

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD DE LA APLICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL NO CONVENCIONALES RECOIL Y ELECTRO-
GAS LIFT EN CAMPOS DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN COLOMBIA.**

ERNESTO LUIS SANABRIA CALA
Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2013**

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD DE LA APLICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL NO CONVENCIONALES RECOIL Y ELECTRO-
GAS LIFT EN CAMPOS DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN COLOMBIA.**

ERNESTO LUIS SANABRIA CALA

Ingeniero de Petróleos

**Monografía para optar al título de
Especialista en Producción de Hidrocarburos**

Director

MSc FERNANDO ENRIQUE CALVETE

Ingeniero de Petróleos

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

2013

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	16
1. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	17
1.1 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CONVENCIONALES	18
1.1.1 Gas Lift.....	18
1.1.1.1 Equipo de superficie	18
1.1.1.2 Equipo de subsuelo	19
1.1.1.3 Ventajas	21
1.1.1.4 Desventajas	22
1.1.2 Bombeo Electrosumergible ¹	23
1.1.2.1 Equipos de superficie.....	23
1.1.2.2 Equipos de subsuelo.....	23
1.1.2.3 Ventajas	24
1.1.2.4 Desventajas	25
1.2. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL NO CONVENCIONALES Y COMBINADOS	25
1.2.1 Recoil.....	26
1.2.1.1 Descripción del equipo.....	27
1.2.1.2 Criterios para la implementación del sistema.....	30
1.2.1.3 Ventajas	31
1.2.1.4 Desventajas.	32
1.2.2. Electrogas ¹	32
1.2.2.1 Equipos necesarios para el sistema electrogas	33
1.2.2.2 Tipos de instalaciones del sistema combinado (Electrogas).....	34
1.2.2.3 Aplicaciones del Sistema Electrogas	35
1.2.2.4 Gas Lift como sistema de apoyo.....	36
1.2.2.5 Ventajas	37
1.2.2.6 Desventajas	37

1.3	CONCEPTOS FINANCIEROS	37
1.3.1	Valor presente Neto	37
1.3.2	Tasa Interna de Retorno	38
1.3.3	Pay Back o Tiempo de retorno de la inversión.....	38
1.3.4	Relación Costo Beneficio	38
2.	ANALISIS DE PREFACTIBILIDAD DE APLICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL RECOIL Y ELECTROGAS	39
2.1	Sistema Recoil.....	39
2.1.1	Variables de Producción	39
2.1.2	Diseño del sistema Recoil.....	39
2.1.3	Análisis Económico Instalando Unidades Recoil R 5000.....	41
2.1.3.1	Cálculos de Ingresos: Para realizar el cálculo de los ingresos del.....	41
2.1.3.2	Cálculo de los Egresos:	42
2.1.3.3	Flujo de Caja.....	43
2.1.4	Indicadores Económicos	44
2.1.4.1	Valor Presente Neto, VPN	44
2.1.4.2	Tasa Interna de Retorno, TIR	44
2.1.4.3	Pay Back (Tiempo de retorno de la inversión).	45
2.1.4.4	Relación Costo Beneficio.....	45
2.2	SISTEMA ELECTROGAS.....	46
2.2.1	Variables de Producción	46
2.2.2	Diseño del Sistema Electrogas	47
2.2.2.1	Modelo del pozo A.	47
2.2.2.1.1	Calibración Modelo (IP).....	47
2.2.2.1.2	Evaluación del Potencial de Producción del Pozo A.....	49
2.2.2.1.3	Modelo del Sistema Electrosumergible en el pozo A	51
2.2.2.1.4	Análisis del Sistema Electrogas en el pozo A.	53
2.2.2.2	Modelo del Pozo B.....	55
2.2.2.2.1	Calibración Modelo (IP).....	56
2.2.2.2.2	Evaluación del Potencial de Producción del Pozo B.....	56

2.2.2.2.3 Modelo del Sistema Electrosumergible en el pozo B	59
2.2.2.2.4 Análisis del Sistema Electrogas en el pozo B.	60
2.2.2.3 Modelo del Pozo C.....	62
2.2.2.3.1 Calibración Modelo (IP).....	63
2.2.2.3.2 Evaluación del Potencial de Producción del Pozo C.....	63
2.2.2.3.3 Modelo del sistema Electrosumergible en el pozo C	66
2.2.2.3.4 Análisis del sistema Electrogas en el pozo C.....	67
2.2.2.4 Modelo del pozo D.	70
2.2.2.4.1 Calibración modelo (IP).....	70
2.2.2.4.2 Evaluación del Potencial de Producción del Pozo D.....	71
2.2.2.4.3 Modelo del sistema Electrosumergible en el pozo D	73
2.2.2.4.4 Análisis del sistema Electrogas en el pozo D.....	74
2.2.3 Análisis Económico Instalando Electrogas	77
2.2.3.1 Cálculos de Ingresos	77
2.2.3.2 Cálculo de los Egresos:	78
2.2.3.3 Flujo de caja.....	79
2.2.4 Valor Presente Neto, VPN	79
2.2.5 Tasa Interna de Retorno, TIR	80
2.2.6 Pay Back (Tiempo de retorno de la inversión).	80
2.2.7 Relación Costo Beneficio.....	81
3. CONCLUSIONES	82
4. RECOMENDACIONES.....	83
BIBLIOGRAFÍA.....	84
ANEXOS.....	85

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Esquema típico de gas lift.....	19
Figura 2 Esquema típico Bombeo electrosumergible.....	24
Figura 3. Esquema de un sistema RECOIL.....	27
Figura 4. Foto del sistema RECOIL en Comodoro Rivadavia Argentina.....	29
Figura 5. Foto del sistema RECOIL en Perú.....	30
Figura 6. Foto del sistema RECOIL Provincia de Santa Cruz- Argentina	30
Figura 7. Tipos de instalaciones para sistema electrogas.	35
Figura 8 Perfil de Elevación Vs Presión pozo A.....	50
Figura 9 Flujo de Gas Vs Presión pozo A.	50
Figura 10 Perfil de Elevación Vs Temperatura pozo A.	51
Figura 11 Perfil de Elevación Vs Presión pozo A.....	52
Figura 12 Perfil Elevación Vs Temperatura pozo A	52
Figura 13 Elevación Vs Presión Electrogas pozo A.....	54
Figura 14 Flujo de Gas Vs Presión Electrogas pozo A	54
Figura 15 Elevación Vs Presión Electrogas pozo A con una válvula operando.	55
Figura 16 Perfil de Elevación Vs Presión del pozo B	57
Figura 17 Flujo de Gas Vs Presión pozo B.	58
Figura 18 Perfil de Elevación Vs Temperatura pozo B	58
Figura 19 Perfil de Elevación Vs Presión pozo B.....	59
Figura 20 Perfil Elevación Vs Temperatura pozo B	60
Figura 21 Elevación Vs Presión Electrogas pozo B.....	61
Figura 22 Flujo de Gas Vs Presión Electrogas pozo B	61
Figura 23 Elevación Vs Presión Electrogas pozo B con una válvula operando.	62
Figura 24 Perfil de Elevación Vs Presión del pozo C.....	65
Figura 25 Flujo de Gas Vs Presión pozo C.....	65
Figura 26 Perfil de Elevación Vs Temperatura pozo C	65
Figura 27 Perfil de Elevación Vs Presión pozo C.....	67

Figura 28 Perfil Elevación Vs Temperatura pozo C	67
Figura 29 Elevación Vs Presión Electrogas pozo C.....	68
Figura 30 Flujo de Gas Vs Presión Electrogas pozo C	69
Figura 31 Elevación Vs Presión Electrogas pozo C con una válvula operando....	69
Figura 32 Perfil de Elevación Vs Presión del pozo D.....	72
Figura 33 Flujo de Gas Vs Presión pozo D.....	72
Figura 34 Perfil de Elevación Vs Temperatura pozo D	73
Figura 35 Perfil de Elevación Vs Presión pozo D.....	74
Figura 36 Perfil Elevación Vs Temperatura pozo D	74
Figura 37 Elevación Vs Presión Electrogas pozo D.....	75
Figura 38 Flujo de Gas Vs Presión Electrogas pozo D.....	76
Figura 39 Elevación Vs Presión Electrogas pozo D con una válvula operando....	76

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1 Variables de Producción de 6 pozos.....	39
Tabla 2 Capacidades de Producción del equipo R 3200	40
Tabla 3 Capacidades de Producción del equipo R 5000	40
Tabla 4 Análisis Equipo R 3000 Vs Equipo R 5000	41
Tabla 5 Pronósticos de producción de 6 pozos	41
Tabla 6 Ingresos mensuales del Proyecto	42
Tabla 7 Presupuesto de compra e instalación equipos Recoil.....	43
Tabla 8 Flujo de caja instalación equipos Recoil	43
Tabla 9 Valor Presente Neto Sistema Recoil.....	44
Tabla 10 Tasa Interna de Retorno, Sistema Recoil	45
Tabla 11 Pay Back sistema Recoil.....	45
Tabla 12 Relación Costo-Beneficio sistema Recoil.....	46
Tabla 13 Variables de producción de 4 pozos	46
Tabla 14 IP Simulador PIPESIM Pozo A	49
Tabla 15 IP Simulador PIPESIM Pozo B	56
Tabla 16 IP por simulador PIPESIM Pozo C.....	63
Tabla 17 IP Simulador PIPESIM Pozo D	71
Tabla 18 Pronósticos de producción de 4 pozos	77
Tabla 19 Ingresos mensuales del Proyecto Electrogas	78
Tabla 20 Presupuesto de compra e instalación sistema Electrogas	78
Tabla 21 Flujo de caja instalación equipos Recoil	79
Tabla 22 Valor Presente Neto, sistema Electrogas.....	79
Tabla 23 Tasa Interna de Retorno, sistema Electrogas	80
Tabla 24 Pay Back, sistema Electrogas.....	80
Tabla 25 Relación Costo Beneficio, sistema Electrogas.....	81

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A Estados mecánicos de los pozos A, B, C, D, E y F	86
Anexo B Estados mecánicos de los pozos A, B, C y D.....	92

TITULO: ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD DE LA APLICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL NO CONVENCIONALES RECOIL Y ELECTRO-GAS LIFT EN CAMPOS DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN COLOMBIA.*

AUTOR: ERNESTO LUIS SANABRIA CALA**

PALABRAS CLAVES: Levantamiento Artificial, Recoil, Electrogas.

DESCRIPCIÓN

Colombia actualmente tiene una transformación en el desarrollo de campos maduros, para poder optimizar económicamente y tecnológicamente, se están realizando estudios de sistemas convencionales y no convencionales, el principal objetivo está encaminado a incrementar las reservas y la rentabilidad de los campos maduros que ya están en producción, que tienen un gran potencial de explotación. De tal manera toma importancia el desarrollo de este trabajo para poder implementar sistemas convencionales y no convencionales en la explotación de campos en Colombia.

Para continuar con la explotación óptima de campos maduros, se requiere de un análisis cuidadoso de los posibles sistemas de levantamiento artificial convencionales y no convencionales, que se pueden implementar en un campo determinado.

Este estudio determinará la prefactibilidad de aplicar los sistemas de levantamiento artificial no convencional, como son el RECOIL y ELECTROGAS, en dos campos petroleros colombianos, determinando su aplicabilidad técnico económico.

En este sentido desarrollar y evaluar la implementación de otros sistemas no convencionales como es el sistema RECOIL, que ayuden a mejorar la rentabilidad económica de los campos petroleros, y con esto reactivar campos de baja productividad.

A su vez revisar la opción de aplicar las nuevas tecnologías de sistemas de levantamiento combinados como es el Electrogas, para aprovechar al máximo las ganancias operacionales y económicas que se obtienen al unir dos sistemas de levantamiento como son el gas lift y Electrosumergible, en campos maduros petroleros colombianos.

* Proyecto de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Tutor: M.Sc. Fernando Enrique Calvete González

TITLE: PRELIMINARY FEASIBILITY STUDY OF THE IMPLEMENTATION OF NON-CONVENTIONAL ARTIFICIAL LIFT SYSTEMS, RECOIL AND ELECTRIC-GAS LIFT, IN PETROLEUM PRODUCTION FIELDS IN COLOMBIA. *

AUTHOR: ERNESTO LUIS SANABRIA CALA**

KEY WORDS: Artificial Lift, Recoil, Electric-gas.

DESCRIPTION

Colombia currently has a transformation in the development of mature fields, in order to optimize economically and technologically, studies are of conventional and unconventional, the main objective is aimed at increasing reserves and profitability of fields mature already in production, which have a great potential for exploitation. Thus making this important development work to implement systems in conventional and unconventional exploitation of fields in Colombia

In order to continue with an optimal exploitation of mature fields, it is required a careful analysis of the possible conventional and unconventional artificial lift systems which may be implemented in a particular field.

This study will determine the prefeasibility of applying non-conventional artificial lift systems, such as RECOIL and ELECTRIC-GAS in two Colombian oil fields, so that their economic technical applicability can be determined.

In this way, the development of assessing the implementation of other non-conventional systems which aim at improving the economic profitability of oil fields, thus reactivating low productivity wells profitably using the RECOIL system.

Also, the option of applying the new technologies of combined lift systems such as the Electric-gas will be determined, maximizing the operational and economic gains obtained by merging two lift systems such as the gas lift and the electric submersible pumping, Colombian oil in mature fields.

* Degree Project.

** Faculty of Physics and Chemical Engineering. School of Petroleum Engineering . Thesis Advisor: M.Sc. Fernando Enrique Calvete González

GLOSARIO

- **bfpd** = Barriles de fluido por día
- **bopd** = Barriles de aceite por día
- **bpd** = Barriles por día
- **Capex** = Son todos los costos de la inversión de un proyecto
- **Casing** = Soporte estructural del pozo, el cual generalmente va cementado
- **Choke** = Dispositivo que controla el caudal de fluidos desde el pozo
- **Coiled tubing** = Tubería flexible y continua de 1" a 3.5" de diámetro usada para realizar trabajos en pozos petroleros
- **CPI** = Contrato de Crudo Incremental
- **Electrogas** = Sistema de levantamiento artificial de petróleo que mezcla el sistema gas lift y el Electrosumergible.
- **Electrosumergible** = Sistema de levantamiento artificial de petróleo que utiliza una bomba centrífuga en el fondo del pozo.
- **ESP** = Siglas en Ingles Electric Submersible pump, Bombeo electrsumengible
- **Gas lift** = Sistema de levantamiento artificial de petróleo por inyección de gas en el pozo.

- **Gravedad API** = Siglas en inglés American Petroleum Institute, es una medida de densidad que, en comparación con el agua, precisa cuán pesado o liviano es el petróleo.
- **GOR** = Relación gas aceite
- **KPCGD** = miles de pies cúbicos de gas por día
- **PCP** = Siglas en Inglés Progressing Cavity Pump, Bombeo de cavidades progresivas
- **Pulling** = Extracción de la sarta de tubería del pozo

INTRODUCCIÓN

Como podemos observar en la industria petrolera actual, se ha enfocado en re-desarrollar los campos maduros, es así como en Colombia se han desarrollado contratos de CPI (Contrato de crudo incremental) y contratos de Colaboración empresarial para diferentes aéreas de Colombia, un ejemplo de ello son los contratos con OXI Andina en los campos la Cira-Infantas y Schlumberger en Campo Casabe con Ecopetrol.

Por esto, el objetivo principal de la industria petrolera en la actualidad está encaminado a incrementar las reservas y la rentabilidad de los campos que ya están en producción. Es allí donde aparecen aquellos campos maduros que, a pesar de encontrarse en su etapa de declinación, tienen un gran potencial de optimizar su operación e incorporarles nuevas tecnologías, que tiempo atrás no existían o resultaban costosas, y ahora pueden ser atractivas para la inversión.

El objetivo de este trabajo es determinar la prefactibilidad de implementar los sistemas de levantamiento artificial no convencionales Recoil y Electrogas en campos maduros de Colombia, revisar si son técnicos y económicamente rentables de acuerdo a las condiciones operativas actuales.

1. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Un sistema de levantamiento artificial (SLA), es un mecanismo externo a la formación productora encargado de levantar crudo desde la formación a una determinada tasa, cuando la energía del pozo es insuficiente para producirlo por sí mismo o cuando la tasa es inferior a la deseada.

Los sistemas de levantamiento artificial son el primer elemento al cual se recurre cuando se desea incrementar la producción en un campo, ya sea para reactivar pozos que no fluyen o para aumentar la tasa de flujo en pozos activos. Estos operan de diferentes formas sobre los fluidos del pozo, ya sea modificando alguna de sus propiedades o aportando un empuje adicional a los mismos.

Los sistemas de levantamiento también pueden ser clasificados como convencionales como Gas lift, Bombeo Mecánico, Bombeo Electro sumergible (ESP), Bombeo por cavidades progresivas (PCP) y Bombeo Hidráulico y no convencionales, como el Plunger Lift, Chamber lift, RECOIL, y sistemas combinados.

Este estudio se enfocará en las características de los sistemas de levantamiento no convencionales RECOIL y Electrogas, por esta razón solo se explicará el funcionamiento de los sistemas Bombeo Electrosumergible y Gas lift, al igual que los conceptos financieros; Valor presente Neto, Tasa Interna de retorno, Tiempo de Repago o retorno de la inversión y Relación Costo Beneficio.

1.1 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CONVENCIONALES

1.1.1 Gas Lift¹

Los dos sistemas básicos de levantamiento con gas lift son levantamiento continuo y levantamiento intermitente.

El principio de operación de levantamiento continuo es la inyección de gas a través de la más profunda de una serie de válvulas GLVs (Gas lift Valve) ubicadas a lo largo de una tubería de producción; el efecto de este gas inyectado es el de disminuir la densidad de los fluidos producidos permitiéndole llegar hasta superficie con la tasa de producción deseada. Este sistema es una prolongación del flujo natural del pozo.

Como su nombre lo indica en el levantamiento intermitente la inyección ocurre durante un cierto intervalo de tiempo y después se detiene. Después de que cierto periodo de tiempo ha transcurrido se repite la inyección y comienza de nuevo el ciclo.

El equipo requerido para la implementación de gas lift en un pozo es el siguiente:

1.1.1.1 Equipo de superficie

- Ensamblaje de la cabeza del pozo
- Choke (para flujo continuo)
- Choke con control en el ciclo de tiempo (Para flujo intermitente)
- Compresores
- Separador

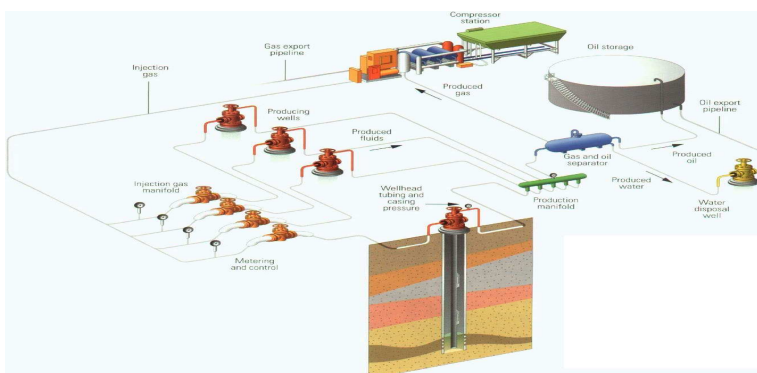
¹ **HERRERA, D. Cristóbal. Y ORTIZ, S. Juliana.** Estudio para la implementación de un sistema de levantamiento artificial Combinado de Bombeo Electrosumergible y Levantamiento Neumático: Electrogas. Tesis de grado. UIS. 2002.

1.1.1.2 Equipo de subsuelo

- Mandriles de gas lift
- Válvulas de gas lift
- Empaque de subsuelo

Un esquema típico de gas lift puede ser observado en la figura 1. El gas de levantamiento es bombeado generalmente por el anular del pozo e inyectado en el tubing a través de una válvula de gas lift (Gas lift valve, GLV). Estas válvulas normalmente contienen una válvula cheque para prevenir la entrada en contracorriente del fluido producido o de tratamiento hacia el anular, para propósitos de seguridad y eficiencia del sistema. En algunos diseños de pozo, el gas es suministrado a través del tubing, recuperando la producción a través del anular o bien de un segundo tubing el cual puede ser concéntrico o paralelo al tubing de suministro.

Figura 1. Esquema típico de gas lift.



Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. UIS. Tesis de grado 2007.

Con el fin de alcanzar la máxima reducción de cabeza hidrostática, el punto de inyección de gas debe estar ubicado a la mayor profundidad disponible. Una excepción para esta regla está en los casos en los que la presión de tubería de

producción excede la presión de saturación del gas bajo condiciones de circulación. En estos casos el gas inyectado se disolvería en el líquido producido, y de esta forma, perdería su habilidad para reducir la densidad de la columna de fluido.

En pozos con bajo índice de productividad, el gas lift continuo no puede ser implementado ya que la afluencia del pozo se dificulta debido a la presión de operación del sistema. En estos casos el levantamiento intermitente puede ser más eficiente. El levantamiento intermitente opera cerrando el suministro de gas para permitirle al pozo fluir hacia el cabezal de producción. Solamente cuando ha entrado suficiente líquido en la tubería, se abre el suministro de gas y se produce un bache de líquido. Esto puede ser mucho más eficiente bajo estas condiciones de pozo que el gas lift continuo.

Cuando se incorpora un pozo a un sistema de producción después de su terminación, con el pozo lleno de fluidos de completamiento o después de un largo cierre donde los fluidos se hayan segregado, la presión normal de gas lift no es suficiente para alcanzar la profundidad máxima de las válvulas. En este caso, generalmente es necesario vaciar por etapas tanto el tubing como el casing llenos con líquido. Esto se consigue aplicando presión de gas a una serie de GLVs (Válvulas de descarga periódica) instaladas progresivamente de arriba hacia abajo. Estas válvulas de descarga están diseñadas para abrirse a una presión predeterminada y luego cerrarse de nuevo a una presión ligeramente más baja, con el propósito de que manipulando la presión de inyección, se haga circular el gas a través de estas de arriba hacia abajo.

Las válvulas de operación se diseñan específicamente para la circulación continua, mientras que las válvulas de descarga están diseñadas únicamente para permitir descargas periódicas.

La profundidad máxima de la GLV de operación está limitada por:

- Máxima presión de suministro de gas y tasa de entrega.
- Presión de cabeza de tubería fluyendo a la tasa de flujo prevista.
- Profundidad del empaque (profundidad máxima del mandril más profundo para las válvulas de gas lift).
- Diferencial de presión requerido para mantener las válvulas superiores (De descarga) cerradas, y por lo tanto mantener estables la presión en la OGLV.
- Peligro de colapso en el tubing y la clasificación por resistencia al estallido que posea el casing.

Un sistema de gas lift requiere adicionalmente de los siguientes componentes:

- Tratamiento del gas, compresión, facilidades de medición y control de flujo, y suministro de gas de arrancada.
- Tubería de producción (tubing) equipada con mandriles de gas lift.
- Acceso para wireline o coiled tubing para la instalación y mantenimiento de las GLVs (El cual puede ser instalado durante el completamiento inicial del pozo).
- Protección contra los reventones en el anular.

En la mayoría de los pozos con este sistema de levantamiento, parte del sistema de prevención contra reventones proviene de las válvulas cheque de las GLVs. Sin embargo, en aquellos pozos donde esta medida no se considera suficiente, se requiere de alguna protección adicional. Esta puede incluir cheques dobles en las GLVs o "válvulas cheque" adicionales en superficie.

1.1.1.3 Ventajas

- Es un sistema seguro de operar.
- Presenta alta tolerancia a los sólidos (Aunque las velocidades de erosión en el tubing y el árbol de navidad pueden ser críticas).

- Habilidad para manejar altas tasas de producción.
- Requiere de poco espacio en superficie.
- Generalmente puede ser reacondicionado con wireline.
- Acceso completo a través del tubing a las GLVs inferiores.
- No es limitado por la desviación de los pozos.
- Relativamente resistente a la corrosión.
- Muy flexible, se puede convertir de flujo continuo a intermitente o plunger lift a medida que declina el yacimiento.
- La fuente de potencia puede ser ubicada en locaciones remotas.
- Fácil de obtener presiones y gradientes en profundidad.
- No es problema en pozos con empuje de gas.

1.1.1.4 Desventajas

- Ineficiente en sistemas de bajo volumen, debido a los costos de compresión y tratamiento del gas.
- Requiere de un volumen de gas para su arranque, el cual no siempre está disponible.
- Presenta dificultad para manejar crudos pesados y viscosos o emulsionados.
- Potencial para la formación de hidratos en superficie o en las GLVs.
- Requiere monitoreo continuo, optimización y reparación técnica, así como supervisión ingenieril.
- Usualmente se ve limitado por una profundidad de levantamiento máxima.
- Posible necesidad de casing y tubing muy fuertes debido a las altas presiones de gas en el anular.
- Problemas con líneas sucias en superficie.
- Puede presentar problemas de seguridad si se manejan presiones de gas muy altas.

1.1.2 Bombeo Electrosomergible¹

El principio de este sistema de bombeo es la operación basada en la operación continua de una bomba centrífuga multietapa cuyos requerimientos de potencia son suministrados por un motor eléctrico de inducción, alimentado desde la superficie a través de un cable de potencia por una fuente de tensión primaria.

Una vez se transforma la tensión primaria la energía requerida es transmitida a través del cable de potencia hasta el motor de subsuelo desde el transformador. El motor genera la fuerza para que transmita a la bomba, compuesta por etapas cada una de las cuales consta de un impulsor que rota y difusor estacionario los cuales imparten un movimiento rotacional al líquido para llevarlo hasta superficie.

1.1.2.1 Equipos de superficie

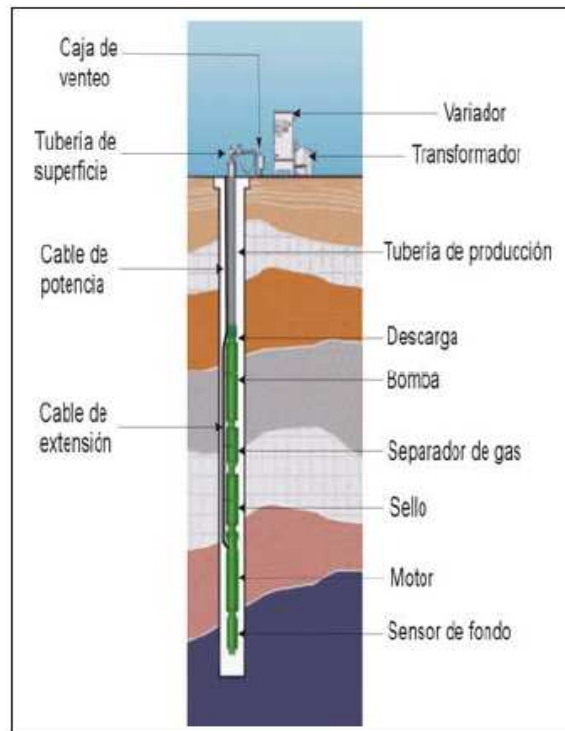
- Ensamblaje de cabeza de pozo.
- Caja de empalme.
- Panel de controles.
- Transformador.
- Variador de frecuencia.
- Cable eléctrico.

1.1.2.2 Equipos de subsuelo

- Bomba centrífuga.
- Cable eléctrico.
- Separador de gas (opcional).
- Unidad sellante protectora del motor.
- Motor eléctrico.
- Herramienta de monitoreo de fondo (opcional).

La figura # 2 muestra un esquemático del sistema electrosumergible con sus respectivas partes.

Figura 2 Esquema típico Bombeo electrosumergible



Fuente: Manual ESP OIL Engineering Consultants. Programa de adiestramiento 2005. T Palomino Jorge, página 7.

1.1.2.3 Ventajas

- Permite el levantamiento de volúmenes extremadamente altos sin dificultad, y a bajo costo.
- Elevado aporte de energía al fluido.
- Presenta una alta eficiencia (70%).
- El sistema no se ve afectado por la desviación.
- Sistema fácil de controlar.
- No ocupa grandes espacios en superficie. Igualmente es aplicable a plataformas costa afuera.

- Permite una fácil aplicación de tratamientos contra la corrosión e inhibidores de escamas.
- Disponibilidad de unidades de diversos tamaños.

1.1.2.4 Desventajas

- Tolerancia limitada a la arena.
- Baja tolerancia a las altas relaciones Gas-liquido (sin separador).
- Se requiere de taladro o estructura en caso de falla.
- Posibles fallas eléctricas, principalmente asociadas al cable.
- El cable eléctrico puede ocasionar problemas con la tubería.
- Tolerancia limitada a las altas temperaturas.
- No aplicable a completamientos múltiples.
- Poco práctico en pozos someros.
- Solo es aplicable con energía eléctrica, y para tal caso, requiere de altos voltajes.
- Las unidades son costosas, para ser remplazadas a medida que el yacimiento declina.
- Presenta cierto grado de limitación por profundidad, debido a costos de cable y capacidad de la bomba.

1.2. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL NO CONVENCIONALES Y COMBINADOS

Los sistemas de levantamiento artificial convencionales son los más empleados alrededor del mundo, debido principalmente al conocimiento que se tiene de su funcionamiento, la experiencia que se cuenta para su diseño y operación, y la relativa facilidad con que se consiguen en el mercado las unidades y repuestos utilizados.

Sin embargo por las diversas condiciones que se pueden presentar en un campo, se han realizado variaciones a los sistemas de levantamiento artificial

convencionales con el fin de aumentar la eficiencia al momento de aplicar estos a un campo en particular. Por lo anterior se han desarrollado los sistemas de levantamiento artificial no convencionales que buscan adaptarse a condiciones donde los sistemas convencionales se ven limitados. Así como los sistemas combinados buscan complementar las desventajas de un método con las fortalezas de otro buscando optimizar la eficiencia en la operación de la extracción de crudo.

A continuación se presentará una descripción de los sistemas Recoil y ESP con gas lift o Electrogas.

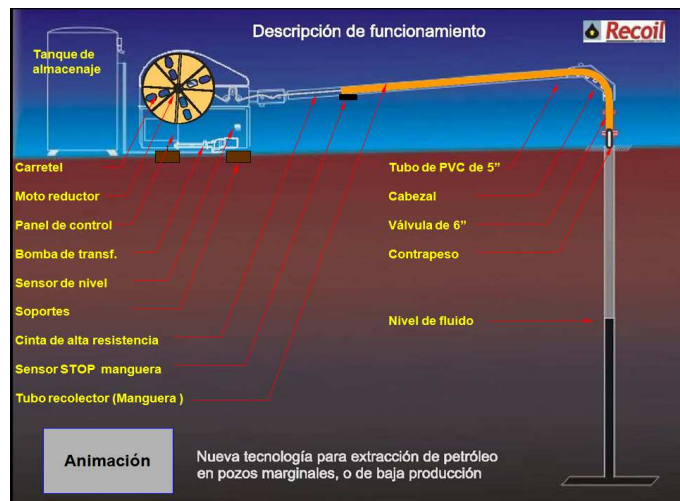
1.2.1 Recoil²

El equipo RECOIL es un sistema de extracción de petróleo, el cual no utiliza accesorios convencionales, ya que su instalación se realiza en superficie directamente al casing. La unidad RECOIL posee un motor eléctrico mediante el cual, una cinta de alta resistencia baja un tubo flexible recolector dentro de un pozo libre de herramientas y equipos de subsuelo. Se debe instalar un programa lógico que controla el funcionamiento del sistema y permita asegurar que el tubo recolector se sumerja totalmente dentro del nivel de fluido que tenga el pozo. Al llegar al fluido se reduce la velocidad de descenso, permitiendo que el tubo recolector se sumerja lentamente 50 pies por debajo de la fase de petróleo y por encima del nivel de agua. El sistema se detiene un tiempo preestablecido durante el cual el tubo recolector completa su llenado. Luego el motor invierte el sentido de su movimiento, y la cinta eleva al tubo con el fluido hasta la superficie, donde en el brazo de descarga realiza su vaciamiento por gravedad, hasta un tanque transitorio incluido en el equipo. Una vez superada la cantidad de almacenamiento del mismo, de aproximadamente un barril, un sensor flotante activa la bomba que

² Presentación técnica de la compañía Lift Oil. (En línea). Pagina web versión HTML. (citado 15 de mayo). Disponible en internet: </www.liftoil.com.ar/>.

transfiere el fluido a una línea de conducción o hacia un tanque de superficie y se reinicia el ciclo. En la figura 3 se puede observar un esquema típico para una instalación del equipo RECOIL.

