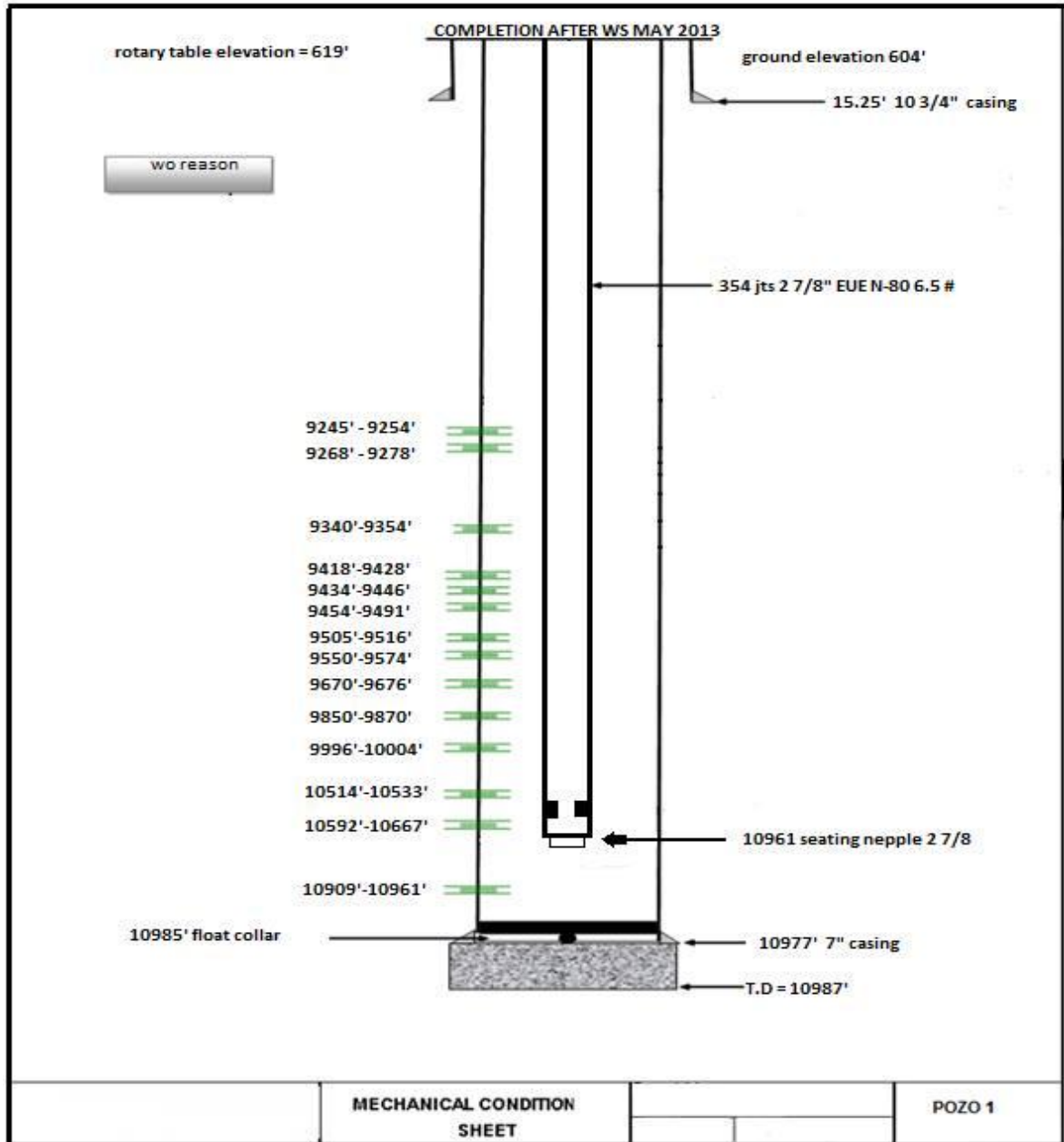
Luego se gráficas las curvas correspondientes a las diferentes presiones de revestimiento en cabeza (CHP) indicadas en la tabla 16. Entonces la curva que se utiliza es la de $CHP = P_{yac}$ si esta es igual a 360 psia además teniendo en cuenta que la tubería está instalada y con el fin de alcanzar la producción de 12 Bbl/día que es la producción que se quiere mantener en el corte de la curva de demanda del pozo como se muestra en la figura 27.

Figura 27. Curvas IPR con plunger lift y curva de demanda del pozo 1.



Fuente: Los autores.

Figura 28. Estado mecánico del plunger lift propuesto para el pozo 1.



En la (Figura 28) se observa el estado mecánico del plunger lift para el pozo 1 que se realizó durante dos fases; la primera se sentó a 1525 ft de la superficie con un casing de 10 3/4" en la segunda fase se bajó un casing de 7" hasta los 10977 ft de 29 Lb/ft y 354 juntas de producción de 2 7/8 de 6,5 Lb/ft y se estabilizo el seating

nipple a 10961 después de quitar empaques y cañonear la zona que se tenida aislada. El collar flotador se dejó a 10965 ft de profundidad.

4.2.2 Diseño de la implementación del sistema plunger lift en el pozo 2.

Para la parte del diseño en el pozo 2, es necesario seguir los pasos establecidos en una tabla de Excel que va generando el proceso.

Tabla 17. Características empleadas en el diseño de plunger lift en el pozo 2.

Profundidad (D)	10461 pies
Producción de aceite	13 BPD
Producción de gas	160 Kscf
Presión de la línea de flujo (LPH)	25 psi
Presión en cabeza de la tubería (THP)	110 psi
Presión en cabeza del revestimiento (CHP)	135 psi
Presión atmosférica	14,7
Diámetro interno de la tubería (Tid)	2.441 pulgadas
Diámetro externo de la tubería (Tod)	2,875 pulgadas
Diámetro interno del revestimiento (Cid)	6,184 pulgadas
Corte de agua	0,2
°API	32
Temperatura promedio	116 °F

Para el diseño se siguen pasos establecidos en una tabla de Excel que va generando el proceso del diseño. Lo primero que se hace es calcular la carga que puede levantar el plunger en cada uno de sus viajes; o sea el porcentaje de carga líquida.

$$\% \text{ carga líquida} = \frac{CHP - THP}{CHP - LHP} \quad \text{Ec. 37}$$

Fuente: Plunger Lift Applications and Operations Manual. Production Control Services. 2002

$$\% \text{ carga líquida} = \frac{135 - 110}{135 - 25} = 0.23 = 23\%$$

El siguiente paso es calcular la gravedad específica del fluido ya que con esta se calculara el gradiente de presión con la ecuación 38.

$$\text{Gesp del aceite} = \frac{141,5}{^{\circ}API + 131,5} \quad \text{Ec. 38}$$

Fuente: Plunger Lift Applications and Operations Manual. Production Control Services. 2002

$$\text{Gesp del aceite} = \frac{141,5}{32 + 131,5} = 0,865$$

Conociendo la gravedad específica del agua salada = 1,05 se determina la gravedad específica del fluido, ecuación 39.

$$\text{Gesp fluido} = (\text{corte de agua} * \text{Gesp Agua}) + (\text{Gesp aceite} * (1 - \text{corte de agua})) \quad \text{Ec. 39}$$

Fuente: Plunger Lift Applications and Operations Manual. Production Control Services. 2002

$$\text{Gesp del fluido} = (0,2 * 1,05) + (0,865 * (1 - 0,2)) = 0,90$$

$$\text{gradiente de presión} = 0,43 * \text{Gesp del fluido} \quad \text{Ec. 40}$$

Fuente: Plunger Lift Applications and Operations Manual. Production Control Services. 2002

$$\text{gradiente de presión} = 0,433 * 0,90 = 0,381 \text{ psi/pie}$$

Con este gradiente de presión se calcula la altura de la carga líquida, por sus siglas en inglés Hf (Fluid height) que será levantada por el Plunger. Ver ecuación 41.

$$Hf = \frac{CHP-THP}{\text{gradiente de presión}} \quad \text{Ec. 41}$$

Fuente: Plunger Lift Applications and Operations Manual. Production Control Services. 2002

$$Hf = \frac{135-110}{0,381} = 65,61 \text{ pies}$$

Con estos datos obtenidos se calcula el número de ciclos por día Cy (Cycles per day). Ver ecuación 42.

$$Cy = \frac{1440}{A+B+C+M+N} \quad \text{Ec. 42}$$

Fuente: Plunger Lift Applications and Operations Manual. Production Control Services. 2002

Dónde:

1440 = minutos/día

$$A = (D - Hf) / Vfg = (10461 - 65,61) / 1000 = 10,39$$

$$B = Hf / Vfl = 65,61 / 172 = 0,57$$

$$C = D / Vfg = 10461 / 1000 = 10,4 = 10$$

M = Tiempo de restauración de presión = 40 minutos

N = Tiempo después de flujo = 20 minutos

Para poder determinar la cantidad de barriles por ciclo a levantar por el plunger, también fue necesario calcular el área interna de la tubería de producción (At). Ecuación 43.

$$At = [(3,14/4) * Tid^2] / 12^2 \quad \text{Ec. 43}$$

Fuente: Plunger Lift Applications and Operations Manual. Production Control Services. 2002

$$At = [(3,14 / 4) * 2,441^2] / 12^2 = 0,032 \text{ pulgadas}^2$$

Barriles por ciclo:

$$\frac{Bbl}{\text{ciclo}} = (Hf * At) / 5,615 \quad \text{Ec. 44}$$

Dónde: Fuente: Plunger Lift Applications and Operations Manual. Production Control Services. 2002

5,615 = Constante para conversión de unidades (un barril = 5,615 ft³)

Entonces.

$$C_y = [1440 / (10,39 + 0,58 + 10 + 40 + 20)] = 17,82 = 18 \text{ ciclos/día}$$

Con esta información se calculó la producción esperada en barriles por día usando la Ecuación 45.

$$\text{produccion} = \text{barriles por ciclo} * \text{ciclos por dia} \quad \text{Ec. 45}$$

Fuente: Plunger Lift Applications and Operations Manual. Production Control Services. 2002

$$\text{Producción} = 0,37 * 18 = 6,66 \text{ Bbl/día}$$

Ya con estos datos se prosiguió a calcular la presión mínima del revestimiento (P_{cmin}), la presión máxima del revestimiento (P_{cmax}) y la presión promedio del revestimiento (P_{cavg}) usando las ecuaciones 17, 18 y 19, respectivamente, explicadas en el capítulo anterior. Para esto también se hizo necesario hallar el área del espacio anular (A_a) entre el revestimiento y la tubería de producción. Ver ecuación 46.

$$A_a = [(3,14/4) * (Cid^2 - Tod^2)] / 12^2 \quad \text{Ec. 46}$$

$$A_a = [(3,14 / 4) * (38,241 - 8,265)] / 144 = 0,16 \text{ pulgadas}^2$$

Con la ecuación 17 se calculó,

$$P_{cmin} = [5 + 14,7 + 25 + (102 * 0,37)] * (1 + 10461 / 45000) = 101,6 \text{ psi}$$

Con la Ecuación 18 se calculó,

$$P_{cmax} = 101,6 * [(0,22 + 0,032) / 0,22] = 116,37 \text{ psi}$$

Y con la Ecuación 19 se calculó,

$$P_{cavg} = 101,6 * [1 + (0,032 / 2 * 0,22)] = 108,57 \text{ psi}$$

Luego se determinó la cantidad de gas que se producirá por ciclo y por barril, esto se hizo con la Ecuación 47, la Ecuación 48 y la Tabla 14.

Producción de gas en MCF/ciclo

$$MCF/ciclo = C * D * Pc_{avg} \quad \text{Ec. 47}$$

Fuente: Plunger Lift Applications and Operations Manual. Production Control Services. 2002

$$MCF/ciclo = 0,000002904 * 10461 * 108,57 = 3,29 MCF/ciclo$$

Dónde:

D = Profundidad perforaciones

C = Constante por tamaño de tubería

La constante por tamaño de tubería se puede encontrar en la tabla 14.

Producción de gas en MCF/barril

$$MCF/barril = (MCF/ciclo) / (Bbl/ciclo) \quad \text{Ec. 48}$$

$$MCF/barril = 3,29 / 0,37 = 8,89 MCF/barril$$

Con la anterior información se realizó la tabla 18 donde pueden observarse los datos para una producción de diferentes cantidades de barriles por ciclo, donde se resalta la producción de 0,90 Bbl/ciclo que es la que intenta alcanzar, asegurando el 35% de la carga de líquido que es el ideal del sistema y va a subir en el pistón ya que este asegura la producción continua, la cual presenta 14,53 ciclos/día con una producción de 13,08 Bbl/día.

Tabla 18. Diseño del sistema de levantamiento plunger lift para diferentes cantidades de barriles por ciclo para el pozo 2.

Barril Ciclo	Longitud carga liquida Hf	Tiempo cierre min	Tiempo flujo min	Presión de Casing en cabeza CHP min	Presión de Casing en cabeza CHP max	Presión de Casing en cabeza CHP Avrg	Presión de Tubing en cabeza THP Avrg	# Ciclos	% Carga liquida	Producción de Liquido Dia BblFD	Gas SCF/Ciclo	Producción de Gas Dia SCFD
0,1	17,3	8,06	5,03	73,72	87,32	80,52	74,01	42,44	12%	424%	2230,9	94672,01
0,2	34,6	16,13	5,03	86,27	102,19	94,23	81,21	34,22	19%	6,84	2447,95	83769,86
0,3	51,9	24,19	5,03	98,82	117,06	107,94	88,41	28,67	24%	8,6	2665	76404,53
0,4	69,2	32,26	5,03	111,38	131,93	121,65	95,61	24,67	27%	9,87	2882,06	71095,14
0,5	86,5	40,32	5,03	123,93	146,8	135,36	102,81	21,65	29%	10,82	3099,11	67086,29
0,6	103,8	48,38	5,03	136,48	161,67	149,08	110,01	19,29	31%	11,57	3316,16	63952,26
0,7	121,1	56,45	5,03	149,03	176,54	162,79	117,21	17,39	33%	12,17	3533,21	61434,86
0,8	138,4	64,51	5,03	161,59	191,41	176,5	124,41	15,83	34%	12,66	3750,26	59368,41
0,9	155,7	72,58	5,03	174,14	206,28	190,21	131,61	14,53	35%	13,08	3967,32	57641,7
1	173	80,64	5,03	186,69	221,15	203,92	138,81	13,43	36%	13,43	4184,37	56177,32
1,1	190,3	88,7	5,03	199,24	236,02	217,63	146,02	12,48	37%	13,73	4401,42	54919,69

Continuación de la tabla No. 18

1,2	207,6	96,77	5,03	211,8	250,89	231,34	153,22	11,65	38%	13,99	4618,47	53827,92
1,3	224,9	104,83	5,03	224,35	265,76	245,05	160,42	10,93	38%	14,21	4835,52	52871,23
1,4	242,2	112,9	5,03	236,9	280,63	258,77	167,62	10,3	39%	14,42	5052,58	52026,01
1,5	259,5	120,96	5,03	249,46	295,5	272,48	174,82	9,73	39%	14,6	5269,63	51273,86
1,6	276,8	129,02	5,03	262,01	310,37	286,19	182,02	9,22	40%	14,76	5486,68	50600,19
1,7	294,1	137,09	5,03	274,56	325,24	299,9	189,22	8,77	40%	14,9	5703,73	49993,34
1,8	311,4	145,15	5,03	287,11	340,11	313,61	196,42	8,35	41%	15,03	5920,78	49443,84

Basados en los datos de la tabla 18 se hizo la relación mínima requerida gas líquido para este pozo, calculada con la ecuación 1.

$$GLR_{min} = \frac{3967,32*0,90- 2230,90*0,10}{0,90 - 0,10} = 4184,37scf/Bbl$$

Donde se ve claramente que el pozo es un candidato óptimo para la implementación ya que cuenta con excelentes características para la producción con plunger lift. Esto debido a que se necesita un $GLR_{min} = 4184,37$ SCF/Bbl y el pozo cuenta con una $GLR = 5522$ SCF/Bbl siendo este el indicador más relevante para la implementación.

4.2.2.1 Análisis del comportamiento IPR en la implementación del sistema plunger lift para el pozo 1.

El siguiente análisis se realizó con el fin de predecir el comportamiento futuro del Pozo 2 con la implementación del sistema Plunger Lift teniendo en cuenta las condiciones y características presentadas por el pozo, al igual que la información suministrada y los datos obtenidos luego del diseño realizado en la sección 4.5.2. Con esto se determinó la capacidad de producción del pozo manejando diferentes presiones de revestimiento en cabeza, lo que genera variaciones en la producción de aceite.

Las condiciones del pozo para este análisis fueron:

- $P_{yac} = 1000$ psi
- $P_{wf} = 350$ Psi
- $Q_w = 0$ STBD
- $Q_o = 13$ STBD
- $B_o = 1,03$ RB/STB
- $B_w = 1$ RB/STB

Con la ecuación de Vogel²¹ se calculó el caudal máximo de producción de aceite. Ver Ecuación 16.

Ecuación de Vogel:

$$Q_o/Q_{max} = 1 - 0,2(P_{wf}/P_{yac})^1 - 0,8(P_{wf}/P_{yac})^2 \quad \text{Ec. 30}$$

Fuente: Petroleum Production Engineering, Elsevier Science & Technology Books. 2007

$$Q_{max} = 12 / [1 - 0,2(337 \text{ psi} / 1000 \text{ psi})^1 - 0,8(337 \text{ psi} / 1000 \text{ psi})^2]$$

$$Q_{max} = 14,4 \text{ BOPD}$$

Con esto se construyó en la gráfica la curva IPR que presenta el pozo 1 con el estado actual “Bombeo mecánico” (color azul), el out flow o curva de demanda del pozo (color negro), el corte con esta curva out flow me da la indicación de la producción que en realidad se aporta por la tubería medida en cabeza; las demás curvas IPR presentadas se dan manejando diferentes presiones de revestimiento en cabeza con plunger lift, además los diferentes valores de presión de fondo fluyendo (P_{wf}) que fueron usados para graficar las curvas IPR se encuentran en la tabla 19.

²¹ Petroleum Production Engineering, Elsevier Science & Technology Books 2007, p 34.

Tabla 19. Valores IPR plunger lift calculados a partir del método vogel.

CHP = Si Pyac	Qo(max)=	CHP = Si Pyac	Qo(max)=	CHP = Si Pyac	Qo(max)=	CHP = Si Pyac	Qo(max)=	CHP = Si Pyac	Qo(max)=
550	15,6	500	15,6	450	15,6	400	15,6	350	15,6
Qo(BOPD)	VOGEL1 IPR	Qo(BOPD)	VOGEL1 IPR	Qo(BOPD)	VOGEL1 IPR	Qo(BOPD)	VOGEL1 IPR	Qo(BOPD)	VOGEL1 IPR
	CHP (psi)		CHP (psi)		CHP (psi)		CHP (psi)		CHP (psi)
15,60	-	16	-	16	-	16	-	16	-
15,41	28	15	25	15	23	15	20	15	18
15,16	55	15	50	15	45	15	40	15	35
14,85	83	15	75	15	68	15	60	15	53
14,48	110	14	100	14	90	14	80	14	70
14,04	138	14	125	14	113	14	100	14	88
13,54	165	14	150	14	135	14	120	14	105
12,98	193	13	175	13	158	13	140	13	123
12,36	220	12	200	12	180	12	160	12	140
11,67	248	12	225	12	203	12	180	12	158
10,92	275	11	250	11	225	11	200	11	175
10,11	303	10	275	10	248	10	220	10	193

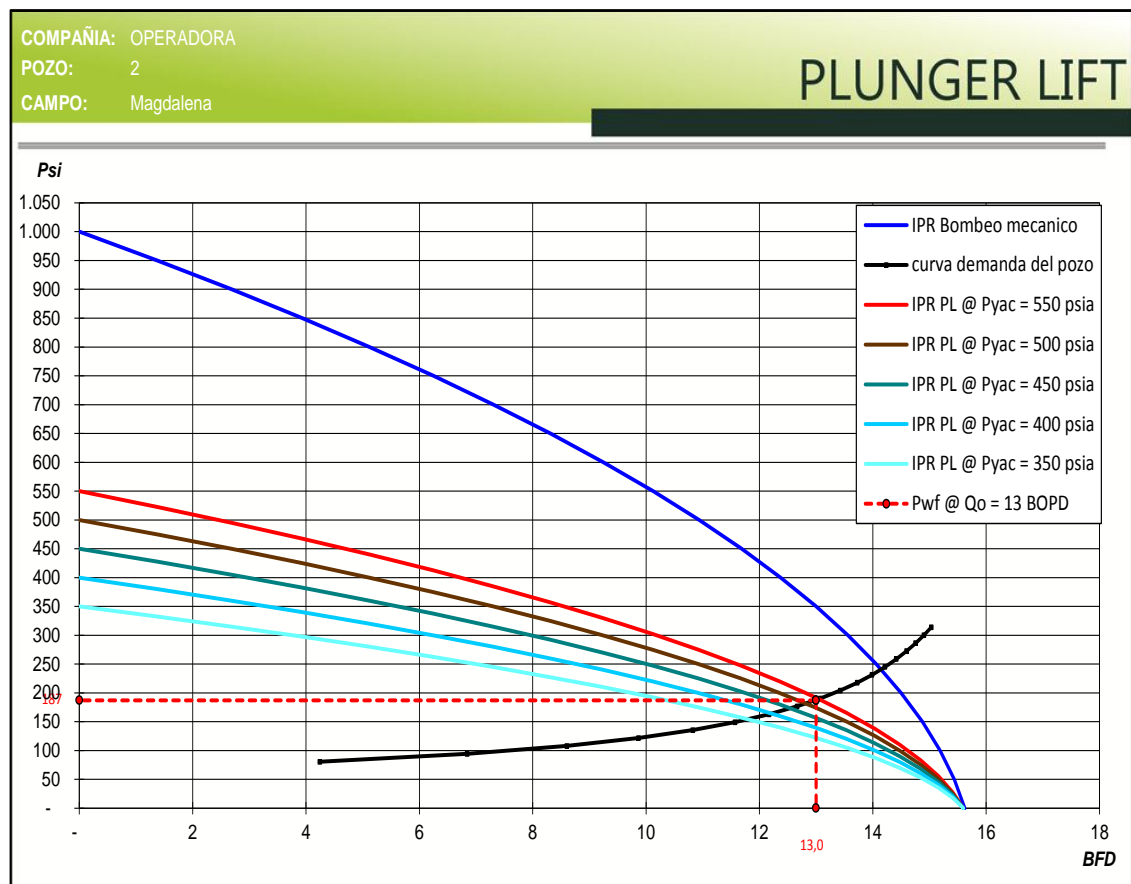
Continuación de la tabla No. 19

9,24	330	9	300	9	270	9	240	9	210
8,30	358	8	325	8	293	8	260	8	228
7,30	385	7	350	7	315	7	280	7	245
6,24	413	6	375	6	338	6	300	6	263
5,12	440	5	400	5	360	5	320	5	280
3,93	468	4	425	4	383	4	340	4	298
2,68	495	3	450	3	405	3	360	3	315
1,37	523	1	475	1	428	1	380	1	333
-	550	-	500	-	450	-	400	-	350

La nueva curva de demanda del pozo se calculó con los datos de producción de aceite por día y las presiones del revestimiento en cabeza que se encuentran en la tabla 19 producto del diseño de la implementación del sistema plunger lift.