Figura 3. Esquema de un sistema RECOIL



Fuente: Presentación técnica de la compañía Lift Oil. (En línea). Pagina web versión HTML. (Citado 15 de mayo). Disponible en internet: <http://www.liftoil.com.ar/>.²

Entre las aplicaciones del equipo de RECOIL podemos encontrar algunas como:

- Activar la producción en pozos abandonados temporalmente.
- Reemplazar equipos de extracción tradicionales en pozos de baja producción.
- Realizar prueba de pozos.

1.2.1.1 Descripción del equipo

- **Sistema de transferencia y almacenaje**

Este sistema está constituido por varios componentes y elementos que cumplen con la función de transferir el producto recolectado por el sistema de recolección hasta la deposición final. Los componentes que componen el sistema son:

- a) Bomba de Transferencia.
- b) Motor eléctrico de accionamiento de la Bomba
- c) Reductor de accionamiento.
- d) Tanque de recolección.
- e) Filtro tipo canasto.
- f) Sensor de nivel de Tanque de recolección.
- g) Venteo anti gas explosivo
- h) Nivel de accionamiento externo para tanque y/o tubería.

• **Sistema de tracción de cinta**

Este sistema está constituido por varios componentes y elementos que cumplen con la función de suministrar el movimiento y la guía a la cinta que transporta la manguera de recolección del fluido desde el pozo. Los componentes de este sistema son:

- a) Motorreductor con freno de seguridad.
- b) Acoplamiento de cadena.
- c) Carretel de tracción.
- d) Equipo basculante de cinta.

• **Sistema de transporte de recolección**

La función de este sistema es proveer todos los elementos de guía y soporte para el sistema de recolección. Los componentes que integran este sistema son:

- a) Cabezal con rodillos.
- b) Tubo de P.V.C. de 5"
- c) Cinta transportadora
- d) Equipo de guía de cinta con descarga
- e) Sensor stop de manguera

- **Sistema de recolección**

La función de este sistema es recolectar el fluido acumulado en el casing. Los componentes del sistema son:

- a) Manguera con válvula de retención.
- b) Contrapeso.
- c) Válvula de 6”.

- **Sistema de control y alimentación eléctrica**

La función de este sistema es el suministro, protección, distribución eléctrica y la programación de las operaciones de todos los equipos. Los componentes del sistema son:

- a) Tablero eléctrico.
- b) P.L.C.

Las figuras 4, 5 y 6 muestran equipos instalados en Argentina y Perú.

Figura 4. Foto del sistema RECOIL en Comodoro Rivadavia Argentina.



Fuente: Presentación técnica de la compañía Lift Oil. (En línea). Pagina web versión HTML. (Citado 15 de mayo). Disponible en internet: <http://www.liftoil.com.ar/>.²

Figura 5. Foto del sistema RECOIL en Perú.



Fuente: Presentación técnica de la compañía Lift Oil. (En línea). Pagina web versión HTML. (Citado 15 de mayo). Disponible en internet: <http://www.liftoil.com.ar/>.²

Figura 6. Foto del sistema RECOIL Provincia de Santa Cruz- Argentina



Fuente: Presentación técnica de la compañía Lift Oil. (En línea). Pagina web versión HTML. (Citado 15 de mayo). Disponible en internet: <http://www.liftoil.com.ar/>.²

1.2.1.2 Criterios para la implementación del sistema

Para el correcto funcionamiento del equipo RECOIL se debe tener en cuenta que la tecnología se debe aplicar preferiblemente en pozos de las siguientes características:

- Pozos con producción de fluido inferior o igual a 53 BPD, activos, inactivos o abandonados.
- Pozos con nivel de fluido máximo, menores o iguales a 5000 pies de profundidad.
- Pozos con bajo GOR, normalmente menor de 300 scf/bbl.
- Pozos que no produzcan por inyección de agua.
- Pozos que produzcan crudo con Gravedad API mayor o igual a 16° API.

1.2.1.3 Ventajas

- Bajo riesgo de accidentes e incidentes ambientales, ya que no usa altas presiones.
- Fácil para modificar las condiciones de operación según la profundidad y producción del pozo (velocidades de descenso y ascenso de la manguera y número de ciclos por día).
- Buena alternativa de extracción para pozos someros de bajo aporte productivo.
- Menor inversión inicial por el equipo en relación a los otros sistemas de levantamiento.
- Factible para ser controlado y supervisado a distancia, ya que cuenta con un PLC como parte del panel de control.
- No requiere intervenciones de equipos de varilleo, ni de fluidos a presión para el levantamiento.
- No usa tubing, ni varillas que requieran limpieza o reemplazo debido a problemas de parafina, corrosión, etc.
- No usa bombas en subsuelo.
- Fácil armado y desarmado del equipo (Aproximadamente dos (2) horas).
- No necesita intervención de Pulling (Equipo de workover o varilleo).
- Reducción del límite económico del campo petrolero.

1.2.1.4 Desventajas.

- Profundidad de trabajo limitada.
- Capacidad extractiva limitada que disminuye al aumentar la profundidad, debido a que demanda mayor tiempo para cada ciclo.
- No es recomendable como equipo portátil por su baja capacidad extractiva.
- Se debe tener cuidado con los equipos electrónicos que se utilizan.
- El equipamiento es susceptible a ser robado, debido a sus pequeñas dimensiones y a que sus elementos pueden tener aplicación doméstica (Válvulas, motores, bombas de transferencia, PLC, mangueras, cintas, etc.)
- Poco tiempo de aplicación
- Solo se puede aplicar a crudos con una gravedad API mayor o igual a 16.

1.2.2. Electrogas¹

- **Descripción del sistema**

La combinación del sistema de bombeo electrosumergible con gas lift recibe el nombre de “Electrogas”. Esta tecnología de levantamiento artificial es el resultado de la integración de estos dos sistemas que en la actualidad debido a su alto desarrollo tecnológico y conocimiento en la industria, se han convertido en opciones claves a la hora de implementar un método de levantamiento artificial.

El objetivo de esta combinación es aprovechar al máximo las ventajas de cada uno de los sistemas involucrados disminuyendo la incidencia de las limitaciones en el comportamiento de la producción.

La diferencia existente entre la presión de descarga y succión de la bomba electrosumergible, ΔP_{bomba} , es un indicador de la energía suministrada por el sistema para levantar la cabeza dinámica de fluido hasta superficie. El tamaño y consumo de energía del equipo electrosumergible está en función de esta

diferencia de presión, por lo tanto, al disminuir esta diferencia se reducen los costos generados por estas variables.

En el caso de gas lift, la inyección continua de gas en la tubería de producción promueve el movimiento ascendente de fluido debido a la expansión del gas inyectado, a la vez que disminuye el peso de la columna de fluido por encima del punto de inyección.

En el sistema combinado, la reducción del peso de la columna de fluido, causada por la inyección del gas, trae como consecuencia una disminución en el requerimiento de potencia de la bomba electrosumergible debido a una menor diferencia entre la presión de succión y la de descarga necesaria para levantar la cabeza dinámica de fluido. Esta diferencia de presión, entre el gradiente normal de un sistema de bombeo electrosumergible y uno combinado con gas lift.

1.2.2.1 Equipos necesarios para el sistema electrogas

- **Equipo de superficie:**

El equipo requerido para la aplicación del sistema combinado es exactamente el mismo equipo que se requiere para operar ambos sistemas por separado. Estos equipos fueron descritos detalladamente en el capítulo 2. En algunas situaciones, debido a la aplicación combinada, el gas lift provee una gran flexibilidad al sistema permitiendo operar el bombeo electrosumergible sin el controlador de velocidad variable, lo cual representa un ahorro de costos adicional, esto debido a la posibilidad de variar la tasa de inyección de gas.

Equipo de subsuelo: adicional a los equipos de subsuelo que fueron nombrados en el capítulo 1 del equipo electrosumergible, se deben tener en cuenta los siguientes componentes:

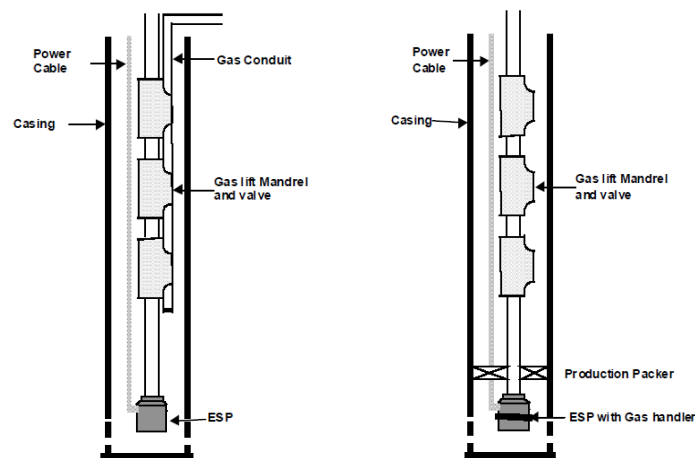
- Válvula de camisa deslizante (Sliding Sleeve Valve, SSV): Consiste en una sección de tubería la cual permite o impide, de acuerdo a la necesidad de la operación, la comunicación entre la tubería de producción y el revestimiento cuando sea necesario. Es una herramienta de gran utilidad cuando se desea usar los sistemas por separado. Cuando entra en funcionamiento el sistema electrosumergible esta válvula se abre, y se cierra cuando se inyecta el gas.
- Tapón ciego (Blanking plug): Se instala en el nipple entre las camisas deslizantes para conducir el fluido a través de la bomba electrosumergible. Para activar la operación del gas lift, el tapón ciego se retira, las camisas deslizantes se cierran y se instalan las válvulas para la inyección de gas
- Bloque Y: Es una sección de tubería en forma de Y que permite la instalación de herramientas como las SSV's y el paso de sarta de registros sin interferir con la operación de la bomba. Como se explicó anteriormente esta herramienta es necesaria cuando se desea operar los dos sistemas por separado. Es tal vez la herramienta más importante desde el punto de vista de la funcionalidad de los dos sistemas por separado.
- Válvula de seguridad de subsuelo (subsurface safety valve, SSSV): Es usada en el sistema combinado para permitir que la tubería de producción este plenamente abierta. En posición abierta, se pueden pasar herramientas con cable y coiled tubing hasta el final de la tubería para diferentes usos. También algunas veces son requeridas para abrir y cerrar zonas o para estimulación acida.

1.2.2.2 Tipos de instalaciones del sistema combinado (Electrogas)

En las aplicaciones sobresalen varias clases de instalaciones las cuales se pueden agrupar en dos categorías: de acuerdo a la tubería mediante la cual se inyecte el gas y de acuerdo a los valores de índice de productividad y presión del yacimiento. A continuación se describe cada una de ellas:

- **De acuerdo a la tubería que se use para inyectar el gas.** El gas puede ser inyectado a través del espacio anular (tubería de revestimiento) o a través de un conducto paralelo a la tubería de producción o a través de una tubería flexible de diámetro pequeño del tipo coiled tubing, como se muestra en la figura 7.

Figura 7. Tipos de instalaciones para sistema electrogas.



Fuente: BORJA, Hubert. Production Optimization by Combined Artificial Lift Systems and Its Application in Two Colombian Fields. SPE 53966. 1999. Modificada

- **De acuerdo al índice de productividad y presión del yacimiento.** La forma en la que se diferencia cada una de las instalaciones es la presencia de empaque, el cual previene el paso de gas en la sección de operación de la bomba electrosumergible, con el fin de garantizar la integridad de su operación.

1.2.2.3 Aplicaciones del Sistema Electrogas

La combinación del bombeo electrosumergible con el gas lift tiene numerosas posibilidades para optimizar la tasa de producción y garantizar un sistema de apoyo en caso de que el principal falle, sobre todo en sistemas de difícil acceso como en zonas con condiciones climáticas hostiles. El sistema puede ser aplicado

con solo uno de sus componentes, pero su mejor desempeño técnico y económico se obtiene al aplicar los combinados.

1.2.2.4 Gas Lift como sistema de apoyo

Como se mencionó anteriormente muchos sistemas de bombeo electrosumergible pueden estar localizados en regiones de acceso difícil. A raíz de esto, se pueden perder varios días de producción mientras llegan los equipos necesarios para reparar el equipo. Si el pozo está equipado con un sistema de apoyo de levantamiento de gas lift se puede mantener produciendo mientras se repara así se produzca en menores cantidades.

El flujo de los fluidos de producción del pozo a través de la bomba electrosumergible, durante este período, pueden ser prevenidos mediante la instalación de una camisa deslizante (sliding sleeve) por encima de la bomba. La camisa se abre mediante la acción de un mecanismo con cable antes de que el gas sea inyectado por el espacio anular.

Si en la instalación del electrogas se instalan válvulas recuperables por cable en los bolsillos de los mandriles, se recomiendan que estas sean operadas por presión de revestimiento, ya que si se utilizan válvulas operadas por presión de fluido, los cambios de presión dentro de la tubería pueden causar que estas se abran.

El diseño para un sistema de levantamiento con gas lift con válvulas accionadas por presión de revestimiento será el mismo que el de una instalación sin empaque y entonces, la camisa deslizante abierta representara el fin de la tubería. Cuando se quiere descargar una instalación de electrogas se debe descargar por el sistema de gas lift. En estas operaciones la camisa deslizante no estaría abierta mientras se termine de descargar el pozo.

1.2.2.5 Ventajas

- Sumar en un solo sistema la flexibilidad del bombeo electrosumergible como sistema primario y el gas lift como sistema secundario.
- Se tiene en cuenta un área de trabajo la cual permite una operación sin sobrecargar las capacidades del sistema.
- No hay necesidad de cambiar equipos conforme cambia la producción del pozo.
- Extender y optimizar la vida útil de los equipos involucrados en el sistema.
- Se puede aprovechar la facilidad de inyectar químicos en la corriente de gas.
- Reducir significativamente los costos de operación, los cuales se traducen en ahorro de dinero o en la compra de equipos más sofisticados.
- Se tiene un sistema de apoyo (Sistema secundario), en caso de que el sistema primario presente fallas en su operación.
- Se resuelven las limitaciones mecánicas como las de los tamaños de tubería debido a la acción conjunta de los dos sistemas. Esto es importante en el caso de tubería de diámetro pequeño las cuales bajo otras condiciones presentarían limitaciones en el caudal de inyección requerido.

1.2.2.6 Desventajas

- La principal desventaja que presenta la aplicación del sistema electrogas es que la aplicación conjunta de los dos sistemas de levantamiento artificial genera mayor complejidad en la operación del campo, lo cual se traduce en la necesidad de personal capacitado para el manejo de los dos sistemas.

1.3 CONCEPTOS FINANCIEROS

1.3.1 Valor presente Neto

“Mide la rentabilidad deseada después de recuperar toda la inversión. Para ello, calcula el valor actual de todos los flujos futuros de caja, proyectados a partir del

primer periodo de operación, y le resta la inversión total expresada en el momento cero”³

1.3.2 Tasa Interna de Retorno

Es la tasa de interés que hace que el Valor presente Neto sea igual a cero, en otras palabras, aquella tasa de oportunidad para la cual el proyecto en estudio es apenas aceptable.