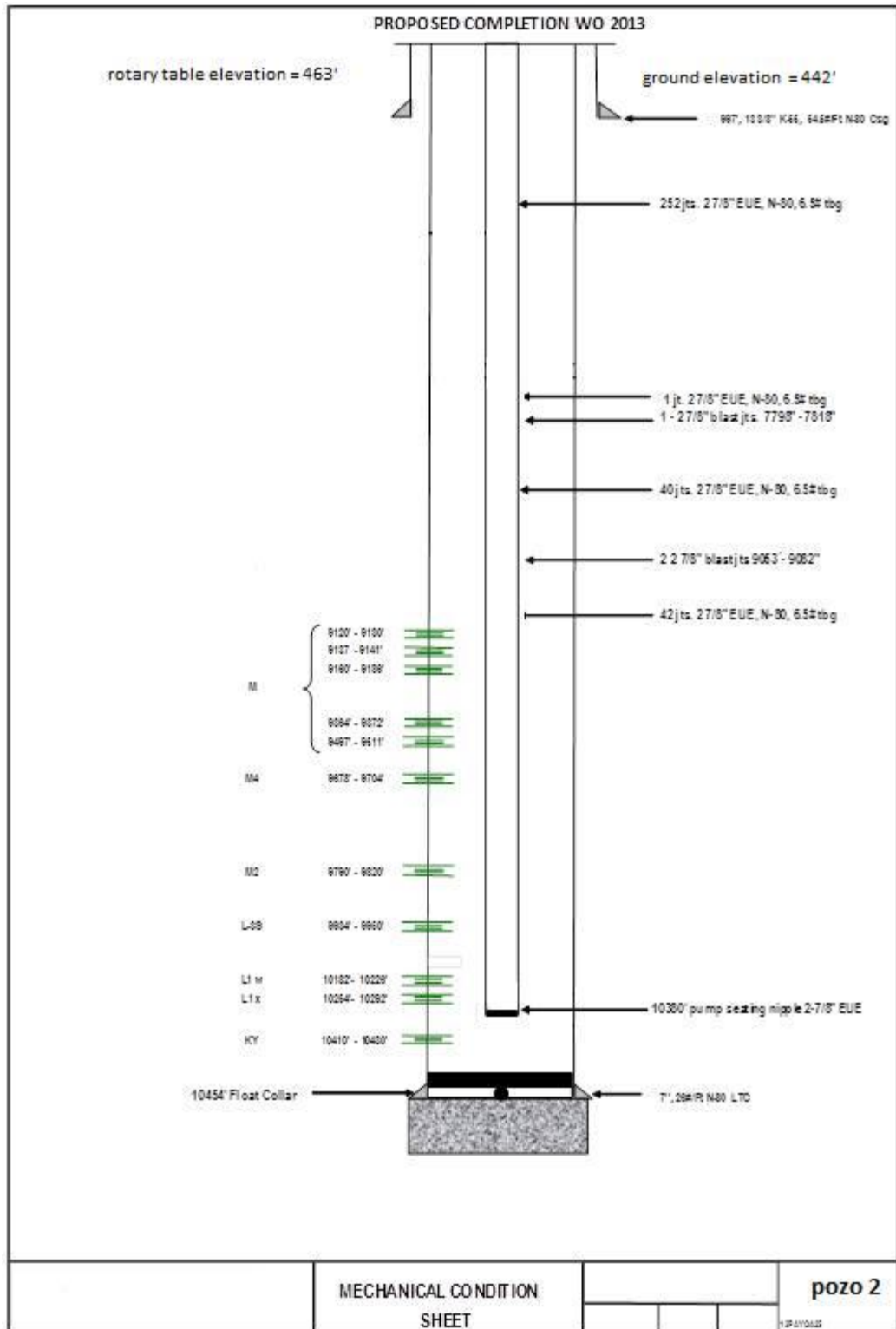
Luego se grafican las curvas correspondientes a las diferentes presiones de revestimiento en cabeza (CHP) indicadas en la tabla 23. Entonces la curva que se utiliza es la de $CHP = P_{yacimiento}$ si esta es igual a 550 psia además teniendo en cuenta que la tubería está instalada y con el fin de alcanzar la producción de 13 Bbl/día que es la producción que se quiere mantener en el corte de la curva de demanda del pozo como se muestra en la figura 29.

Figura 29. Curvas IPR con plunger lift y curva de demanda del pozo 2.



Fuente: Los autores.

Figura 30. Estado mecánico del plunger lift propuesto para el pozo 2.



En la (Figura 30) se observa el estado mecánico propuesto para el pozo 2 que se realizó en 2 fases la primera de estas fases se desarrolló con un casing de 13 3/8" con un peso de 64,5 LB/ft y se sentó a 997 ft de la superficie, la tubería de producción se bajó en varios sets de diámetro de 2 7/8 con un peso de 6,5 Lb/ft con un total de 338 juntas, el seating nipple se ubicó a 10380 ft de profundidad, el collar flotador a 10454 ft y se retiró un empaque perforado para alcanzar las zonas más profundas.

4.3 CRITERIO DEL DISEÑO.

Se realiza un sistema de levantamiento para pozos que estan produciendo liquidos a bajas tasas (menores a 250 BPD) con elevadas relaciones gas líquido (GRL). Este sistema consta principalmente de:

- Muelle amortiguador en fondo
- Lubricador
- Muelle amortiguador en superficie
- Controlador
- Plunger o piston

4.4 ESPECIFICACIONES DEL SISTEMA PROPUESTO PLUNGER LIFT.

El diseño propuesto del sistema de levantamiento plunger lift, se hizo de acuerdo a criterio de los autores y recomendaciones del codirector tomando ciertas consideraciones que se explican a continuación.

Se propuso un diseño para los dos pozos apropiados y realizar un posterior piloto. En esencia el equipo que conforma el sistema de levantamiento para todos los pozos es el mismo, en lo que difieren es en la profundidad de asentamiento del set de fondo de pozo. El equipo que conforma el sistema de levantamiento plunger lift es el siguiente: ver figuras 31, 32, 33 y 34.

- **Resorte parachoques/Tubing Stop.**

Figura 31. Bumper Spring y Tubing Stop.



Fuente: www.fergusonbeauregard.com/products/dheproducts/bstubing.html

Se optó por esta combinación debido a que no necesita tener en el fondo del pozo ningún niple de asentamiento o algún pin soldado en el tubing para su instalación. Este tubing stop (tabla 20) tiene hojas que se agarran al tubing de producción, lo que reduce la necesidad de otros accesorios y reduce el tiempo de instalación ahorrando costos de esta manera.

Tabla 20. Especificaciones Bumper Spring y Tubing Stop.

Tubing	Máximo O.D	Mínimo O.D	Máxima Longitud	Tamaño cuello de pesca.	Peso.
2 7/8"	2.575"	2.125"	24.200"	1.375"	10lbs

Fuente: www.fergusonbeauregard.com/products/dheproducts/bstubing.html

- **Tipo de plunger. Tipo cepillo, sello de fibra.**

Este tipo de pistón (tabla 21) es especial para el caso que se presenta en los pozos del Campo del Magdalena Medio, ya que está diseñado para remover las arenas y mantener limpia la tubería de producción.

Figura 32. Pistón tipo cepillo.



Fuente: www.fergusonbeauregard.com/products/plungers/fiberseal.html

Estas fibras poliméricas resisten hasta 250 F, esto es otro factor que lo hace favorable para aplicar en el campo escuela debido a que la temperatura no supera este valor.

Tabla 21. Especificaciones del pistón tipo cepillo.

Tubing	Máximo O.D	Mínimo O.D	Máxima Longitud	Tamaño cuello de pesca.	Peso.
2 7/8"	2.367"	2.250"	19.000"	1.375"	11lbs

Fuente: www.fergusonbeauregard.com/products/dheproducts/bstubing.html

- **Set de superficie: Conjunto lubricador/receptor.**

Para esta parte del sistema de levantamiento no se tuvo un criterio especial debido a que es una parte del sistema estándar para todos los pozos y sus variaciones difieren en cuanto a la posición o características de algunos sensores.

Figura 33. Conjunto lubricador-receptor.



Fuente: www.fergusonbeauregard.com/products/dheproducts/lubcatcher.html

Cabe recordar que la función del receptor (tabla 22) es amortiguar la llegada del pistón, ya que este lo hace a altas velocidades generalmente, además de retener el pistón mientras el pozo se encuentre en el periodo de flujo.

Tabla 22. Especificaciones del conjunto lubricador receptor.

Tubing	Niple I.D	Longitud	Peso	Threads
2 7/8"	2.500"	43.775"	58 lbs.	2 7/8" 8RD

Fuente: www.fergusonbeauregard.com/pr

- **Controlador de Superficie: Controlador automático, auto-ciclo.**

Hoy en día es gracias al desarrollo de estos controladores automáticos que el sistema plunger lift está recibiendo una gran atención, debido a que estos dispositivos poseen algoritmos que les permiten ajustar de manera independiente las variables entre ciclos, y cambiar sus parámetros de operación conforme

detectan, analizan y optimizan la energía entre cada ciclo, además que hoy en día existen aplicaciones que permiten que puedan ser monitoreados remotamente.

Figura 34. Controlador automático, auto-ciclo.



Fuente: <http://www.fergusonbeauregard.com/products/autoplusproduct/auto-cycle-ic.html>

Otras ventajas que tienen estos dispositivos es que funcionan con batería interna y además como sistema alternativo de energía poseen un panel solar, que alimenta los circuitos del controlador. Una innovación en estos sistemas fue que se eliminó la necesidad de tener un operador cerca de los pozos, debido a que ahora las variables se monitorean remotamente y cualquier inconveniente es detectado en tiempo real, lo que se traduce en reducción de costos y mayor eficiencia en el seguimiento del funcionamiento del sistema de levantamiento.

4.4.1 Cabezal del Plunger.

Para la elección del cabezal no se hace ningún criterio especial ya que los cabezales son estándar y no dependen de ninguna propiedad y solo varían por algunos sensores adaptados al sistema de fondo. Ver figura 35.

Figura 35. Cabezal del plunger.



Fuente: Empresa operadora.

5 ANÁLISIS ECONOMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PLUNGER LIFT.

Para la realización de cualquier proyecto, es necesaria una inversión inicial, cuya inversión está basada en uso de diferentes métodos y conjuntos de variables que definen los cálculos que lleven a una mejor inversión.

Para la realización de este capítulo es necesario el uso de las siguientes variables económicas: el Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR), Tiempo de repago (Payback Time) y Relación Beneficio/Costo (B/C), esto con el fin de determinar si hay rentabilidad o no, en el desarrollo del proyecto²².

El objetivo principal de la evaluación financiera de un proyecto, es determinar la alternativa de inversión más adecuada, con el fin mejorar la rentabilidad; para lograrlo es recomendable desarrollar las siguientes fases: estimar la inversión neta o inicial representada por la integración de los costos de desarrollo del proyecto, estimar los flujos de efectivo generados durante la vida del mismo y evaluar la conveniencia de este de acuerdo con la comparación de la inversión neta, los flujos de efectivo y el uso de los métodos establecidos para ello.

5.1 INVERSIÓN INICIAL O NETA (CAPEX)²³.

La inversión neta o inicial, está definida como la suma total de los costos de desarrollo físico del proyecto, promoción y construcción del proyecto. Existen dos escenarios distintos en los cuales la inversión inicial puede ser calculada: el

²² JAUREGUI, Juan y GALVIS, SILVIA. Evaluación técnica y económica en la implementación del método de bombeo multifásico en campos marginales de petróleo. Trabajo de grado para optar al grado de Ingeniero de petróleos 2011. P. 118.

²³ *Ibíd* p. 119

primero es cuando el desarrollo físico del proyecto no existe y el segundo es aquel que existiendo va a ser modificado.

Para el cálculo de la inversión inicial se suman los costos que van a incurrir en el desarrollo del proyecto. Se pueden considerar los siguientes puntos asociados con el proyecto como: el valor de la infraestructura, los costos de instalación, los gastos de entrenamiento entre otros y el beneficio o pérdida fiscal ocasionado por la venta de bienes que ya han estado en uso.

La ecuación que representa la inversión inicial es la siguiente;

$$\begin{aligned} \text{Inversión inicial o neta} &= \text{Costos de desarrollo} \\ &+ \text{Costos de promoción} \\ &+ \text{Costos de construcción} \\ &+ \text{Costos de instalación} \\ &+ \text{Costos de entrenamiento} \\ &- \text{Ganancia neta por la venta del bien usado} \end{aligned}$$

5.1.1 Inversión operativa (OPEX)²⁴.

Son los costos operacionales que se requieren para producir y vender el crudo incremental.

5.1.2 Lifting Cost (LC)²⁵.

Es el costo por producción de cada barril de petróleo, tratarlo y disponer de él para venta.