Representa la tasa de interés más alta que un inversionista podría pagar, sin perder dinero, si todos los fondos para la financiación del proyecto se tomaran prestados y el servicio de la deuda (capital e interés) se pagaran con los flujos del proyecto, a medida que los mismos se fueran produciendo”.⁴

1.3.3 Pay Back o Tiempo de retorno de la inversión

Es el número de periodos requeridos para recuperar la inversión inicial, resultado que se compara con el periodo aceptado por la empresa.

1.3.4 Relación Costo Beneficio

La relación Costo-Beneficio compara el valor actual de los beneficios proyectados con el valor actual de los costos, incluida la inversión.

³ **Proyectos de Inversiones Formulación y evaluación**, Nassir Sapag Chaín.

⁴ Flujo de caja y proyecciones Financieras, Hector Ortiz Anaya

2. ANALISIS DE PREFACTIBILIDAD DE APLICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL RECOIL Y ELECTROGAS

2.1 Sistema Recoil

El Sistema Recoil se evaluará en 6 pozos de un campo marginal de Colombia en la cuenca del Catatumbo, denominados pozo A, B, C, D, E y F, los cuales actualmente están inactivos.

2.1.1 Variables de Producción

La tabla 1 relaciona las variables de producción de los seis pozos, obtenidas de pruebas de producción del campo.

Tabla 1 Variables de Producción de 6 pozos

POZO	Potencial Bruto (BFPD)	% BSW	Potencial Agua (BWPD)	Potencial Neto (BOPD)	Intervalos Perforados	Profundidad Total pozo, ft
A	9	11%	0,99	8,01	4640'-4654'	4672
B	8	0%	0	8	4365'-4423'	4424
C	9	5%	0,45	8,55	4661'-4694'	4752
D	8	12%	0,96	7,04	4340'-4398'	4630
E	10	8%	0,8	9,2	4390'-4685'	4715
F	9	10%	0,9	8,1	4683' - 4736'	4766

Fuente: El Autor

2.1.2 Diseño del sistema Recoil

Las unidades Recoil disponibles actualmente en el mercado son la R 3200 y R 5000, con las siguientes características que se evidencian en la tabla # 2 y # 3:

Tabla 2 Capacidades de Producción del equipo R 3200

Profundidad nivel Dinamico, ft	Tiempo de Ciclo (minutos)	Cantidad de ciclos/día	Producción Bls/día
750	6,79	212	37
1500	12,62	114	20
2250	18,4	78	13
3200	24	60	10

Fuente: www.liftoil.com.ar

Tabla 3 Capacidades de Producción del equipo R 5000

Profundidad nivel Dinamico, ft	Tiempo de Ciclo (minutos)	Cantidad de ciclos/día	Producción Bls/día
750	6,79	212	53
1500	12,62	114	28
2250	18,4	78	19
3200	24	60	15
3950	30,6	47	12
5000	36	40	10

Fuente: WWW.liftoil.com.ar

De acuerdo a las especificaciones técnicas de los equipos R 3000 y R 5000, el equipo que cumple con los requisitos para instalar en estos 6 pozos de la Cuenca del Catatumbo es la unidad R 5000, análisis que se muestra en la tabla # 4.

Tabla 4 Análisis Equipo R 3000 Vs Equipo R 5000

VARIABLES	VALOR	EQUIPO R 3000	EQUIPO R 5000
Profundidad del pozo, ft	<= 5000 ft	No cumple	Cumple
GOR (scf/stb)	<= 300 scf/stb	cumple	Cumple
Producción bfpd	>= 10 bfpd a 5000 ft	No cumple	Cumple
* API	>= 16 * API	cumple	Cumple

Fuente: El Autor

2.1.3 Análisis Económico Instalando Unidades Recoil R 5000

2.1.3.1 Cálculos de Ingresos: Para realizar el cálculo de los ingresos del proyecto para instalar el sistema Recoil, hay que tener en cuenta los pronósticos de producción de petróleo de los seis pozos y el precio de venta del petróleo.

Se tomará un año como horizonte del proyecto y una tasa de oportunidad del 12 % efectivo anual.

- **Pronósticos de producción:** De acuerdo a los potenciales dados en la tabla #1 se realizará una declinación de producción del 2 % mensual actual del campo, relacionado en la tabla # 5.

Tabla 5 Pronósticos de producción de 6 pozos

MES	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
PRODUCCIÓN, bopd		48,9	47,9	47,0	46,0	45,1	44,2	43,3	42,5	41,6	40,8	40,0	39,2

Fuente: El Autor

- **Precio de Venta:** El precio de venta es de 50 US/bl, que es el precio que Ecopetrol usa para sus proyectos.
- **Cálculo de Ingresos:** Con el valor de venta del crudo y los pronósticos de producción a un año, se calcula los ingresos del proyecto.

Tabla 6 Ingresos mensuales del Proyecto

MES	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
PRODUCCIÓN, bopd		48,9	47,9	47,0	46,0	45,1	44,2	43,3	42,5	41,6	40,8	40,0	39,2
INGRESOS, US		73.350,0	71.883,0	70.445,3	69.036,4	67.655,7	66.302,6	64.976,5	63.677,0	62.403,5	61.155,4	59.932,3	58.733,6

Fuente: El Autor

En la tabla # 6 se muestran los ingresos del proyecto de instalar el Sistema Recoil a los 6 pozos.

2.1.3.2 Cálculo de los Egresos:

Son los costos de la inversión del proyecto más los costos asociados para mantener los pronósticos de producción de los 6 pozos.

- **Costos de la Inversión (Capex):** Son todos los costos de las inversiones para la instalación del sistema Recoil en los 6 pozos.

Los costos incluyen importación de la empresa fabricante “Liftoil Extracting Oil Technology” desde lima Perú, de los 6 equipos Recoil R 5000 e instalarlos en cada pozo.

- Precio FOB en lima 34,901 US Dólares americanos por equipo.
- Proceso de importación. = 3490 US Dólares (10% de la inversión)
- Transporte e instalación en campo. 2792 US Dólares (8% de la inversión)

En la tabla # 7 se muestra el presupuesto de compra e instalación del equipo R 5000 en los 6 pozos.

Tabla 7 Presupuesto de compra e instalación equipos Recoil

ITEM	CANTIDAD	COSTO US	COSTO US TOTAL
Precio FOB en lima, unidad R 5000	6	34.901,0	209.406,0
Proceso de importación, unidad R 5000	6	3.490,0	20.940,0
Transporte e instalación en campo de la unidad R 5000	6	2.792,0	16.752,0
Costo de pulling de la sarta Bombeo Mecánico, incluye movilización del rig	6	24.000,0	144.000,0
Retirar unidad de Bombeo Mecánico y accesorios.	6	4.000,0	24.000,0
		COSTO US TOTAL	415.098,0

Fuente: El Autor

- **Costos de Operación:** Los costos de extracción de la unidad Recoil es de U\$ 3.8 por barril, valor promedio mensual que actualmente tiene este sistema en Perú y se asumirá este valor en este proyecto.

2.1.3.3 Flujo de Caja

En la tabla # 8 se adjuntan los datos del flujo de caja de la instalación del sistema Recoil en los 6 pozos, en el horizonte de un año.

Tabla 8 Flujo de caja instalación equipos Recoil

TASA DE OPORTUNIDAD	12%												
MES	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
PRODUCCIÓN, bopd		48,9	47,9	47,0	46,0	45,1	44,2	43,3	42,5	41,6	40,8	40,0	39,2
INGRESOS, US		73.350,0	71.883,0	70.445,3	69.036,4	67.655,7	66.302,6	64.976,5	63.677,0	62.403,5	61.155,4	59.932,3	58.733,6
COSTOS DE INVERSION	(271.098,0)												
COSTOS OPERACIONALES		5.574,6	5.463,1	5.353,8	5.246,8	5.141,8	5.039,0	4.938,2	4.839,5	4.742,7	4.647,8	4.554,9	4.463,8
FLUJO DE CAJA	(271.098,0)	67.775,4	66.419,9	65.091,5	63.789,7	62.513,9	61.263,6	60.038,3	58.837,6	57.660,8	56.507,6	55.377,4	54.269,9
Utilidad despues de Impuestos (33%)		45.409,5	44.501,3	43.611,3	42.739,1	41.884,3	41.046,6	40.225,7	39.421,2	38.632,7	37.860,1	37.102,9	36.360,8

Fuente: El Autor

2.1.4 Indicadores Económicos

2.1.4.1 Valor Presente Neto, VPN

El análisis económico se realiza con una tasa de declinación de producción de hidrocarburos de 2 % mensual. (TIO tasa interna de oportunidad 12%, para Ecopetrol) y se evaluará en un periodo de 1 año. La venta de este crudo es de 50 US/bl.

Tabla 9 Valor Presente Neto Sistema Recoil

TASA DE OPORTUNIDAD	12%												
MES	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
PRODUCCIÓN, bopd		48,9	47,9	47,0	46,0	45,1	44,2	43,3	42,5	41,6	40,8	40,0	39,2
INGRESOS, US		73.350,0	71.883,0	70.445,3	69.036,4	67.655,7	66.302,6	64.976,5	63.677,0	62.403,5	61.155,4	59.932,3	58.733,6
COSTOS DE INVERSION	(271.098,0)												
COSTOS OPERACIONALES		5.574,6	5.463,1	5.353,8	5.246,8	5.141,8	5.039,0	4.938,2	4.839,5	4.742,7	4.647,8	4.554,9	4.463,8
FLUJO DE CAJA	(271.098,0)	67.775,4	66.419,9	65.091,5	63.789,7	62.513,9	61.263,6	60.038,3	58.837,6	57.660,8	56.507,6	55.377,4	54.269,9
Utilidad despues de Impuestos (33%)		45.409,5	44.501,3	43.611,3	42.739,1	41.884,3	41.046,6	40.225,7	39.421,2	38.632,7	37.860,1	37.102,9	36.360,8
VP, US	(271.098,0)	44.983,1	43.669,4	42.394,1	41.156,1	39.954,2	38.787,4	37.654,7	36.555,1	35.487,6	34.451,2	33.445,1	32.468,4
VPN, US	189.908,5	VP: Valor Presente											

Fuente: El Autor

Observamos en la tabla # 9 que el VPN es mayor que 1 lo que nos indica que la rentabilidad es financieramente viable, para este proyecto.

2.1.4.2 Tasa Interna de Retorno, TIR

El análisis de este proyecto genera una TIR del 10% mostrada en la tabla # 10, lo que quiere decir que tiene una menor rentabilidad que la tasa de oportunidad del inversionista, pero aun así es una buena inversión.

Tabla 10 Tasa Interna de Retorno, Sistema Recoil

TASA DE OPORTUNIDAD	12%												
MES	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
PRODUCCIÓN, bopd		48,9	47,9	47,0	46,0	45,1	44,2	43,3	42,5	41,6	40,8	40,0	39,2
INGRESOS, US		73.350,0	71.883,0	70.445,3	69.036,4	67.655,7	66.302,6	64.976,5	63.677,0	62.403,5	61.155,4	59.932,3	58.733,6
COSTOS DE INVERSION	(271.098,0)												
COSTOS OPERACIONALES		5.574,6	5.463,1	5.353,8	5.246,8	5.141,8	5.039,0	4.938,2	4.839,5	4.742,7	4.647,8	4.554,9	4.463,8
FLUJO DE CAJA	(271.098,0)	67.775,4	66.419,9	65.091,5	63.789,7	62.513,9	61.263,6	60.038,3	58.837,6	57.660,8	56.507,6	55.377,4	54.269,9
Utilidad despues de Impuestos (33%)		45.409,5	44.501,3	43.611,3	42.739,1	41.884,3	41.046,6	40.225,7	39.421,2	38.632,7	37.860,1	37.102,9	36.360,8
VP, US	(271.098,0)	44.983,1	43.669,4	42.394,1	41.156,1	39.954,2	38.787,4	37.654,7	36.555,1	35.487,6	34.451,2	33.445,1	32.468,4
TIR	10%												

Fuente: El Autor

2.1.4.3 Pay Back (Tiempo de retorno de la inversión).

En la tabla # 11 se identifica que en el séptimo periodo (séptimo mes) se recupera la inversión.

Tabla 11 Pay Back sistema Recoil

TASA DE OPORTUNIDAD	12%												
MES	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
PRODUCCIÓN, bopd		48,9	47,9	47,0	46,0	45,1	44,2	43,3	42,5	41,6	40,8	40,0	39,2
INGRESOS, US		73.350,0	71.883,0	70.445,3	69.036,4	67.655,7	66.302,6	64.976,5	63.677,0	62.403,5	61.155,4	59.932,3	58.733,6
COSTOS DE INVERSION	(271.098,0)												
COSTOS OPERACIONALES		5.574,6	5.463,1	5.353,8	5.246,8	5.141,8	5.039,0	4.938,2	4.839,5	4.742,7	4.647,8	4.554,9	4.463,8
FLUJO DE CAJA	(271.098,0)	67.775,4	66.419,9	65.091,5	63.789,7	62.513,9	61.263,6	60.038,3	58.837,6	57.660,8	56.507,6	55.377,4	54.269,9
Utilidad despues de Impuestos (33%)		45.409,5	44.501,3	43.611,3	42.739,1	41.884,3	41.046,6	40.225,7	39.421,2	38.632,7	37.860,1	37.102,9	36.360,8
VP, US	(271.098,0)	44.983,1	43.669,4	42.394,1	41.156,1	39.954,2	38.787,4	37.654,7	36.555,1	35.487,6	34.451,2	33.445,1	32.468,4
TIR	10%							288.599,1					
VPN, US	189.908,5	VP: Valor Presente											

Fuente: El Autor

2.1.4.4 Relación Costo Beneficio.

Del análisis realizado de la tabla # 12 se puede concluir que la Relación Costo-Beneficio es de 1.7; donde la Relación Costo Beneficio es mayor a 1, esto implica que los ingresos son mayores que los egresos, entonces el proyecto es viable.

Tabla 12 Relación Costo-Beneficio sistema Recoil

TASA DE OPORTUNIDAD	12%												
MES	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
PRODUCCIÓN, bopd		48,9	47,9	47,0	46,0	45,1	44,2	43,3	42,5	41,6	40,8	40,0	39,2
INGRESOS, US		73.350,0	71.883,0	70.445,3	69.036,4	67.655,7	66.302,6	64.976,5	63.677,0	62.403,5	61.155,4	59.932,3	58.733,6
COSTOS DE INVERSION	(271.098,0)												
COSTOS OPERACIONALES		5.574,6	5.463,1	5.353,8	5.246,8	5.141,8	5.039,0	4.938,2	4.839,5	4.742,7	4.647,8	4.554,9	4.463,8
FLUJO DE CAJA	(271.098,0)	67.775,4	66.419,9	65.091,5	63.789,7	62.513,9	61.263,6	60.038,3	58.837,6	57.660,8	56.507,6	55.377,4	54.269,9
Utilidad despues de Impuestos (33%)		45.409,5	44.501,3	43.611,3	42.739,1	41.884,3	41.046,6	40.225,7	39.421,2	38.632,7	37.860,1	37.102,9	36.360,8
VP, US	(271.098,0)	44.983,1	43.669,4	42.394,1	41.156,1	39.954,2	38.787,4	37.654,7	36.555,1	35.487,6	34.451,2	33.445,1	32.468,4
TIR	10%							288.599,1					
VPN, US	189.908,5	VP: Valor Presente											
RELACION BENEFICIO/COSTO	1,7												

Fuente: el autor

2.2 SISTEMA ELECTROGAS

El Sistema Electrogas se evaluará en 4 pozos de un campo marginal de Colombia en la cuenca del Catatumbo, denominados pozo A, B, C y D los cuales están actualmente inactivos por poca disponibilidad de gas del campo. Estos pozos cuentan con todos los equipos de levantamiento artificial por Bombeo Gas Lift.