²⁴ Ibíd p. 119

²⁵ Ibíd p. 119

5.1.3 Producción Neta (Q Neta)²⁶.

Es la producción de los intervalos candidatos antes del tratamiento.

5.1.4 Producción Incremental (Q Incremental)²⁷.

Es la producción incremental de los intervalos candidatos al realizar el tratamiento con UFD.

5.1.5 Tasa de Declinación Mensual (TDM)²⁸.

La declinación es la disminución de la capacidad de producción de un yacimiento, debido a la disminución de la energía interna de este.

5.1.6 Producción Diferida.

Es la cantidad de producción de petróleo que se dejará de producir en el tiempo en el cual se interviene el pozo.

5.2 INDICADORES ECÓNICOS PARA LA EVALUACIÓN DEL PROYECTO²⁹.

Para entender el procedimiento de evaluación financiera, se requiere conocer los conceptos en detalle de los indicadores que permiten el desarrollo del proyecto.

²⁶ Ibíd p. 119

²⁷ Ibíd p. 119

²⁸ Ibíd p. 119

²⁹ McRay, Athur. Petroleum evaluations and economics decisions. Prentice hall, 1975.

5.2.1 Valor Presente Neto (VPN).

Consiste en calcular el valor presente del flujo de ingresos futuros esperados durante la evaluación del proyecto, menos el costo la inversión inicial. El VPN dependerá de una tasa de interés que se descuenta dependiendo del periodo de evaluación. Por tanto, a menor tasa de interés, mayor será el VPN y, mayor rentabilidad del proyecto. Es importante tener en cuenta que cuando el VPN es igual a 0, el proyecto no generará utilidades; cuando es negativo, el proyecto debe rechazarse debido a que no alcanzaría a pagarse el proyecto; y cuando es positivo, el proyecto es viable.

La ecuación general para hallar el valor presente neto de un proyecto es igual a:

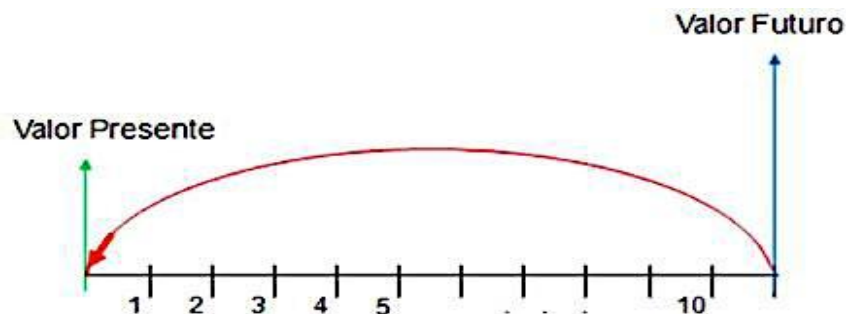
$$VPN = \sum_{n=0}^N \frac{\text{flujo de caja}}{(1+i)^n} \quad \text{Ec. 31}$$

Donde el flujo de caja es igual a la ganancia neta menos los impuestos:

$$\text{flujo de caja} = \text{ganancia neta} - \text{impuestos} \quad \text{Ec. 32}$$

$$\text{ganancia neta} = In - En \quad \text{Ec. 33}$$

Figura 36. Representación del valor presente.

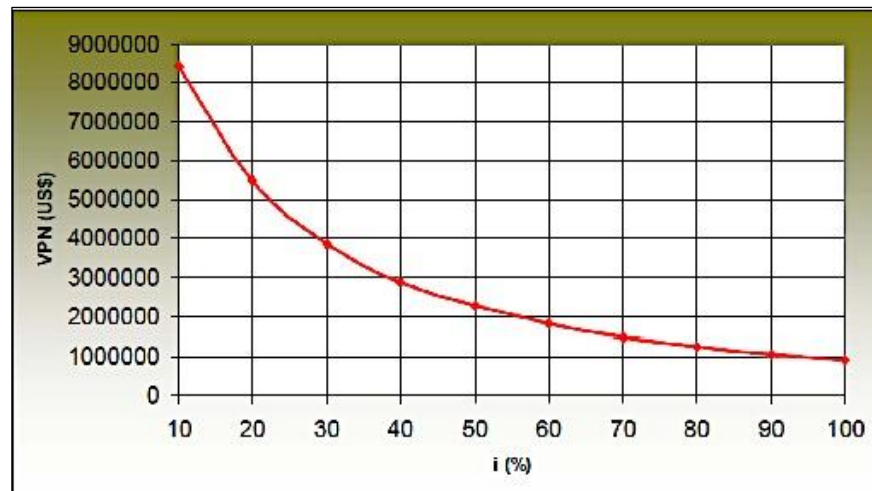


Fuente: JAUREGUI, Juan y GALVIS, Silvia. Evaluación técnica y económica de la aplicación del método de bombeo multifásico en campos marginales de petróleo. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga 2011. p. 123.

In representa los ingresos y En representa los egresos. En se toma como valor negativo ya que representa los desembolsos de dinero. N es el número de periodos considerados (el primer periodo lleva el número 0, no el 1.). El valor $In - En$ indica los flujos de caja estimados de cada periodo. El tipo de interés es i , que es igual al porcentaje al que está invertido un capital en unidad de tiempo. Entre menor es la tasa de interés mayor es el valor presente neto y así, entre mayor es este, más conveniente será el proyecto para la inversión. La aceptación o rechazo de un proyecto depende directamente de la tasa de interés que se utilice.

Cuando el valor presente neto es positivo, el proyecto es viable ya que cubre la inversión y genera beneficios adicionales. Cuando el valor presente neto es negativo, el proyecto debe rechazarse ya que los beneficios esperados no cubren la inversión inicial. Cuando el valor presente neto es igual a cero es indiferente aceptar o no el proyecto.

Figura 37. Comportamiento del VPN en relación a la tasa de interés.

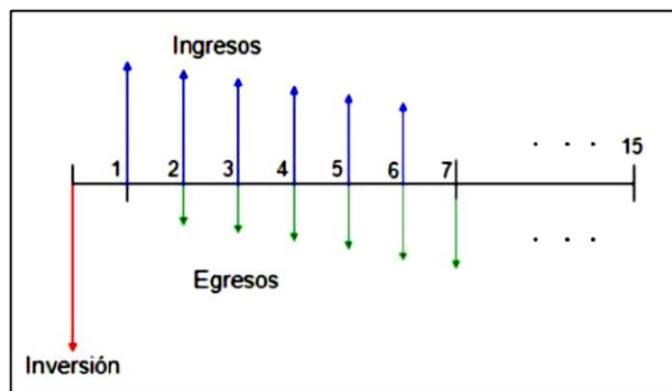


Fuente: JAUREGUI, Juan y GALVIS, Silvia. Evaluación técnica y económica de la aplicación del método de bombeo multifásico en campos marginales de petróleo. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga 2011. p. 125.

5.2.2 Flujos de efectivo.

Los flujos de efectivo netos representan las entradas menos las salidas de dinero que genera el proyecto, durante el tiempo de vida de este. Antes de establecer estos, hay que tener en cuenta que se pueden realizar desde dos puntos de vista: el primero, el del proyecto y el segundo, el del inversionista.

Figura 38. Representación del flujo efectivo.



Fuente: JAUREGUI, Juan y GALVIS, Silvia. Evaluación técnica y económica de la aplicación del método de bombeo multifásico en campos marginales de petróleo. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga 2011. p. 119.

5.2.3 Flujos de efectivo para el proyecto³⁰.

Son flujos generalizados para el desarrollo del proyecto. Este no tiene en cuenta, si los recursos necesarios para la implementación del mismo, son propios o provienen de una fuente de financiamiento. En el cálculo de los flujos, se debe tener en cuenta lo siguiente:

- La inversión, solo se encuentra en el primer año o año cero (0) y su valor es negativo, mientras que los valores de los ingresos, las regalías, los costos de operación y mantenimiento, las ganancias antes de impuestos, el impuesto de

³⁰ Ibíd p. 215.

renta y la ganancia después de impuesto; se tiene en cuenta desde el primer año de operación hasta el fin del proyecto.

- Los costos por operación y mantenimiento, el cual se halla de la forma como se explicó en la parte de los egresos. A esto se le debe sumar el costo de mantenimiento, que también se especificó en la misma parte.
- La depreciación, se evalúa por el método de línea recta, tomando como tiempo de vida útil de los bienes cinco años y el valor de salvamento cero. Por lo tanto, en el flujo de efectivo, aplica solo para los primeros cinco años de vida del proyecto. El valor de la depreciación se debe descontar antes de aplicar el impuesto de renta, por efectos de contabilidad; sin embargo, se debe adicionar al final cuando se tiene la ganancia después de impuestos.
- El capital de trabajo, es el necesario para iniciar y sostener el proyecto, en caso de tener problemas con la operación. Empieza a contarse desde el año cero y es igual al 5% de los ingresos que se esperan tener el año siguiente.

Para los años que siguen, se hace un delta entre el 5% de los ingresos del año siguiente menos el capital de trabajo de los años anteriores. Por lo tanto, no se tendrá capital de trabajo para el último año.

- Los flujos de efectivo se evalúan para toda la vida del proyecto, desde el año cero hasta el final.

Tabla 23. Calculo del flujo de efectivo para el proyecto.

	año		
FLUJO DE EFECTIVO	0	1	2
Inversión (USD) (-)			
Ingresos (USD) (+)			
Regalías (USD) (-)			
Mantenimiento (USD) (-)			
Impuesto de renta (-)			
FLUJO DE CAJA TOTAL			

Fuente: Tesis de proyecto de grado; FABIO LEONARDO BERNAL ARIAS, viabilidad técnico financiera de la implementación del sistema de levantamiento artificial plunger lift en campo colorado.

5.2.4 Flujo de efectivo para el inversionista³¹.

Estos flujos son específicos, para el caso en el cual, el dinero para el desarrollo del proyecto, se obtiene de una fuente de financiamiento. En el cálculo de estos flujos, se deben tener en cuenta los mismos parámetros que en los flujos de efectivo para el proyecto; la única diferencia radica en: los intereses por la financiación y su respectivo a bono a capital. Los intereses del préstamo se descuentan antes de aplicar el impuesto de renta, para obtener la ganancia antes de impuestos; y luego se resta el abono a capital a la ganancia después de impuesto, para hallar el flujo de efectivo total. La forma de realizar su cálculo, se presenta a continuación.

³¹ Tesis de proyecto de grado; FABIO LEONARDO BERNAL ARIAS, viabilidad técnico financiera de la implementación del sistema de levantamiento artificial plunger lift en campo colorado. P 185.

Tabla 24. Calculo del flujo de efectivo para el inversionista.

	año		
FLUJO DE EFECTIVO	0	1	2
Inversión (USD) (-)			
Ingresos (USD) (+)			
Regalías (USD) (-)			
Mantenimiento (USD) (-)			
Impuesto de renta (-)			
FLUJO DE CAJA TOTAL			

Fuente: Tesis de proyecto de grado; FABIO LEONARDO BERNAL ARIAS, viabilidad técnico financiera de la implementación del sistema de levantamiento artificial plunger lift en campo colorado.

5.2.5 Costos³².

Para realizar el análisis financiero de un proyecto, se debe hacer un estudio minucioso de cada una de las variables que influyen en el mismo. Una variable muy importante a la hora de invertir en un proyecto son los costos, los cuales varían en función del nivel de uso o de producción. Costo, es el esfuerzo económico que debe realizar para realizar un objetivo. Es necesario clasificar los costos de acuerdo a categorías o grupos, de manera tal que posean ciertas características comunes para poder realizar los cálculos, el análisis y presentar la información que puede ser utilizada para la toma de decisiones de inversión del capital.

³² Tesis de proyecto de grado; FABIO LEONARDO BERNAL ARIAS, viabilidad técnico financiera de la implementación del sistema de levantamiento artificial plunger lift en campo colorado. P. 185

5.2.6 Tasa Interna de Retorno (TIR)³³.

Es un indicador económico que se usa para calcular la tasa de interés a la cual la inversión inicial del proyecto es igual a las ganancias totales del proyecto, es decir, cuando el VPN es igual a 0. La ecuación que lo representa es:

$$0 = -C + \sum_{n=0}^N \frac{\text{flujo de caja}}{(1+i)^n} \quad \text{Ec. 34}$$

Donde C = inversión inicial.