2.2.1 Variables de Producción

Tabla 13 Variables de producción de 4 pozos

POZO	Potencial Bruto (BFPD)	% BSW	Potencial Agua (BWPD)	Potencial Neto (BOPD)	ALS	Intervalos Perforados	Profundidad Total pozo, ft
A	4584	98,25%	4503,78	80,22	GL	5676' - 5685' 5702' - 5736' 5746' - 5766'	5732
B	2744	98,50%	2702,84	41,16	GL	5755' - 5776' 5798' - 5785' 5883' - 5892' 6222' - 6250'	6267
C	1856	98,00%	1818,88	37,12	GL	5618' - 5682'	5832
D	1574	95,25%	1499,24	74,76	GL	5480' - 5500' 5735' - 5746' 5837' - 5857' 5883' - 5896' 5896' - 5927' 5936' - 6012'	6313

Fuente: El Autor

En la tabla # 13 se relacionan las variables de producción de 4 pozos que están actualmente inactivos, en espera de ser evaluado otro sistema de levantamiento artificial para ser reactivados, por baja disponibilidad de gas en el campo.

2.2.2 Diseño del Sistema Electrogas

El sistema combinado de levantamiento artificial Electrogas se modeló en el software PIPESIM, se realizó mediante la siguiente metodología:

- Cargar y ajustar los modelos de los pozos A, B, C y D en el simulador como operaban en Gas Lift.
- Simular los pozos instalando solo el sistema de levantamiento artificial electrosumergible.
- Simular los pozos instalando los sistemas combinados Gas Lift y Electrosumergible ó Electrogas.
- Evaluar y Comparar técnico-económicamente los sistemas Gas Lift, Electrosumergible y Electrogas.

2.2.2.1 Modelo del pozo A.

El pozo A; productor de crudo de la formación Mirador Superior esta completado con sistema gas lift que incluye tres mandriles instalados a 2.377,7 - 3.204,4 - 5.438,7 pies y una rata de inyección de gas de 800 KPCGD.

El intervalo productor tiene un espesor de 63 ft. La profundidad media de las perforaciones es 5.721 ft, estas características del pozo se pueden observar en el estado mecánico del anexo B.

2.2.2.1.1 Calibración Modelo (IP)

Antes de realizar el análisis del pozo A, en donde la influencia en la producción tienen algunas variables importantes del sistema (gas inyectado y presión en cabeza), se debe primero calibrar el modelo en PIPESIM, es decir se debe calcular el valor del índice de productividad (J) correspondiente a la formación Mirador superior, que represente de mejor manera el comportamiento del pozo en términos de producción.

Por otro lado se deben escoger las mejores correlaciones de flujo multifásico en tubería vertical y las correlaciones de las propiedades PVT del crudo, que representen de manera más aproximada el flujo de aceite y agua desde el yacimiento hasta superficie.

El procedimiento para identificar las correlaciones más apropiadas para el modelo se basa en la técnica de prueba y error. Se calcula para cada correlación el índice de productividad y se modela el sistema buscando el mejor ajuste posible, comparando los datos de salida del simulador con los datos reales de la prueba. A continuación se presenta los resultados durante la calibración y validación del modelo, las siguientes fueron las correlaciones utilizadas en la simulación:

Correlación de flujo multifásico en tubería vertical: **Beggs & Brill Original**

Correlación para la viscosidad viva del aceite: **Chew and Connally**

Correlación para la viscosidad muerta del aceite: **(60 °F y 90 °F) Beggs and Robinson**

Correlación para la viscosidad de la emulsión: **PIPESIM Woelflin1942 Emulsion dispersa**

Modelo IPR: **Well PI**

Escogidas las correlaciones más óptimas en el simulador, se calcula el índice de productividad con los datos de la prueba. Los resultados se presentan en la tabla # 14:

Tabla 14 IP Simulador PIPESIM Pozo A

Datos de la prueba						Datos del Simulador PIPESIM
Q_f (STB/d)	WHP (psia)	WHT ambiente (°F)	Gas iny (KPCGD)	GOR (scf/STB)	Bsw (%)	IP (STB/d/psi)
4584	225	90	800	0	98,25	17,640

Fuente: El Autor

2.2.2.1.2 Evaluación del Potencial de Producción del Pozo A

A continuación se presentan las características del modelo simulado en PIPESIM.

Propiedades promedio del fluido:

1. Bsw = 98,25%
2. GOR = 0 scf/STB
3. °API = 39
4. μ (90 °F) = 7,60 cp
5. μ (60 °F) = 16,86 cp

Propiedades del yacimiento:

1. Presión del yacimiento (Py) = 2426 psia
2. Temperatura del yacimiento (Ty) = 186,2 °F
3. IP de la formación Mirador Superior = 17,640 STB/d/psi (Calculado PIPESIM)

Propiedades del pozo:

1. PMP (MD) = 5721 ft
2. Pozo vertical
3. WHP = 225 psia
4. WHT = 171 °F

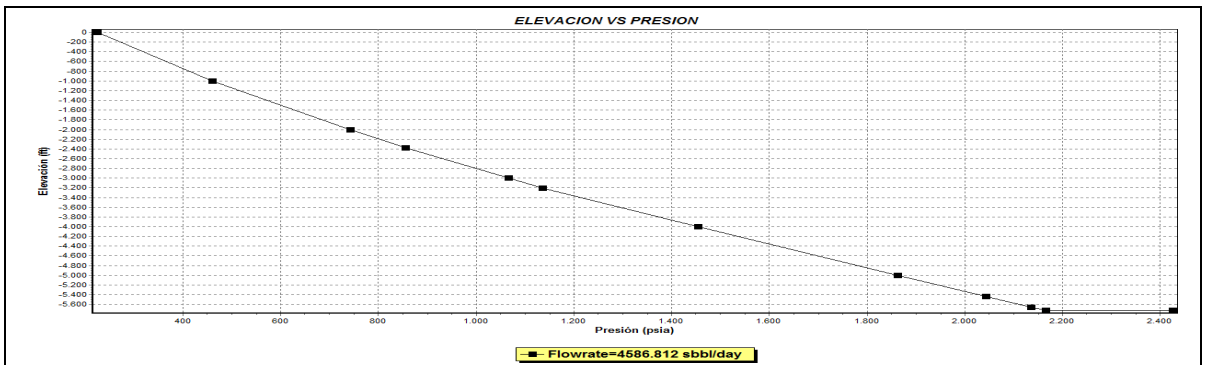
5. $U = 2 \text{ Btu/hr/ft}^2$ (Coeficiente Transferencia de Calor)

Propiedades del sistema de gas lift:

1. Gas inyectado: 800 KPCGD
2. Profundidad de los mandriles = 2377,7 pies, 3204,4 pies, 5438,7 pies
3. Gravedad específica del gas: 0,6
4. Diámetro de orificio de la válvula: 1,5 in
5. Presión en superficie del gas de inyección: 1285 psia.

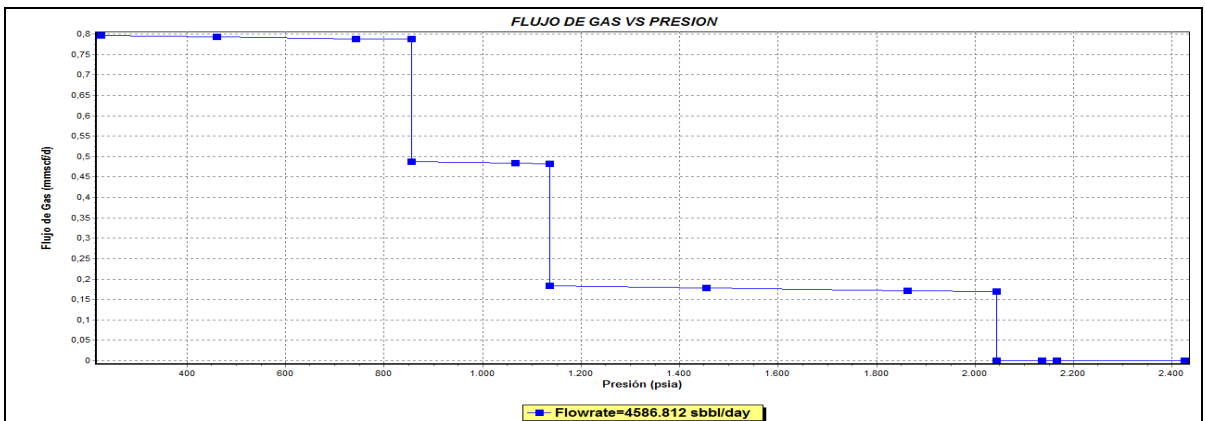
En la figura 8, 9 y 10 se presentan los resultados del Pozo A.

Figura 8 Perfil de Elevación Vs Presión pozo A



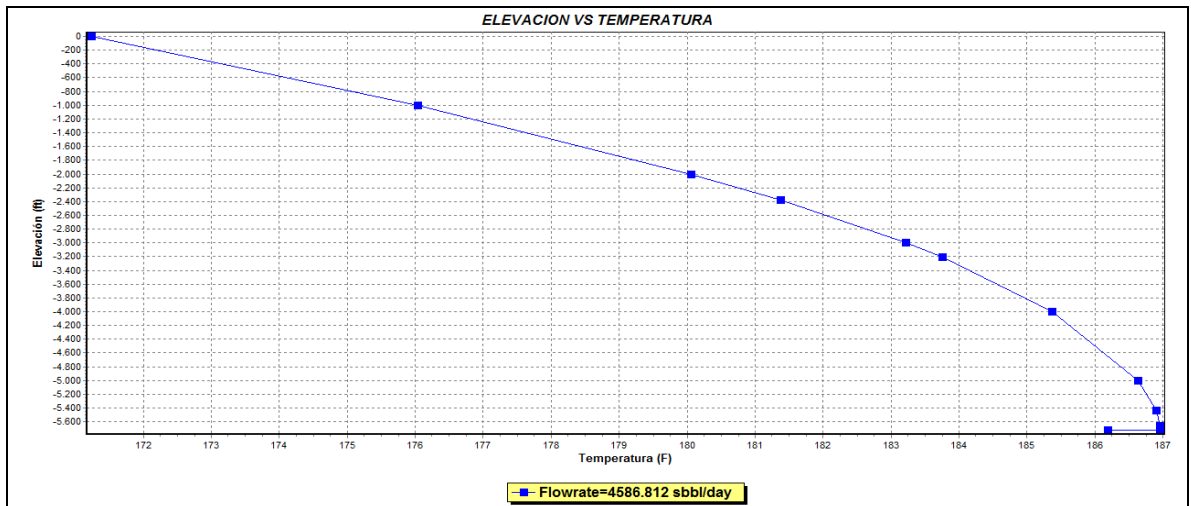
Fuente: El Autor

Figura 9 Flujo de Gas Vs Presión pozo A.



Fuente: El Autor

Figura 10 Perfil de Elevación Vs Temperatura pozo A.



Fuente: El Autor

El análisis de los perfiles de presión, flujo de gas y temperatura, concluye que el modelo es representativo con la prueba de producción realizada al pozo A con un caudal de 4.586,81 BFPD.

2.2.2.1.3 Modelo del Sistema Electrosumergible en el pozo A

Se utilizó las mismas condiciones de operación con el sistema Gas Lift. En este caso se realizó la simulación con un sistema electrosumergible para analizar cual equipo se utilizaría y reemplazar el sistema de Gas Lift, a continuación se muestran los resultados obtenidos:

Caudal de fluido= 4583,37 BFPD.

BES: Centrilift P62, garantizar que el fluido llegue a superficie.

Profundidad de asentamiento de la bomba: 5654 ft

Capacidad de la bomba: 6200 BFPD.

Frecuencia = 40 Hz.

Numero de etapas = 90.

Factor de carga = 1.

Eficiencia de la bomba: 73 %.

Potencia = 70,42 Hp

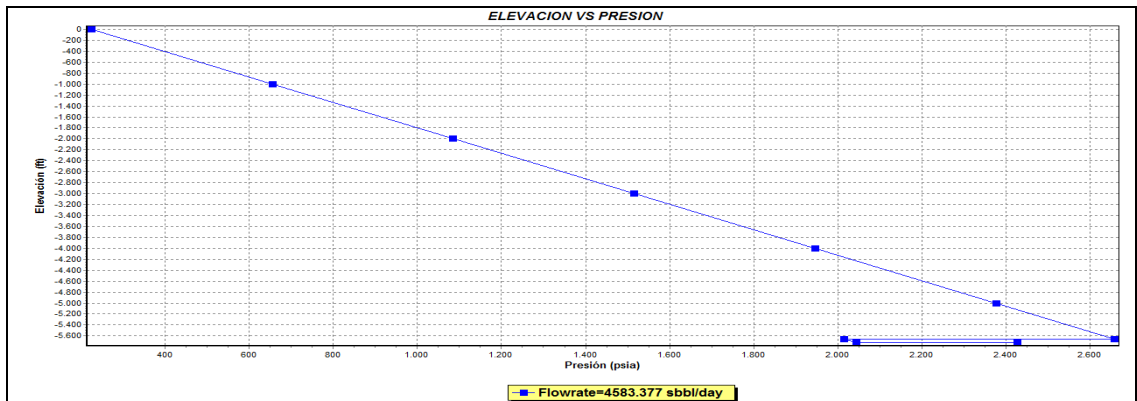
Presión en cabeza de pozo: 225 psia.

Presión de entrada a la bomba: 2013 psia

Presión de descarga de la bomba: 2657 psia.

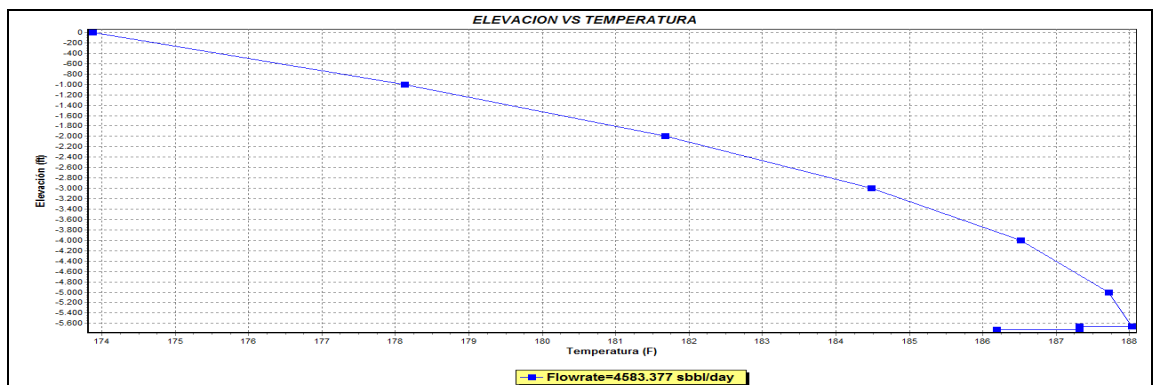
En las figuras 11 y 12 se relaciona la simulación realizadas con el sistema electrosumergible al pozo A, con lo que se concluye el equipo a utilizar en este pozo.

Figura 11 Perfil de Elevación Vs Presión pozo A



Fuente: El autor

Figura 12 Perfil Elevación Vs Temperatura pozo A



Fuente: El autor

2.2.2.1.4 Análisis del Sistema Electrogas en el pozo A.

Se analiza un sistema integrado entre gas lift y sistema electrosumergible para encontrar cual sería la cantidad de gas inyectado óptimo para minimizar costos en el sistema de levantamiento artificial.

Para lo siguiente se tiene, que el pozo A tiene una producción de 4584 BFPD, lo cual quiere decir que se debe usar una bomba electrosumergible que tenga esa capacidad de bombeo, para ello existen varias series de bombas, pero lo ideal es escoger una acorde a la cantidad de fluido producido, para este estudio se toma la bomba electrosumergible marca Centrilift P47, la cual tiene una capacidad de 4700 BFPD, la simulación de las variables se relacionan en la figura 13 y 14, para obtener los datos a continuación mencionados.

Propiedades de la bomba:

Bomba Centrilift serie: P47

Capacidad optima de la bomba = 4.700bls

Profundidad de la bomba = 5.654 ft

Frecuencia = 40 Hz

Eficiencia de la bomba = 40 %.

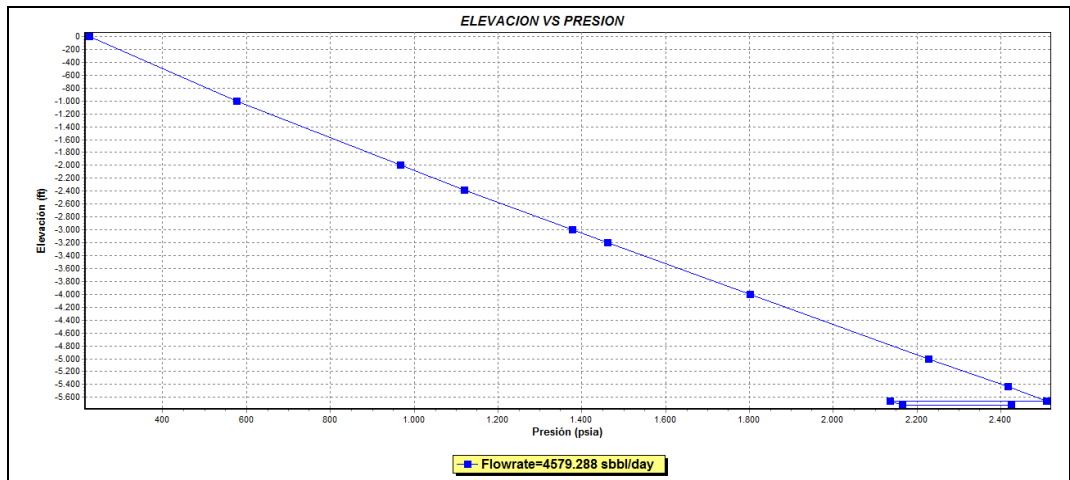
Potencia = 68, 72 Hp.

Etapas de la bomba = 90

Head Factor = 1

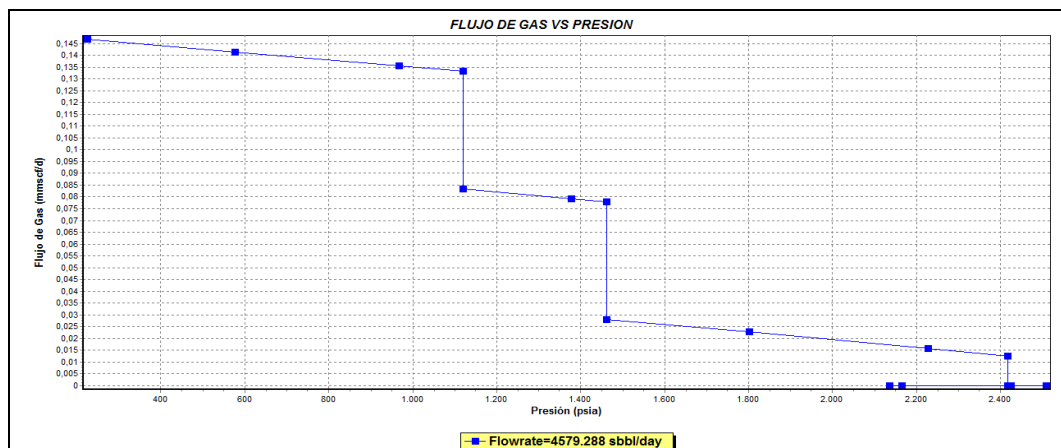
Caudal producido: 4.579,28 BFPD.

Figura 13 Elevación Vs Presión Electrogas pozo A



Fuente: El Autor

Figura 14 Flujo de Gas Vs Presión Electrogas pozo A



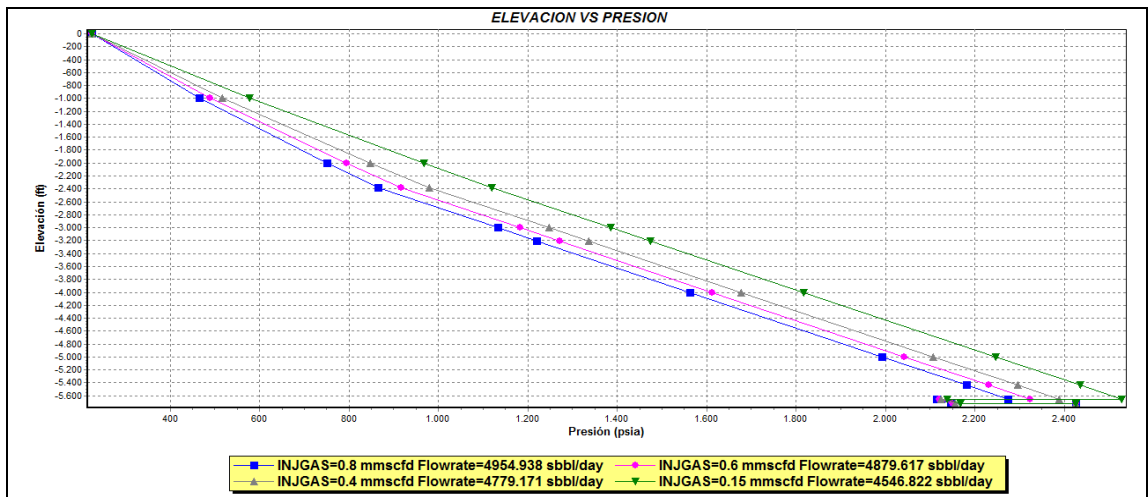
Fuente: El Autor

Relacionar figura 13 y 14 en el párrafo

La cantidad de gas inyectado disminuyo debido a la instalación de una bomba electrosumergible. La cantidad de gas inyectado a estas condiciones es de 150 KPCG, lo cual quiere decir que el gas disminuye en un 80%, este análisis es para cuando se tienen los tres mandriles en el sistema.

También se analizó para un solo mandril para poder hacer una sensibilidad al gas inyectado, a continuación se muestran los resultados en la figura 15.

Figura 15 Elevación Vs Presión Electrogas pozo A con una válvula operando.



Fuente: El autor

Con esta sensibilidad se concluye que con el mismo sistema BES y un sólo mandril de inyección a una profundidad de 2377,7 ft, podemos reducir la cantidad de gas inyectado a 150 KPGD, lo cual representa la misma cantidad del modelo anterior, lo cual quiere decir que el modelo da resultados representativos del pozo A de la formación Mirador, esta simulación se relaciona en la figura 15.

2.2.2.2 Modelo del Pozo B.

El pozo B, productor de crudo de la formación Mirador Superior actualmente esta completado con un sistema de gas lift que incluye tres mandriles instalados a 2.224,1 – 3.033,6 y 4.973,4 pies y una rata de inyección de gas de 1.300 KPCGD.

El intervalo cañoneado en la formación Mirador Superior tiene un espesor de 85 ft. La profundidad media de las perforaciones es 6.002,5 ft, estas características del pozo se pueden observar en el estado mecánico dado en el anexo B.

2.2.2.2.1 Calibración Modelo (IP)

Se calibró el modelo en PIPESIM de igual forma que en el pozo A, es decir se debe calcular el valor del índice de productividad (J) correspondiente a la formación Mirador superior, que represente de mejor manera el comportamiento del pozo en términos de producción.

Se escogieron las mismas correlaciones usadas en el pozo A para flujo multifásico en tubería vertical, viscosidad viva del aceite, viscosidad muerta del aceite: **(60 °F y 90 °F)**, viscosidad de la emulsión y Modelo IPR, de igual forma se calculó el índice de productividad para el pozo B con los datos de la prueba, los resultados se presentan en la siguiente tabla # 15:

Tabla 15 IP Simulador PIPESIM Pozo B

Datos de la prueba						Datos del Simulador PIPESIM
<i>Q_f</i> (STB/d)	<i>WHP</i> (psia)	<i>WHT ambiente</i> (°F)	<i>Gas iny</i> (KPCGD)	<i>GOR</i> (scf/STB)	<i>Bsw</i> (%)	<i>IP</i> (STB/d/psi)
2744	155	90	1300	0	98,50	6,475

Fuente: El Autor

2.2.2.2.2 Evaluación del Potencial de Producción del Pozo B

A continuación se presentan las características del modelo simulado en PIPESIM:
Propiedades promedio del fluido:

1. Bsw = 98,50%
2. GOR = 0 scf/STB
3. °API = 39
4. μ (90 °F) = 7,60 cp
5. μ (60 °F) = 16,86 cp

Propiedades del yacimiento:

1. Presión del yacimiento (P_y) = 2.426 psia
2. Temperatura del yacimiento (T_y) = 186,2 °F
3. IP de la formación Mirador = 6,475 STB/d/psi (Calculado PIPESIM)

Propiedades del pozo:

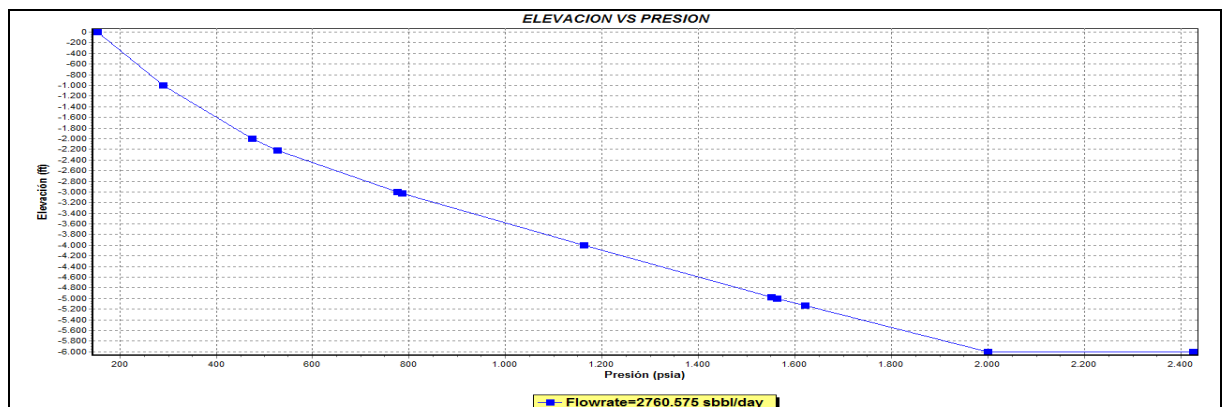
1. PMP (MD) = 6.002, ft
2. Pozo vertical
3. WHP = 155 psia
4. WHT = 162°F
5. $U = 2$ Btu/hr/ft² (coeficiente transferencia de calor)

Propiedades del sistema de gas lift:

1. Gas inyectado: 1.300 KPCGD
2. Profundidad de los mandriles = 2.224,1 pies; 3.033,6 pies; 4.973,4 pies
3. Gravedad específica del gas: 0,6
4. Diámetro de orificio de la válvula: 1,5 in
5. Presión en superficie del gas de inyección: 1.275 psia.

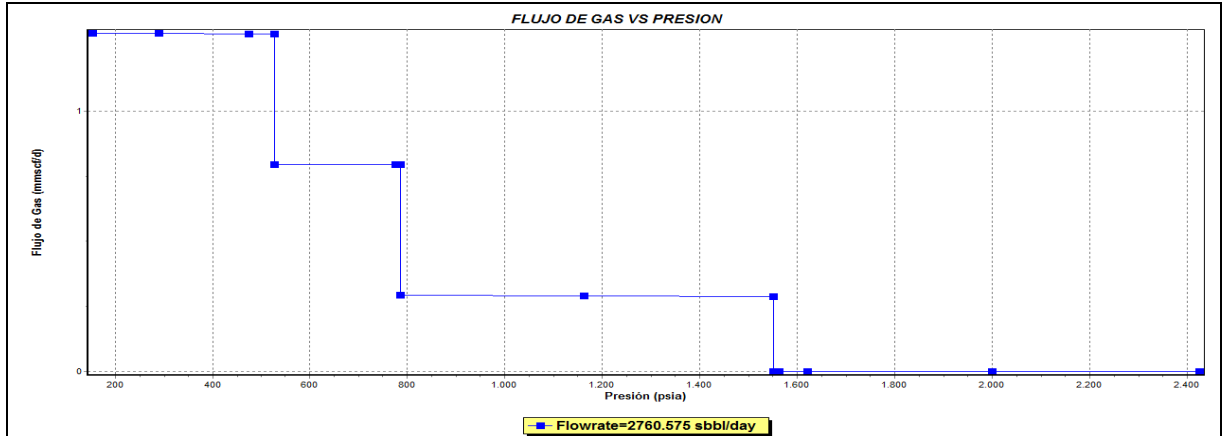
A continuación se presentan los resultados del Pozo B.

Figura 16 Perfil de Elevación Vs Presión del pozo B



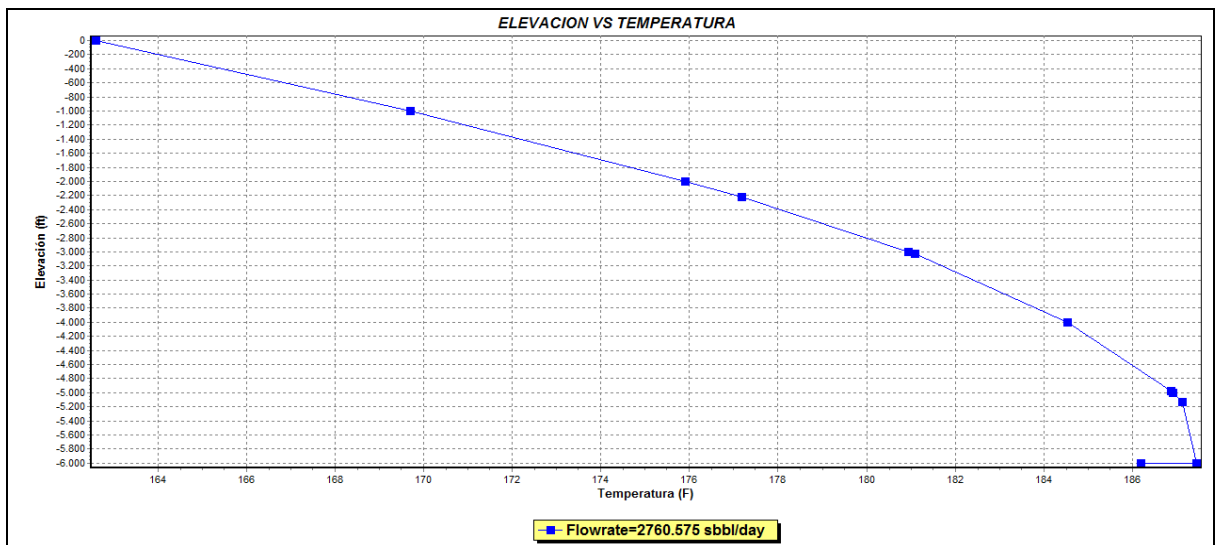
Fuente: El autor

Figura 17 Flujo de Gas Vs Presión pozo B.



Fuente: El autor

Figura 18 Perfil de Elevación Vs Temperatura pozo B



Fuente: El autor

El análisis de los perfiles de presión y temperatura podemos decir que el modelo es representativo con la prueba de producción realizada al pozo B con caudal de 2.760 BFPD, la simulación de estas variables se muestran en las figuras 16, 17 y 18.

2.2.2.2.3 Modelo del Sistema Electrosumergible en el pozo B

Se uso las mismas condiciones de operación con sistema Gas Lift. En este caso se usa sistema electrosumergible para analizar cual equipo se utilizaría para reemplazar el sistema de Gas Lift, a continuación se muestran los resultados obtenidos:

Caudal de fluido= 2.747,44 BFPD.