5.2.7 Tiempo de Repago (PAYBACK TIME)³⁴.

Es el tiempo en el cual las ganancias netas del proyecto son iguales a la inversión inicial. Entre menor tiempo de repago, el proyecto será más atractivo y rentable, pero se deben tener en cuenta las condiciones externas de la industria donde se esté evaluando el proyecto, como pueden ser políticas económicas o ambientales.

Existen dos formas de calcular el tiempo o periodo de recuperación. La primera forma se conoce como tiempo de recuperación simple y la segunda forma se conoce como tiempo de recuperación ajustado.

- **Tiempo de recuperación simple o Payback Simple.**

Es el tiempo que se necesita para recuperar el dinero que se invirtió inicialmente en un negocio o proyecto. Este método, considera los flujos de efectivo sin tomar en cuenta el valor del dinero en el tiempo; por lo tanto, considera erróneamente, el hecho de que un dólar hoy vale igual que un dólar el día de mañana. La metodología de cálculo del tiempo de recuperación simple, consiste en comparar directamente los flujos de efectivo operativos netos generados por el negocio o proyecto, con la inversión neta, para determinar el periodo (número de años,

³³ Tesis de proyecto de grado; FABIO LEONARDO BERNAL ARIAS, viabilidad técnico financiera de la implementación del sistema de levantamiento artificial plunger lift en campo colorado, p 186.

³⁴ *Ibíd*, p 187.

meses, semanas o días) que se requiere para que los ingresos, sean igual al dinero que se invirtió para iniciar y mantener operando este. Si el empresario se encuentra analizando un negocio o proyecto en forma aislada o independiente, es decir, sin considerar otros posibles simultáneamente, el criterio de decisión que debe seguirse es el siguiente: se acepta, si el tiempo de recuperación simple es menor que la vida económica del proyecto, esto significa que el dinero invertido en el negocio va a ser completamente recuperado antes que termine la vida económica del mismo. La ecuación que nos sirve para determinar el tiempo de recuperación simple o payback simple es la siguiente:

$$\text{payback simple} = \frac{\text{inversión inicial}}{\text{flujo de efectivo anual}} \quad \text{Ec. 35}$$

El criterio de tiempo de recuperación simple, presenta ventajas como, el hecho de que es un método fácil de calcular, y da una medida (en tiempo) del riesgo del negocio o proyecto; pero presenta una gran desventaja, que es el hecho de no considerar el valor del dinero en el tiempo.

- **Tiempo de recuperación ajustado o Payback ajustado.**

Es el tiempo que se requiere para recuperar el valor presente del dinero que se invirtió inicialmente en el proyecto, utilizando los flujos de efectivo, pero tomando en cuenta el valor del dinero en el tiempo. Este método, compara el valor presente de cada uno de los flujos de efectivo operativos netos con el valor presente de la inversión neta requerida. Es decir, este método calcula el tiempo que se necesita para que el dinero que entra al negocio, ajustado por su valor en el tiempo, sea igual al monto originalmente invertido, también ajustado por su valor en el tiempo. Este método proporciona una medida más precisa que el anterior puesto que incorpora el valor del dinero en el tiempo.

El criterio de decisión utilizando este método es similar al del tiempo de recuperación simple. Se acepta el negocio o proyecto que tenga el menor tiempo ajustado de recuperación de la inversión. La ecuación para determinar el tiempo de recuperación ajustado o *payback* ajustado es la siguiente:

$$\textit{payback ajustado} = \frac{VP \textit{ inversion inicial}}{VP \textit{ flujo de efectivo anual}} \quad \text{Ec. 36}$$

Las principales ventajas que ofrece este método son: es fácil su cálculo, da una medida en tiempo del riesgo del negocio o proyecto, considera el valor del dinero en el tiempo y proporciona una medida de liquidez. A pesar de estas ventajas, el tiempo de recuperación ajustado tampoco toma en consideración todos los flujos de efectivo operativos netos que se generan después de recuperar la inversión.

5.2.8 Relación beneficio costo (B/C)³⁵.

Es la relación entre los ingresos y egresos del proyecto para determinar cuáles son los beneficios por cada peso invertido. Cuando la relación es mayor de 1, el proyecto es viable; cuando es igual a 1, el proyecto no se tendrá en cuenta ya que no generará beneficios. Cuando la relación es menor que 1, no se tendrá en cuenta ya que generará mayores gastos que beneficios.

5.2.9 Tasa Interna de Oportunidad (TIO)³⁶.

Es la tasa de interés mínima a la que el inversionista está dispuesto a ganar al invertir en un proyecto.

³⁵ Tesis de proyecto de grado; FABIO LEONARDO BERNAL ARIAS, viabilidad técnico financiera de la implementación del sistema de levantamiento artificial plunger lift en campo colorado, p 189.

³⁶ *Ibíd*, p. 190.

5.3 PRECIO DE VENTA DE CRUDO (PVC).

Es el valor en dólares por cada barril producido en el campo, dependiendo de la calidad del mismo y las especificaciones de venta requeridas.

5.4 REGALÍAS (RGL)³⁷.

Las regalías es el pago que realizan las compañías petroleras al Estado por explotar los yacimientos de petróleo en Colombia. Según la ley 756 del 2002, las regalías se pagan de acuerdo a la producción en boca de pozo de la siguiente manera:

Tabla 25. Pago de regalías en Colombia.

ESCALA PARA PAGO DE REGALÍAS EN COLOMBIA (CRUDO LIVIANO Y SEMILIVIANOS)	
PRODUCCIÓN DIARIA POMEDIO MES	PORCENTAJE
Producción diaria \leq 5000 BPD	8%
Producción diaria mayor a 5 KBPD y \leq 125 KBPD	X%
Producción diaria mayor a 125 KBPD y \leq 400 KBPD	20%
Producción diaria mayor a 400 KBPD y \leq 600 KBPD	Y%
Producción diaria mayor a 600 KBPD	25%

Fuente: Disponible en: http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley/2002/ley_0756_2002.html

*Donde $X = 8 + (\text{producción KBPD} - 5 \text{ KBPD}) * (0.10)$*

*Donde $Y = 20 + (\text{Producción KBPD} - 400 \text{ KBPD}) * (0.025)$*

³⁷ http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley/2002/ley_0756_2002.html

Para el caso del Campo del Magdalena Medio, el pago de regalías al Estado por parte de la compañía operadora es del 18,75%.

5.5 IMPUESTO DE RENTA³⁸.

Es un impuesto de orden nacional, que grava los rendimientos a las rentas y tiene en cuenta los resultados económicos durante un periodo de un año normalmente. En Colombia, el impuesto está entre el 34 y 35%. Este impuesto se le aplica al total de los ingresos menos los costos de operación, mantenimiento y depreciación. Para este proyecto se usará el impuesto de renta mensual (IRM) de 2,75%.

5.6 INGRESOS³⁹.

En un proyecto petrolero los ingresos provienen directamente de la venta de crudo, la cual es determinada por la producción del campo y el precio del petróleo. La producción, se evalúa mediante simulación numérica o por los métodos analíticos existentes para inyección de vapor; y el precio del petróleo se puede predecir por métodos estadísticos o por simulación gaussiana. Se calcula por medio de la siguiente ecuación:

$$\text{ingresos} = ((PVC * (1 - RGL)) - LC) * (1 - IRM) \quad \text{Ec. 37}$$

³⁸ http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley/2002/ley_0756_2002.html

³⁹ *Ibidem* [http](http://).

5.7 VIABILIDAD FINANCIERA DE UN CAMPO EN EL MAGDALENA MEDIO.

Teniendo en cuenta los conceptos mencionados anteriormente se procedió a hacer la viabilidad financiera del proyecto. Para el desarrollo del proyecto se consideró la implementación del sistema de levantamiento en dos pozos de un campo del Magdalena Medio. Los costos de intervención son los mismos para ambos pozos; pero los de instalación no tabla 26, ya que varían en parámetros como la profundidad y la herramienta de fondo que se recupera, a continuación se muestra una tabla con los costos más económicos por actividad que se generan al momento de la instalación del sistema de levantamiento, con el fin de encontrar la mejor rentabilidad.

Tabla 26. Costo base para la instalación del sistema plunger lift.

ítem	Descripción	unidad	Valor unitario (USD)
1. Adecuación de la locación			
1.1	Arreglo de la locación	EA	3793
1.2	Obras eléctricas	EA	35000
2. Movilización de equipos			
2.1	Tractomula con cama baja	Hora	93
2.2	Grúa	Hora	96
3. Trabajo equipo de workover			
3.1	Costo único por movilización	EA	7800
3.2	Contrato laboral	Día	3771
3.3	Operación rig (24horas), incluida cuadrilla de trabajo	Día	5308

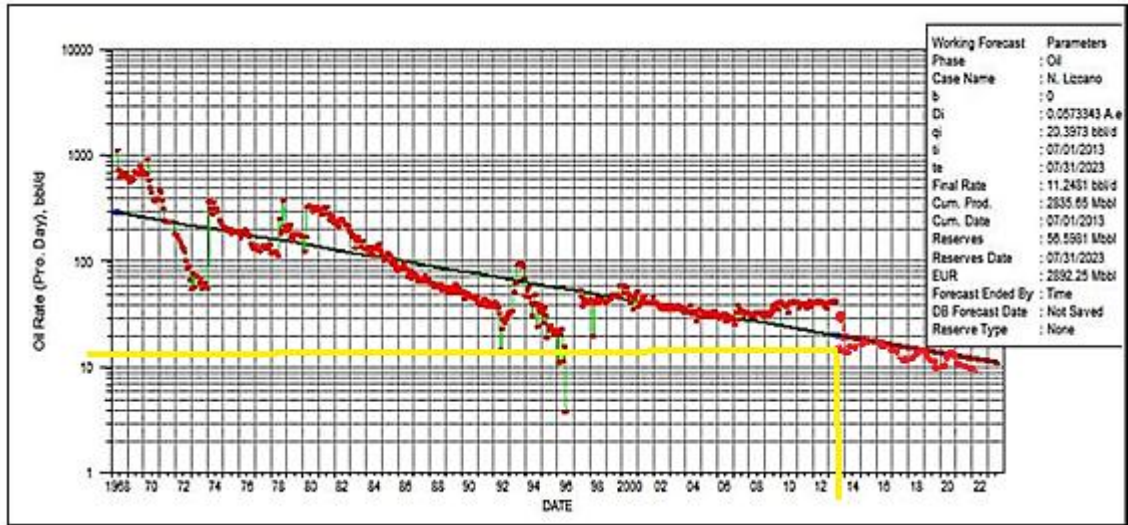
ítem	Descripción	unidad	Valor unitario (USD)
3.4	Alimentación	Día	624
4. Tubería			
4.2	Tubería 2 7/8	Jts	304
5. Equipo de levantamiento artificial			
5.1	Controlador de superficie	EA	18900
5.2	Conjunto de superficie	EA	5500
5.3	Conjunto de fondo	EA	7500
5.4	Válvulas accesorios y conexiones	EA	2700
ítem	Descripción	unidad	Valor unitario (USD)
5.5	Pistón	EA	1100
5.6	Ingeniero control	Día	250
5.7	Técnico de instalación	Día	90
5.8	Viáticos equipo plunger	Día	140

5.7.1 Declinación de la producción.

Basados en la información adquirida, se estableció una tendencia de declinación de producción cuyo valor porcentual por año se encuentra actualmente en el 1,2 %. Este valor ha sido establecido mediante el análisis de las curvas de producción de los pozos, y de la información suministrada. Los pozos del Campo en su mayoría muestran un comportamiento similar en su tasa de declinación.

Para el pozo 1 se nota la curva de declinación, que para el año de proyecto (2013) se deja ver la producción de 12 BPD aproximadamente; este es el año en el que se desarrolla el proyecto y desde donde se toma en cuenta el exponencial de declinación. Ver figura 39.

Figura 39. Curva de declinación de producción pozo 1.



Fuente: compañía operadora.

5.7.2 Analisis financiero para el pozo 1.

En la tabla 27 se muestra la inversión inicial para la instalación del sistema de levantamiento artificial plunger lift para el pozo 1.

Tabla 27. Inversión inicial pozo1.

ítem	Descripción	Unidad	Valor unitario (USD)	cantidad	Sub-total
1. Adecuación de la locación					
1.1	Arreglo de la locación	Global	3793	N/A	-
1.2	Obras eléctricas	Global	35000	N/A	-

2. Movilización de equipos					
2.1	Tractomula con cama baja	Hora	93	2	186
2.2	Grúa	Hora	96	2	192
3. Trabajo equipo de workover					
3.1	Contrato laboral	Día	3771	3	11313
3.2	Costo único por movilización	EA	7800	1	7800
3.4	Operación rig (24horas), incluida cuadrilla de trabajo	Día	5308	3	5308
4. Tubería					
4.1	Tubería 2 7/8	Jts	304	206	62624
4.2	Suker Rod 7/8" grado D	Jts	-49	296	-3969
4.3	Suker Rod 3/4" grado D w/centralizador	Jts	-39	133	-2574
5. Equipo de levantamiento artificial					
5.1	Controlador de superficie	EA	18900	1	18900
5.2	Conjunto de superficie	EA	5500	1	5500
5.3	Conjunto de fondo	EA	7500	1	7500
5.4	Válvulas accesorios y conexiones	EA	2700	1	2700
5.5	Pistón	EA	1100	1	1100
5.6	Ingeniero control	EA	250	2	500
5.7	Técnico de instalación	EA	90	2	180
5.8	Viáticos equipo plunger	EA	140	2	280
5.9	Unidad de bombeo C640D- 505-120 w/motor 50 HP	EA	-79814	1	-79814
				Total	37348

Fuente: compañía operadora. Tabulado los autores.

A demás en la tabla 27 la varilla que se tiene en cuenta a la hora de la inversión es varilla que se recupera una ves se saca pero que en esta ocasión es menos del 80 % de la varilla total , debido a que el otro porcentaje pudo presentar fisuras o rompimientos y por eso no se obtiene ganancia sobre esta. En la Tabla 28. Se muestra el costo asociado a la producción de los dos pozos del Campo. El cálculo del costo de producción de un barril de crudo del campo se calculó en base a datos suministrados por la empresa operadora. De acuerdo a esto se obtiene el beneficio económico neto después de reducir el costo total por gasto de operación, regalías y el porcentaje que le corresponde a Ecopetrol por cada barril producido.

Tabla 28. Costos de producción del campo.

Estructura de costos	
Inversión	
Inversión total	USD 37348
Participación de compañía operadora en la inversión	USD 26143,6
Participación de Ecopetrol en la inversión	USD 11204,4
Costos operativos	
OPEX (USD)	32,58
Participación y regalías	
Participación de PSCI en la inversión	70%
Participación de ECP en la inversión	30%
Regalías sobre el crudo (en función del API)	18,75%

Fuente: compañía operadora.

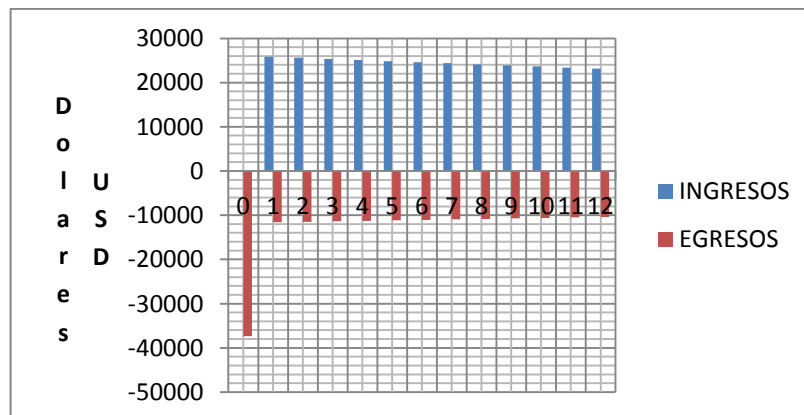
La Tabla 29. Presenta los ingresos y egresos junto con los flujos de caja proyectados a un año donde se tiene en cuenta el exponencial de declinación de 0,012 precedido por la tendencia de la curva de declinación y la figura 41 muestra el flujo de caja neto para este pozo en el proyecto.

Tabla 29 ingresos y egresos del campo.

MES	Caudal (STB/d)	Egresos (USD)	Ingresos (USD)	CASH FLOW (USD)	FLUJO DE CAJA NETO OPERADORA (USD) 70%	FLUJO ACUMULADO OPERADORA (USD)
JUN	12,00	37348,0	0,0	-37348,0	-26143,6	-26143,6
JUL	11,88	11612,1	25865,2	14253,2	9977,2	-16166,4
AGO	11,76	11496,6	25607,9	14111,3	9877,9	-6288,5
SEP	11,65	11382,2	25353,1	13970,9	9779,6	3491,2
OCT	11,53	11268,9	25100,8	13831,9	9682,3	13173,5
NOM	11,41	11156,8	24851,1	13694,3	9586,0	22759,5
DIC	11,30	11045,8	24603,8	13558,0	9490,6	32250,1
ENE	11,19	10935,9	24359,0	13423,1	9396,2	41646,3
FEB	11,08	10827,0	24116,6	13289,6	9302,7	50949,0
MAR	10,97	10719,3	23876,6	13157,3	9210,1	60159,1
ABR	10,86	10612,7	23639,1	13026,4	9118,5	69277,6
MAY	10,75	10507,1	23403,8	12896,8	9027,8	78305,4
JUN	10,64	10402,5	23171,0	12768,5	8937,9	87243,3

Fuente: los autores.

Figura 41. Flujo de caja del pozo 1.



Fuente: los autores.

Para el cálculo del valor presente neto se tomó una tasa de oportunidad del 20% del efectivo anual, valor que suministro la compañía operadora del campo.

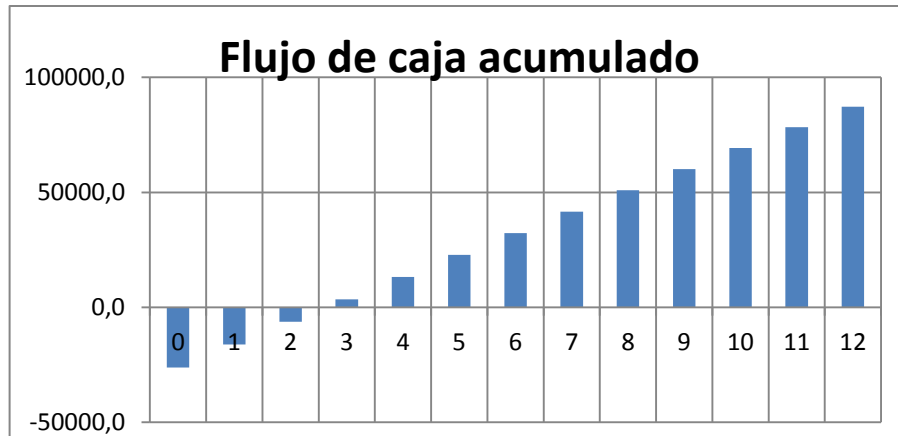
En la Tabla 30. Se observa como en el tercer mes se paga el proyecto (payback), de tal manera que al finalizar el tiempo de expectativa el VPN es positivo.

Tabla 30. VPN y PAYBACK del pozo 1.

N (mes)	VPN (USD)
0	-26143,6
1	-15901,3
2	-6083,9
3	3322,2
4	12330,6
5	20954,1
6	29205,1
7	37095,9
8	44638,2
9	51843,4
10	58722,8
11	65287
12	71546,5
PAYBACK	0,23

Fuente: los autores.

Figura 42. Flujo de caja acumulado pozo 1.

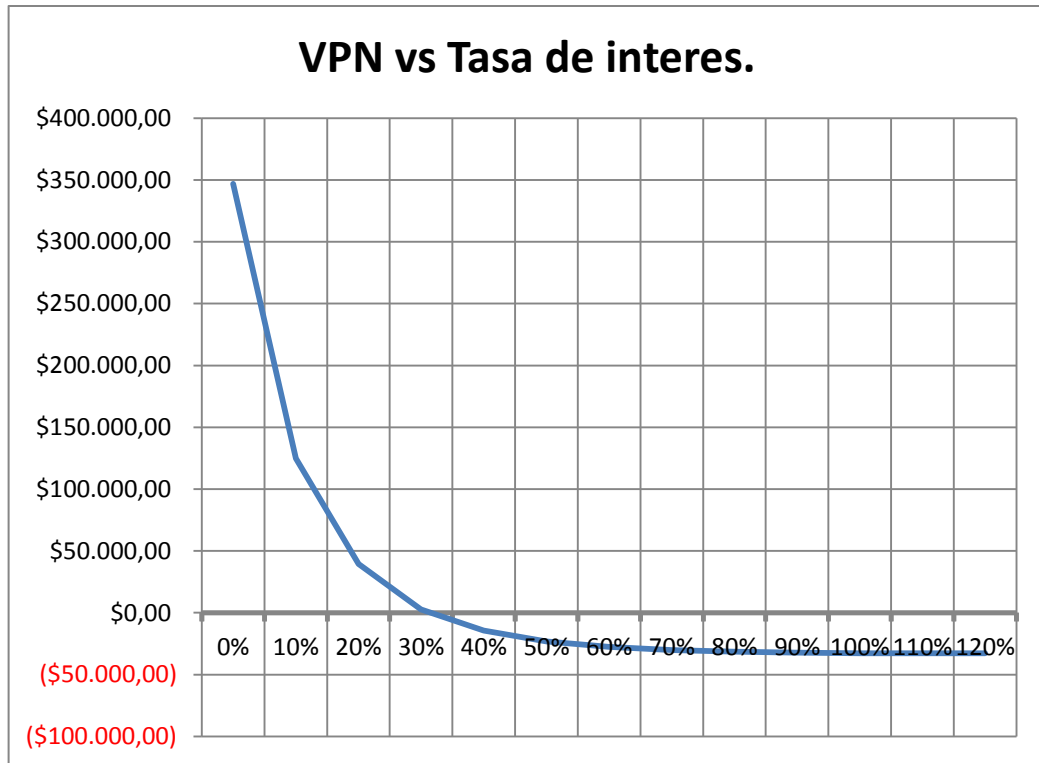


Fuente: los autores.

La figura 42 se observa como al finalizar el tiempo de expectativa dado por el tiempo de vida que ofrece el sistema de levantamiento plunger lift se tiene un valor positivo; y como de manera temprana se sana la deuda.

A continuación se presenta la gráfica del VPN vs la Tasa de interés, lo que muestra cual será el TIR para el pozo 1. Ver figura 43.

Figura 43. TIR del pozo 1.



Fuente: los autores.

En la gráfica se observa que la tasa de interés de retorno está alrededor del 36% y por este motivo se indica el proyecto es favorable debido a que el TIR es mayor a la tasa de oportunidad (TIO) planteada por la compañía operadora.

Los indicadores financieros del proyecto que se muestran resumidos en la Tabla 31 con lo que se concretó el análisis financiero de invertir en el pozo 1. Y concluir con el análisis de estos datos obtenidos.

Tabla 31. Indicadores económicos pozo 1.

Payback (meses)	2,6
VPN 1 AÑO (TIR 20% C.O.)	(USD) 71546,5
REALCIÓN BENEFICIO COSTO (B/C)	1,23

Fuente: los autores.