BES: WoodGroup TG4000, garantizar que el fluido llegue a superficie.

Profundidad de asentamiento de la bomba: 5.136,2 ft

Capacidad de la bomba: 4.000 BFPD.

Frecuencia = 40 Hz.

Numero de etapas = 90.

Factor de carga = 1.

Eficiencia de la bomba: 68 %.

Potencia = 40, 80 Hp.

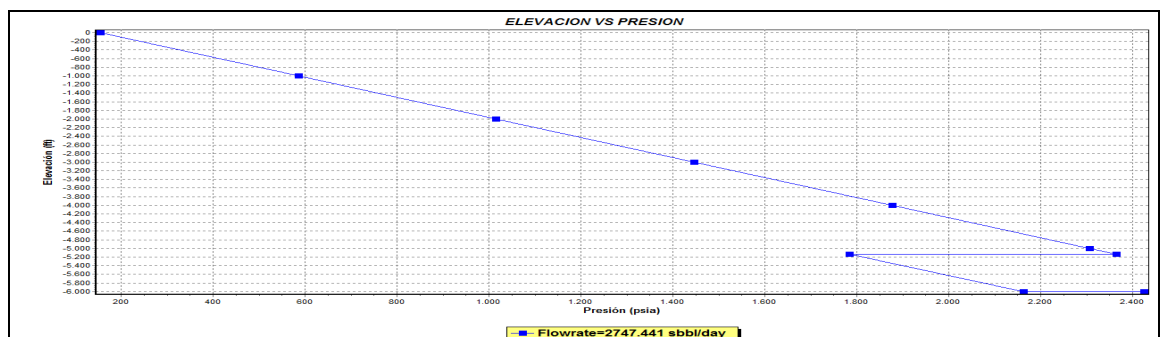
Presión en cabeza de pozo: 155 psia.

Presión de entrada a la bomba: 1.784 psia.

Presión de descarga de la bomba: 2.363 psia.

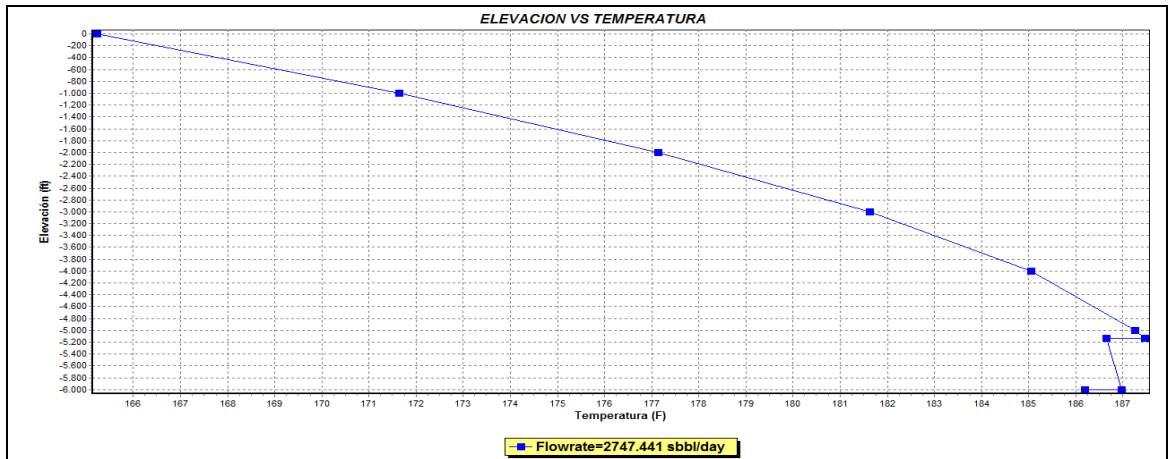
La simulación realizada de las variables del sistema de electrosumergible se muestran en la figuras 19 y 20.

Figura 19 Perfil de Elevación Vs Presión pozo B



Fuente: El Autor

Figura 20 Perfil Elevación Vs Temperatura pozo B



Fuente: El Autor

2.2.2.2.4 Análisis del Sistema Electrogas en el pozo B.

El análisis de un sistema integrado entre gas lift y sistema electrosumergible, para evaluar la cantidad de gas inyectado óptimo, lo cual minimiza los costos en el sistema de levantamiento artificial.

Por lo siguiente se tiene, que el pozo B tiene una producción de 2.760 BFPD, lo cual quiere decir que debemos usar una bomba electrosumergible que tenga esa capacidad de bombeo, para ello existen varias series de bombas, pero lo ideal es escoger una acorde a la cantidad de fluido producido, para este estudio se toma la bomba electrosumergible marca WoodGroup TE2700, es decir que tiene una capacidad de 2.700 BFPD. La simulación de estas variables para la determinación de la bomba de trabajo se muestra en las figuras 21 y 22.

Propiedades de la bomba:

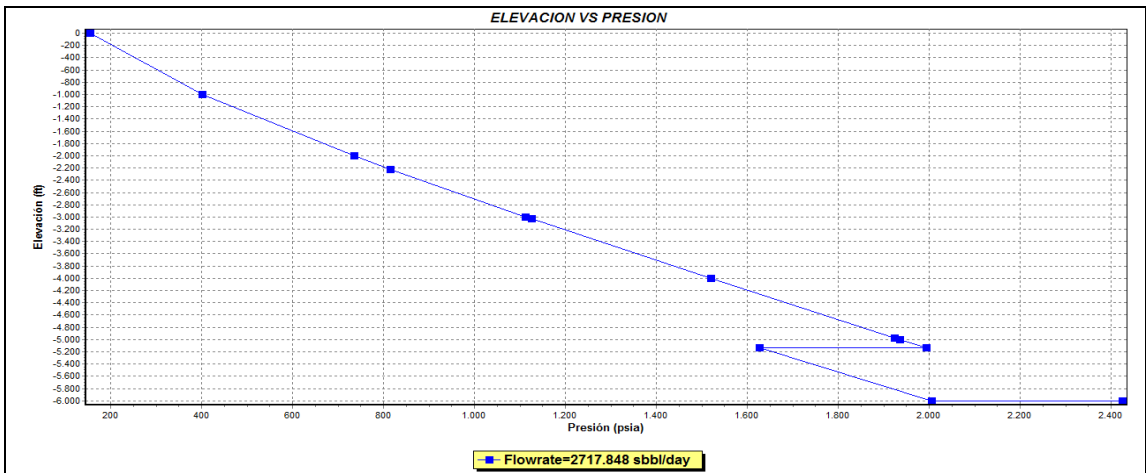
Bomba WoodGroup serie: TE2700

Capacidad optima de la bomba = 2.700bls

Profundidad de la bomba = 5.136,2 ft

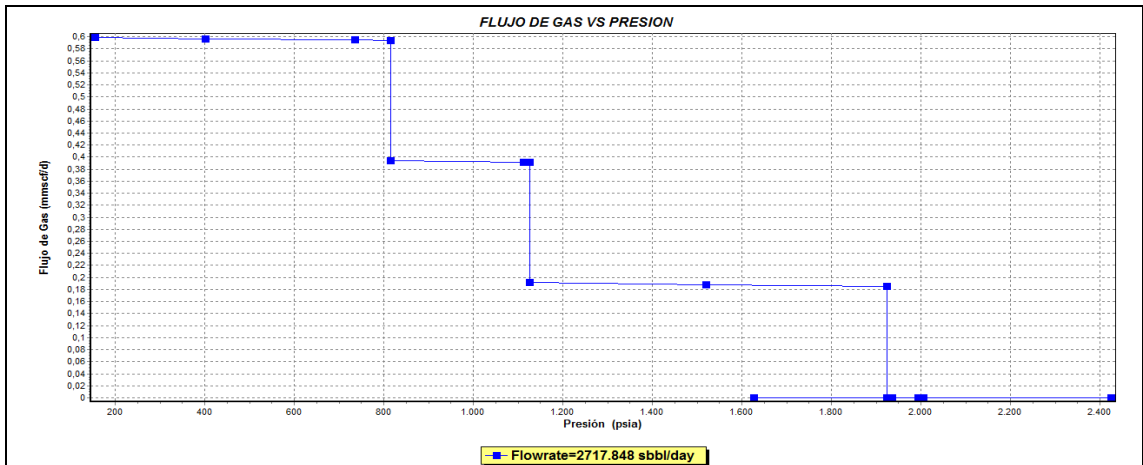
Frecuencia = 40 Hz
 Eficiencia de la bomba = 40 %
 Potencia = 34,35 Hp
 Etapas de la bomba = 90
 Head Factor = 1
 Caudal producido: 2.717,84 BFPD.

Figura 21 Elevación Vs Presión Electrogas pozo B



Fuente: El Autor

Figura 22 Flujo de Gas Vs Presión Electrogas pozo B

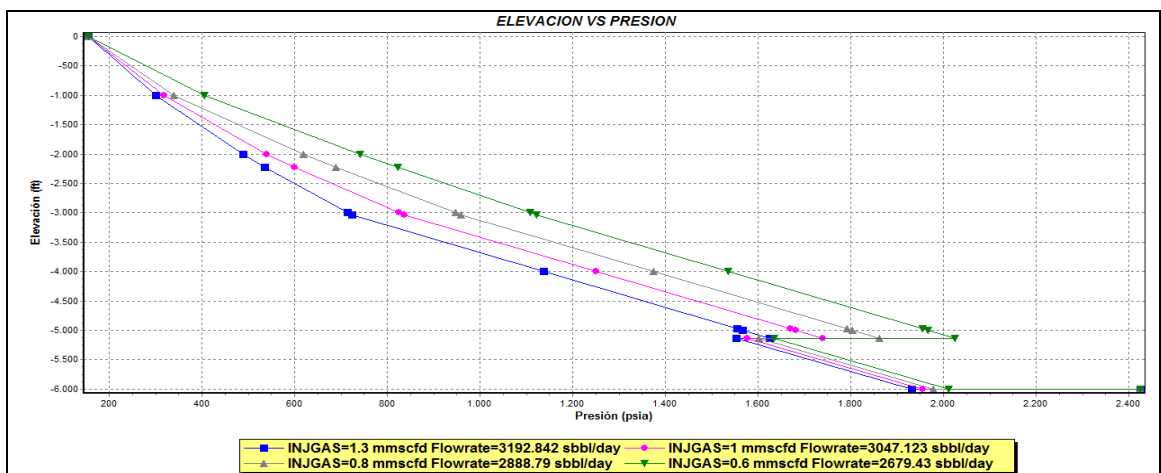


Fuente: El Autor

La cantidad de gas inyectado disminuyó debido a la instalación de una bomba electrosumergible. La cantidad de gas inyectado a estas condiciones es de 600 KPCG, lo cual quiere decir que disminuye en un 46% la utilización de gas, este análisis es para cuando se tienen los tres mandriles en el sistema.

Se realizó para un solo mandril para poder hallar una sensibilidad al gas inyectado y a continuación se muestran los resultados, estos se encuentran relacionados en la figura 23.

Figura 23 Elevación Vs Presión Electro gas pozo B con una válvula operando.



Fuente: El autor

Con esta sensibilidad hallada se concluye que con el mismo sistema BES y un solo mandril de inyección a una profundidad de 3.033,6, se reduce la cantidad de gas inyectado a 600 KPGD con un caudal de 2.679 BFPD, representa una cantidad similar de fluido del modelo anterior, dando como respuesta un modelo con resultados representativos del pozo B de la formación Mirador.

2.2.2.3 Modelo del Pozo C.

El pozo C, productor de crudo de la formación Mirador Inferior actualmente está completado con un sistema de gas lift, que incluye cinco mandriles instalados a

1.722,3 : 2.320,8 : 2.735,8 : 3.119,3 y 5.396,5 pies y una rata de inyección de gas de 1045 KPCGD.

El intervalo cañoneado en la formación Mirador Inferior tiene un espesor de 64 ft, la profundidad media de las perforaciones es 5650 ft, estas características del pozo C se pueden observar en el estado mecánico dado en el anexo B.

2.2.2.3.1 Calibración Modelo (IP)

Se calibró el modelo en PIPESIM de igual forma que en el pozo A y B, es decir se debe calcular el valor del índice de productividad (J) correspondiente a la formación Mirador Inferior, que represente de mejor manera el comportamiento del pozo en términos de producción.

Se utilizan las mismas correlaciones usadas en el pozo A y B para flujo multifásico en tubería vertical, viscosidad viva del aceite, viscosidad muerta del aceite: (60 °F y 90 °F), viscosidad de la emulsión y Modelo IPR, de igual forma se calculó el índice de productividad para el pozo C con los datos de la prueba, los resultados se presentan en la siguiente tabla # 16:

Tabla 16 IP por simulador PIPESIM Pozo C

Datos de la prueba						Datos del Simulador PIPESIM
<i>Q_f</i> (STB/d)	<i>WHP</i> (psia)	<i>WHT</i> Ambiente (°F)	<i>Gas iny</i> (KPCGD)	<i>GOR</i> (scf/STB)	<i>Bsw</i> (%)	<i>IP</i> (STB/d/psi)
1856	145	90	1045	0	98	4,435

Fuente: El Autor

2.2.2.3.2 Evaluación del Potencial de Producción del Pozo C

A continuación se presentan las características del modelo simulado en PIPESIM.

Propiedades promedio del fluido:

1. Bsw = 98%
2. GOR = 0 scf/STB
3. °API = 39
4. μ (90 °F) = 7,60 cp
5. μ (60 °F) = 16,86 cp

Propiedades del yacimiento:

1. Presión del yacimiento (Py) = 2600 psia,
2. Temperatura del yacimiento (Ty) = 186,2 °F
3. IP de la formación Mirador Inferior = 4,435 STB/d/psi (Calculado PIPESIM)

Propiedades del pozo:

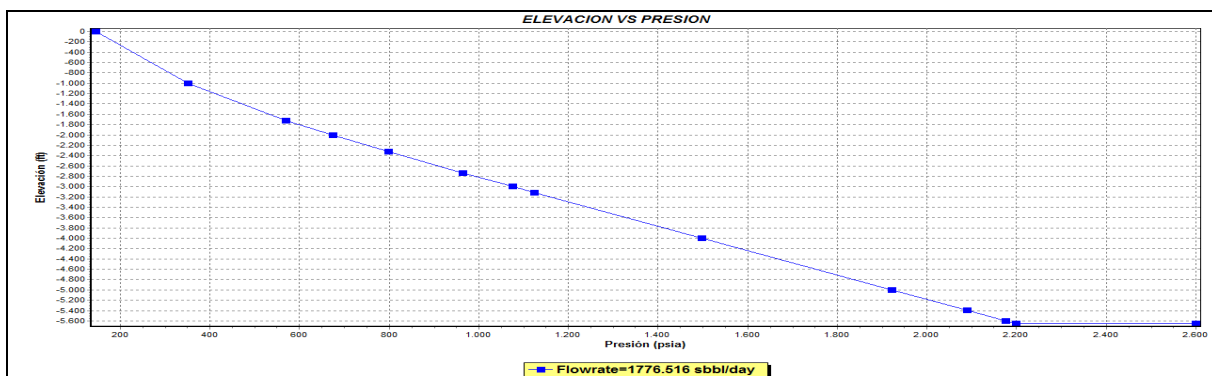
1. PMP (MD) = 5650 ft
2. Pozo vertical
3. WHP = 145 psia
4. WHT = 155°F
5. U = 2 Btu/hr/ft² (coeficiente transferencia de calor)

Propiedades del sistema de gas lift:

1. Gas inyectado: 1045 KPCGD
2. Profundidad de los mandriles = 1722,3 pies, 2320,8 pies, 2735,8 pies, 3119,3 pies, 5396,3 pies.
3. Gravedad específica del gas: 0,6
4. Diámetro de orificio de la válvula: 2, 875 in
5. Presión en superficie del gas de inyección: 1275 psia.