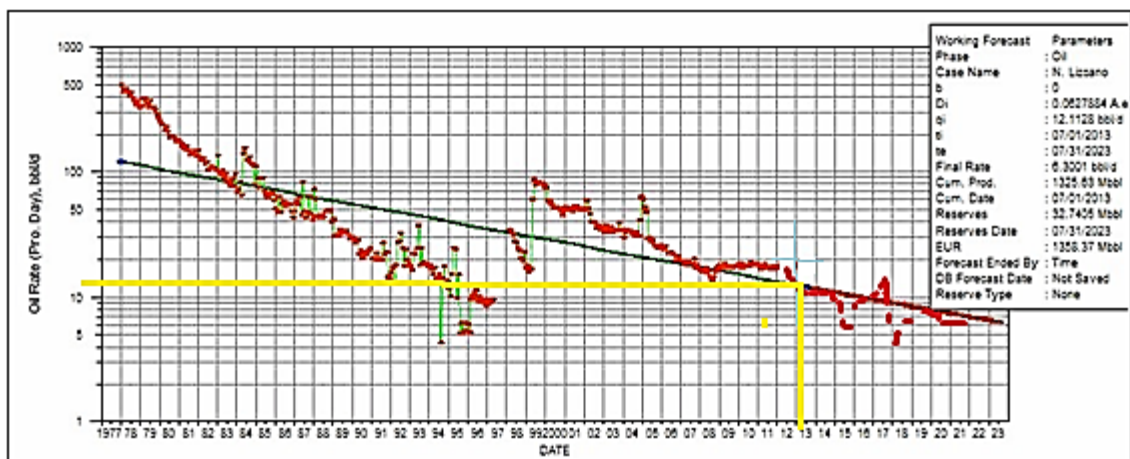
Los anteriores son indicadores positivos para la realización del proyecto ya que el proyecto se sana en un tiempo temprano y el VPN al terminar el año de expectativa del proyecto es positivo lo indica la viabilidad del proyecto, a de más como el proyecto tiene un payback a los 2,6 meses nos deja 9,4 meses de ganancias netas y sin intervenciones directas al pozo lo que es un ahorro significativo en la operación.

5.7.3 Análisis financiero para el pozo 2.

Para los costos de producción asociados a este pozo no se coloca la tabla debido a que estos costos son los mismos para el pozo 1. Ya que los costos de producción son para el campo y se encuentran descritos en la tabla 28.

Para el flujo de caja del pozo 2 tambien se tiene en cuenta la declinación de producción en del pozo, que igual al pozo 1 es de 1,2% y se toma a partir del momento en el que se inicio con el proyecto. Punto ubicado en la grafica por las líneas amarillas.

Figura 40. Curva de declinación de la producción pozo 2.



Fuente: compañía operadora.

En la inversión inicial igual que en el primer pozo se tiene una ganancia sobre la varilla que se saca y también sobre la bomba en superficie que puede ser reutilizada o vendida. Ver tabla 32.

Tabla 32. Inversión inicial pozo 2.

ítem	Descripción	unidad	Valor unitario (USD)	cantidad	Sub-total
1. Adecuación de la locación					
1.1	Arreglo de la locación	EA	3793	N/A	-
1.2	Obras eléctricas	EA	35000	N/A	-
2. Movilización de equipos					
2.1	Tractomula con cama baja	hora	93	2	186
2.2	Grúa	hora	96	2	192
3. Trabajo equipo de workover					
3.1	Contrato laboral	Día	3771	3	11313
3.2	Costo único por movilización	EA	7800	1	7800
3.4	Operación rig (24horas), incluida cuadrilla de trabajo	Día	5308	3	5308
4. Tubería					
4.1	Tubería 2 7/8	Jts	304	106	32224
4.2	Suker Rod 7/8" grado D	Jts	-49	278	-13612
4.3	Inspección de tubería	Jts	74	307	22718

5. Equipo de levantamiento artificial					
5.1	Controlador de superficie	EA	18900	1	18900
5.2	Conjunto de superficie	EA	5500	1	5500
5.3	Conjunto de fondo	EA	7500	1	7500
5.5	Pistón	EA	1100g	1	1100
5.6	Ingeniero control	EA	250	2	500
5.7	Técnico de instalación	EA	90	2	180
5.8	Viáticos equipo plunger	EA	140	2	280
5.9	Unidad de bombeo M320305	EA	-79914	1	-79914
5.10	Equipo de fondo de pozo (ancla de gas 2 7/8")	EA	-225	1	-225
				Total	19950

Fuente: los autores.

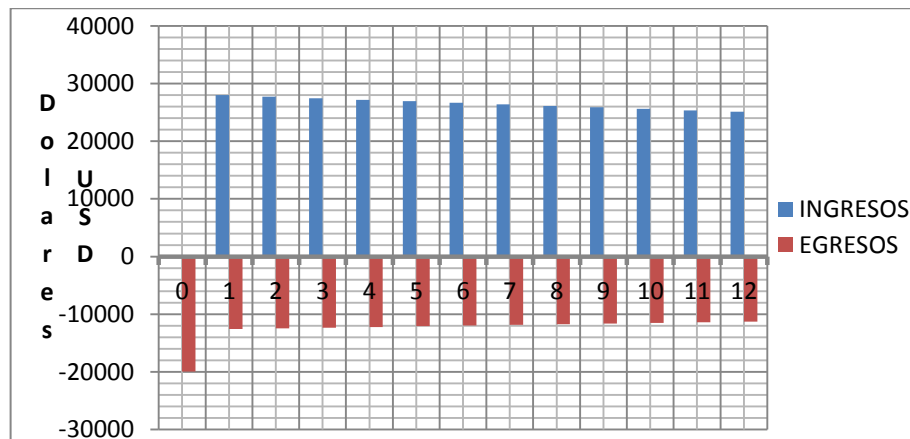
Para el pozo 2 se hace un análisis financiero presentado en la tabla 33 donde se encuentran los valores mes a mes de ingresos, egresos y los flujos de caja; para luego graficar el flujo de caja neto en la figura 44.

Tabla 33. Ingresos y egresos del pozo 2.

MES	Caudal (STB/d)	Egresos (USD)	Ingresos (USD)	CASH FLOW (USD)	FLUJO DE CAJA NETO OPERADORA (USD) 70%	FLUJO ACUMULADO OPERADORA (USD)
JUN	13	19950	0	-19950	-13965	-13965
JUL	12,87	12579,8	28020,7	15440,9	10808,6	-3156,4
AGO	12,74	12454,6	27741,9	15287,3	10701,1	7544,7
SEP	12,62	12330,7	27465,8	15135,2	10594,6	18139,4
OCT	12,49	12208	27192,6	14984,6	10489,2	28628,5
NOM	12,37	12086,5	26922	14835,5	10384,8	39013,4
DIC	12,24	11966,2	26654,1	14687,9	10281,5	49294,9
ENE	12,12	11847,2	26388,9	14541,7	10179,2	59474,1
FEB	12	11729,3	26126,3	14397	10077,9	69552
MAR	11,88	11612,6	25866,4	14253,8	9977,6	79529,6
ABR	11,76	11497	25609	14111,9	9878,4	89408
MAY	11,65	11382,6	25354,2	13971,5	9780,1	99188
JUN	11,53	11269,4	25101,9	13832,5	9682,7	108870,8

Fuente: los autores.

Figura 44. Flujo de caja del pozo 2.



Fuente: los autores.

Para el cálculo del valor presente neto se tomó una tasa de oportunidad del 20% del efectivo anual, valor que suministro la compañía operadora del campo.

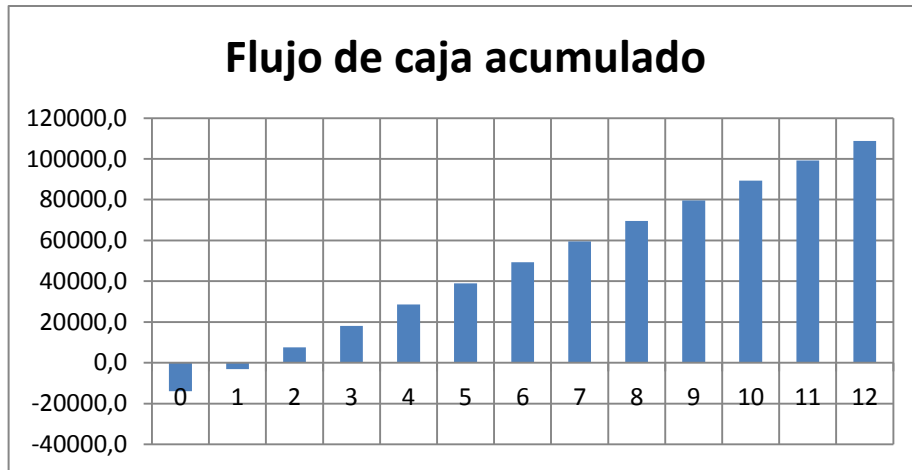
En la Tabla 34. Se observa como en el segundo mes se paga el proyecto (payback), de tal manera que al finalizar el tiempo de expectativa el VPN es positivo.

Tabla 34. VPN y PAYBACK del pozo 2.

n (mes)	VPN (USD)
0	-13965
1	-3104,6
2	7299,3
3	17261,7
4	26796,9
5	35918,7
6	44640,6
7	52975,8
8	60936,9
9	68536,4
10	75786,2
11	82697,9
12	89282,9
payback	0,12

Fuente: los autores.

Figura 45. Flujo de caja acumulado pozo 2.

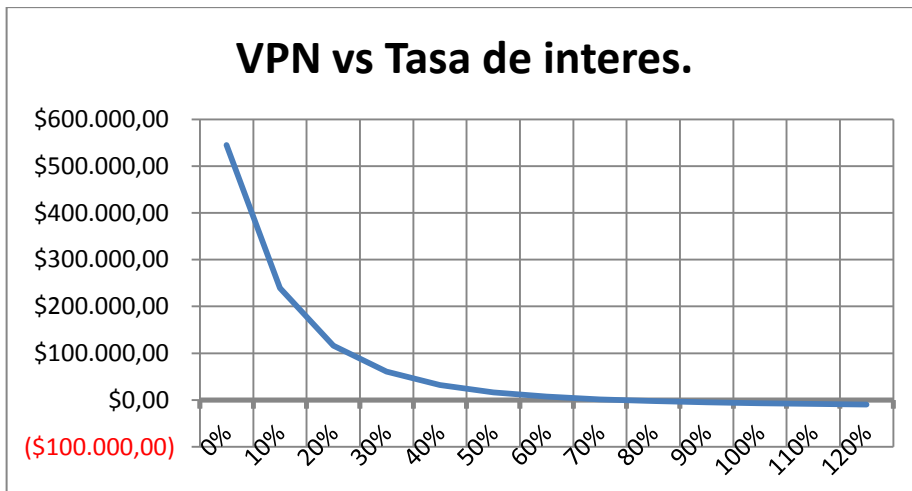


Fuente: los autores.

La figura 45 se observa como al finalizar el tiempo de expectativa dado por el tiempo de vida que ofrece el sistema de levantamiento plunger lift se obtiene un valor positivo; y como de manera temprana se sana la deuda.

A continuación se presenta la gráfica del VPN vs la Tasa de interés, lo que muestra cual será el TIR para el pozo 2. Ver figura 46.

Figura 46. TIR del pozo 2.



Fuente: los autores.

En la gráfica se observa que la tasa de interés de retorno esta alrededor del 76% y por este motivo se indica el proyecto es favorable debido a que el TIR es mayor a la tasa de oportunidad (TIO) planteada por la compañía operadora que es del 20%.

Los indicadores financieros del proyecto que se muestran resumidos en la Tabla 35 con lo que se concretó el análisis financiero de invertir en el pozo 2. Y concluir con el análisis de estos datos obtenidos.

Tabla 35. Indicadores económicos pozo 2.

Payback (meses)	0,12
VPN 1 AÑO (TIR 20% C.O.)	(USD) 89282,9
REALCIÓN BENEFICIO COSTO (B/C)	1,22

Fuente: los autores.

Los anteriores son indicadores positivos para la realización del proyecto ya que el proyecto se sana en un tiempo temprano y el VPN al terminar el año de expectativa del proyecto es positivo lo indica la viabilidad del proyecto, a de más como el proyecto tiene un payback a los 1,2 meses nos deja 10,8 meses de ganancias netas y sin intervenciones directas al pozo lo que es un ahorro significativo en la operación.

5.8 CASO COMPARATIVO USANDO EL POZO 1.

Finalmente y con el objetivo de dar un valor más al proyecto y de no solo ver la si el plunger lift es adecuado instalando en el pozo, y sus beneficios económicos son buenos; también se decidió comparar con el pozo en su estado actual, el cual contiene un sistema de levantamiento con bombeo mecánico y este es el mismo que se usa en el pozo 2.

Para esta comparación de manera más concreta y resumida se presentan los indicadores financieros. Con esta comparación se logró cuantificar el ahorro que llega a generar la instalación del plunger lift, y hacer más visible el ahorro en costos de producción e intervenciones directas al pozo.

Con la información suministrada por la empresa operadora en el campo del Magdalena Medio donde se desea hacer la implementación del sistema, el pozo se presentó 4 servicios en los 12 meses antes de la implementación del plunger lift. Siendo las causas más recurrentes: varilla rota, cambios de profundidad de asentamiento de la bomba y pega de la bomba debido al arenamiento que presenta el pozo.

En la tabla 36 se presentan los costos asociados actualmente a la producción de crudo de un campo en el Magdalena Medio, tomando el estado mecánico actual del pozo 1 y su producción actual, el cual fuera intervenido 4 veces en el año de la evaluación.

Tabla 36. Comparación de costos asociados a la producción de un campo del Magdalena Medio.

	Plunger lift (USD/Bbl)	Bombeo mecánico (USD/Bbl)
Precio neto del crudo	105,15	105,15
Impuesto de renta	34	34
Regalías	18,75	18,75
Lifting cost	9	17
Costo de transporte	2	2
Margen	72,57	64,57

Fuente: los autores.

En la tabla 36 se observa que el único valor que varía es el de lifting cost ya que el costo depende de cada uno de los sistemas implementados, para el bombeo mecánico el lifting cost es mayor, sumado a las intervenciones debido a los problemas en la bomba por la arena en el pozo. Adicionalmente se suma que el margen de la ganancia se reduce en 8 USD/Bbl.

Ahora en la tabla 37 se puede observar los costos en la inversión que se tomaron en cuenta a la hora de hacer el análisis del caso comparativo en el pozo 1 con el bombeo mecánico instalado.

Tabla 37. Inversión inicial del caso comparativo.

ítem	Descripción	unidad	Valor unitario (USD)	cantidad	Sub-total
1. Adecuación de la locación					
1.1	Arreglo de la locación	global	3793	1	3793
1.2	Obras eléctricas	global	35000	N/A	-
2. Movilización de equipos					
2.1	Tractomula con cama baja	hora	93	4	372
2.2	Grúa	hora	96	4	384
3. Trabajo equipo de workover					
3.1	Contrato laboral	Día	3771	3	11313
3.2	Costo único por movilización	EA	7800	1	7800
3.4	Operación rig (24horas), incluida cuadrilla de trabajo	Día	5308	3	5308

4. Tubería					
4.1	Tubería 2 7/8	Jts	344	0	0
4.2	Tubería 2 3/8	Jts	185	0	0
4.3	Suker Rod 7/8" grado D	Jts	-49	0	0
4.4	Suker Rod 3/4" grado D w/centralizador	Jts	-39	0	0
				Total	28970

Fuente: los autores.

En la anterior tabla de costos solo se tuvo en cuenta el costo de la intervención del equipo de WO, sin incluir la causa, ya que dependiendo la actividad que se realice varía el costo, pero lo presentado sería el valor mínimo que generan las dos intervenciones en el año.

Con los datos de las dos tablas anteriores se obtuvo la tabla 38, la cual muestra como serían los ingresos, egresos y flujo de caja por mes.

Tabla 38. Ingresos y egresos y flujo de caja del caso comparativo.

MES	Caudal (STB/d)	Egresos (USD)	Ingresos (USD)	CASH FLOW (USD)	FLUJO DE CAJA NETO OPERADOR A (USD) 70%	FLUJO ACUMULAD O OPERADOR A (USD)
JUN	13	28970	0	-28970	-20279	-20279
JUL	12,87	15668,7	24931,7	9263	6484,1	-13794,9
AGO	12,74	15512,8	24683,7	9170,8	6419,6	-7375,3
SEP	12,62	15358,5	24438,1	9079,6	6355,7	-1019,6
OCT	12,49	15205,6	24194,9	8989,2	6292,5	5272,9
NOM	12,37	15054,3	23954,1	8899,8	6229,9	11502,7
DIC	12,24	14904,6	23715,8	8811,2	6167,9	17670,6

ENE	12,12	14756,3	23479,8	8723,6	6106,5	23777,1
FEB	12	14609,4	23246,2	8636,8	6045,7	29822,8
MAR	11,88	14464,1	23014,9	8550,8	5985,6	35808,4
ABR	11,76	14320,1	22785,9	8465,7	5926	41734,4
MAY	11,65	14177,7	22559,2	8381,5	5867,1	47601,5
JUN	11,53	14036,6	22334,7	8298,1	5808,7	53410,2

Fuente: los autores.

A continuación en la Tabla 39 se muestran los indicadores económicos, VPN a 1 año, el payback, la relación costo beneficio y el flujo de caja acumulado a los dos años.

Tabla 39. Indicadores económicos caso comparativo.

Payback (meses)	3,8
VPN 1 AÑO (TIR 20% C.O.)	43800,69
REALCIÓN BENEFICIO COSTO (B/C)	1,591178

Fuente: los autores.

En la tabla 40 se presentan los resultados del pozo 1 con sistema plunger lift y bombeo mecánico.

Tabla 40. Cuadro comparativo de los indicadores financieros.

Sistema de levantamiento	plunger	B.M
PayBack (meses)	2,6	3,8
VPN 1 AÑO (TIR 20% C.O)	71546,5	43800,69
Flujo de caja acumulado a 1 año (USD)	87243,3	53410,2
Relación B/C	1,23	1,59

Fuente: los autores.

En la tabla 40 se muestra claramente como el sistema de bombeo mecánico es rentable, y tiene indicadores positivos.

Uno de los objetivos de este proyecto es mostrar los ahorros que generaría el sistema plunger lift con respecto al lifting cost y al hecho que las intervenciones con plunger lift serían prácticamente nulas, ya que el único mantenimiento que se le hace al equipo cada 6 meses es el cambio del pistón, y no deriva en la contratación de un equipo de Workover. Además el plunger lift funciona con la energía propia del yacimiento, no requiere de energía eléctrica, y lo anterior queda evidenciado al comparar el lifting cost de cada uno de los sistemas mencionados

Finalmente en la tabla 40 se muestra como ambos proyectos son positivos, pero siendo concretos, el payback en caso de tener plunger lift es 1 mes más rápido y así mismo el saneamiento de la deuda. El valor presente neto a 1 año es mayor, y el flujo de caja acumulado es de 87243,3 USD que al compararlo con los 53410,2 USD de seguir con el sistema de bombeo mecánico, es una primera estimación monetaria muy atractiva.

Por último se probó como manteniendo la producción de los pozos, y buscando alternativas para el ahorro de los costos por intervenciones se pueden lograr mejores resultados monetarios, además de mitigar problemas por arenamiento en el bombeo mecánico debido a la característica del pozo a producir estas. Con esto se da a conocer el sistema y los beneficios que trae en campos con características similares en Colombia.

6. CONCLUSIONES.

- La información de las características del pozo como las propiedades del fluido son herramientas importantes en las que se basan los estudios para la implementación del sistema plunger lift, ya que estas dan la información necesaria para ver la capacidad de adaptación del sistema al pozo.
- El criterio más importante que se tiene en cuenta al momento de realizar el estudio para la factibilidad de la implementación del sistema plunger lift es la relación gas líquido que tenga el pozo; ya que de esta relación gas líquido RGL depende el correcto funcionamiento del plunger lift.
- las causas más relevantes que llevaron a la decisión de implementar un nuevo sistema para este campo, son los problemas de aremamiento ya que esto involucra un menor rendimiento en el funcionamiento del equipo actualmente instalado, y mayores costos por las intervenciones (trabajos de workover) que estas generan en las bombas del equipo actualmente utilizado.
- La implementación del sistema plunger lift en los pozos seleccionados fue satisfactoria debido a que estos cumplen con las características que requiere el equipo para su funcionamiento y aun cuando el yacimiento se encuentra depletado logra mantener la producción y disminuir los trabajos de workover que requiere el bombeo mecánico.
- El análisis financiero permitió determinar que es factible económicamente la implementación del sistema de levantamiento plunger lift, a de más que en el tiempo establecido de un año se recupera la inversión y se obtiene un mejor margen de ganancia con respecto al del bombeo mecánico.
- El plunger lift es un sistema de mínimo impacto con el medio ambiente ya que el mismo genera la energía para su mantenimiento y su funcionamiento, y, no requiere energía eléctrica para su funcionamiento.

- La factibilidad de la implementación del sistema plunger lift no solo depende de que los factores y características del campo y el fluido sean las adecuadas para el equipo, sino que la inversión sea recuperada en el menor tiempo posible para obtener una mejor ganancia al finalizar el periodo del proyecto.

7. RECOMENDACIONES.

- Analizar otro sistema de levantamiento desde el punto de vista técnico y económico para ver que otra opción con los datos del yacimiento y los fluidos presenta una posibilidad de ser implementado para comparar los resultados que se obtienen.
- Evaluar la posibilidad de implementar el sistema plunger lift en otros campos de Colombia mediante estudios de viabilidad técnica y económica, con el fin de globalizar el conocimiento sobre el sistema.
- La buena implementación del sistema y la viabilidad económica que tuvo el proyecto hace que sea factible realizar el estudio para otros pozos con vista en que se puede mejorar las ganancias a la medida del paso del tiempo.
- Realizar una prueba de presión PBU para los pozos para determinar de manera mas certera el potencial actual del pozo.
- Realizar una evaluación financiera sobre los costos del plunger lift cuando este es rentado y no alquilado.

BIBLIOGRAFÍA.

AVERY, D. J, et all. Design Optimization of Plunger Lift Systems [en línea] SPE 17585. Society of Petroleum Engineers. Disponible en: <http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onep.etroreview?id=SPE-17585/>.

BECKER, D. J et all. Plunger Lift Optimization by Monitoring and Analyzing Wellbore Acoustic Signals and Tubing and Casing Pressures [en línea] SPE 104594. Society of Petroleum Engineers. Disponible en: <http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onep.etroreview?id=SPE-104594/>.

CHAVA, G. K et all. Development of a New Plunger Lift Model Using Smart Plunger Data [en línea] SPE 115934. Society of Petroleum Engineers. Disponible en: <http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onep.etroreview?id=SPE-115934/>.

ECOPETROL S.A. Informe Cuenca Valle Medio del Magdalena. Mapa geológico borde oriental cuenca VMM. Colombia 2003.

FOSS, D. L et all. Plunger Lift Performance Criterio with Operating Experience - Ventura Avenue Field [en línea]. GUTIERREZ, M. Evaluacion de Sistemas de Plunger Lift en el Lote X. Perez Companc del Peru S. A. INGEPET.

JAMES, F et all. Dynamic Analysis of Plunger Lift Operations. Noviembre, 1982.

KERMIT, E et all. The Technology of Artificial Lift Methods. Volumen 1: Inflow Performance Multiphase Flow in Pipes the Flowing Well. Oklahoma, Texas. The University of Tulsa.

KERMIT, E et all. The Technology of Artificial Lift Methods. Volumen 2a: Introduction of Artificial Lift Systems Beam Pumping: Design and Analysis Gas Lift. Oklahoma, Texas. The University of Tulsa.

KERMIT, E et all. The Technology of Artificial Lift Methods. Volumen 2b: Electric Submersible Centrifugal Pumps Hydraulic Pumping - Piston Type Jet Pumping Plunger Lift, Other Methods of Artificial Lift Planning and Comparing Artificial Lift Systems. Oklahoma, Texas. The University of Tulsa.

MOWER, L. N et all. Defining the Characteristics and Performance of Gas – Lift Plungers [en línea] SPE 14344. Society of Petroleum Engineers. Disponible en: <http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onep.etroreview?id=SPE-14344/>.

NIND, T. E. W. Principles of Oil Well Production. New York: McGraw Hill. 1964. p 71 a 96. PRODUCTION CONTROL SERVICES INC, Plunger Lift Applications and Operations Manual. 2002. p 5

STANLEY, J et all. New techniques for Plunger Lift in Conventional and Nonconventional Gas [en línea] SPE 104556. Society of Petroleum Engineers. Disponible en: <http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onep.etroreview?id=SPE-104556/>.