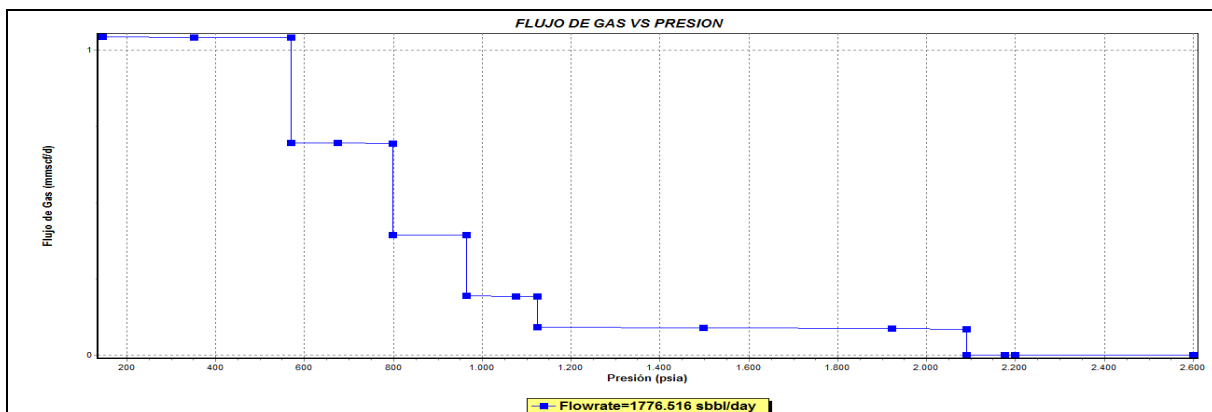
A continuación se presentan los resultados del Pozo C.

Figura 24 Perfil de Elevación Vs Presión del pozo C



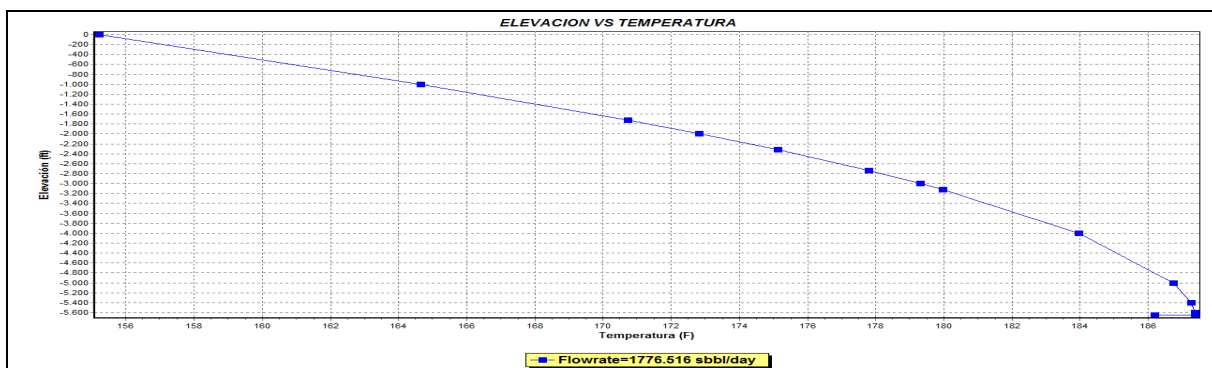
Fuente: El autor

Figura 25 Flujo de Gas Vs Presión pozo C.



Fuente: El autor

Figura 26 Perfil de Elevación Vs Temperatura pozo C



Fuente: El autor

El análisis de la simulación de las variables se muestran en las figuras 24, 25 y 26, los perfiles de presión y temperatura, por lo cual se concluye que el modelo es representativo con la prueba de producción realizada al pozo C con caudal de 1776 BFPD.

2.2.2.3.3 Modelo del sistema Electrosumergible en el pozo C

Se usó las mismas condiciones de operación con sistema Gas Lift. En este caso se usa sistema electrosumergible para analizar cual equipo se utilizaría para reemplazar el sistema de Gas Lift, a continuación se muestran los resultados obtenidos:

Caudal de fluido= 1857,45 BFPD.

BES: Reda DN2150, garantizar que el fluido llegue a superficie.

Profundidad de asentamiento de la bomba: 5.596 ft

Capacidad de la bomba: 2.150 BFPD.

Frecuencia = 40 Hz.

Numero de etapas = 90.

Factor de carga = 1.

Eficiencia de la bomba: 39 %.

Potencia = 15,23 Hp.

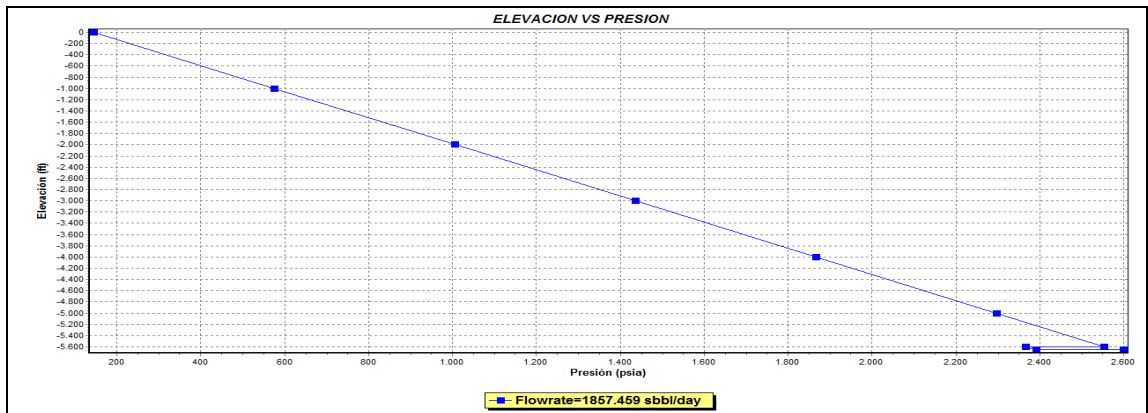
Presión en cabeza de pozo: 145 psia.

Presión de entrada a la bomba: 2.367 psia

Presión de descarga de la bomba: 2.553 psia.

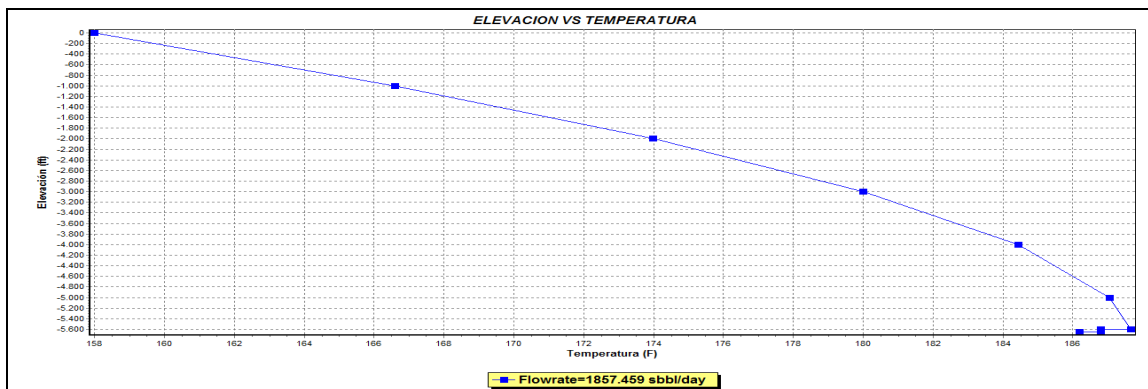
La simulación del sistema electrosumergible se relaciona en las figuras 27 y 28, de las cuales se concluye el equipo a utilizar en el sistema, relacionado anteriormente.

Figura 27 Perfil de Elevación Vs Presión pozo C



Fuente: El autor

Figura 28 Perfil Elevación Vs Temperatura pozo C



Fuente: El autor

2.2.2.3.4 Análisis del sistema Electrogas en el pozo C.

A continuación se quiere analizar un sistema integrado entre gas lift y sistema electrosumergible para encontrar cual sería la cantidad de gas inyectado óptimo para minimizar costos en el sistema de levantamiento artificial.

Para lo siguiente se tiene, que el pozo C tiene una producción de 1776 BFPD, lo cual quiere decir que debemos usar una bomba electrosumergible que tenga esa

capacidad de bombeo, para ello existen varias series de bombas, pero lo ideal es escoger una acorde a la cantidad de fluido producido, para este estudio se toma la bomba electrosumergible marca Reda DN1750, la cual tiene una capacidad de 1750 BFPD. Las simulación para el anterior análisis se muestra en las figuras 29 y 30 respectivamente.

Propiedades de la bomba:

Bomba Reda serie: DN1750

Capacidad optima de la bomba = 1.750bls

Profundidad de la bomba = 5.596 ft

Frecuencia = 40 Hz

Eficiencia de la bomba = 55 %

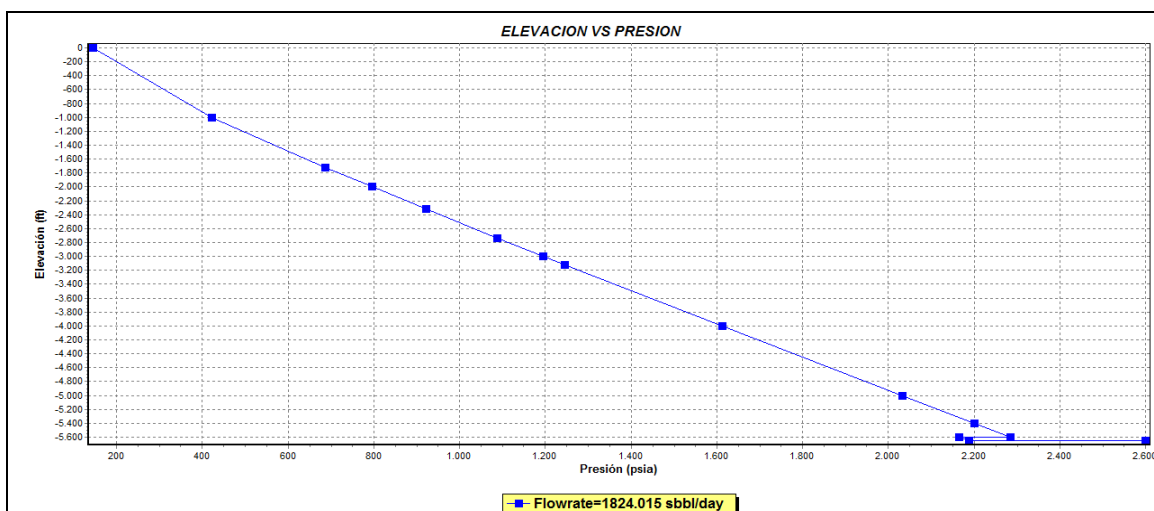
Potencia = 6,95 Hp.

Etapas de la bomba = 90

Head Factor = 1

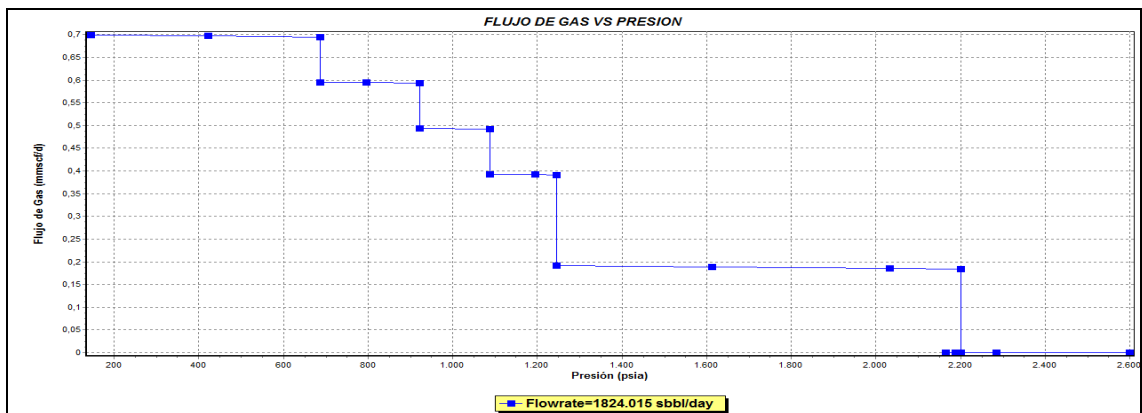
Caudal producido: 1.824,01 BFPD.

Figura 29 Elevación Vs Presión Electrogas pozo C



Fuente: El Autor

Figura 30 Flujo de Gas Vs Presión Electrogas pozo C

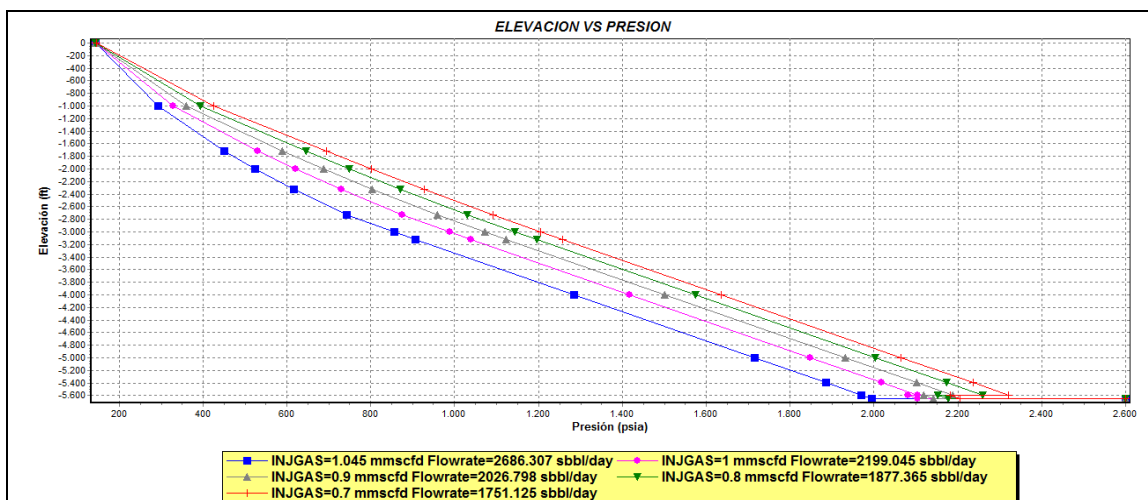


Fuente: El Autor

La cantidad de gas inyectado disminuyo debido a la instalación de una bomba electrosumergible. La cantidad de gas inyectado a estas condiciones es de 700 KPCG, lo cual quiere decir que el gas inyectado disminuye en un 44%, este análisis es para cuando se tienen en el sistema cinco mandriles.

También se analizó para un solo mandril y la simulación de la sensibilidad al gas inyectado, se adjunta en la figura 31 y se muestran los resultados obtenidos.

Figura 31 Elevación Vs Presión Electrogas pozo C con una válvula operando.



Fuente: El autor

Con esta sensibilidad obtenida del análisis de la figura 31, se obtiene que con el mismo sistema BES y un solo mandril de inyección a una profundidad de 2.735,8 ft, se puede reducir la cantidad de gas inyectado a 700 KPGD con un caudal de 1.751BFPD, representa una cantidad similar de fluido del modelo anterior, obteniendo un modelo con resultados representativos del pozo C de la formación Mirador.

2.2.2.4 Modelo del pozo D.

El pozo D, productor de crudo de la formación Mirador Inferior actualmente esta completado con un sistema de gas lift que incluye tres mandriles instalados a 2.098: 3.525 y 4.148 pies, y una rata de inyección de gas de 900 KPCGD.

El intervalo cañoneado en la formación Mirador Inferior tiene un espesor de 171 ft, la profundidad media de las perforaciones es 5.746 ft, estas características del pozo D se pueden observar en el estado mecánico dado en el anexo B.

2.2.2.4.1 Calibración modelo (IP)

Se calibró el modelo en PIPESIM de igual forma que en el pozo A, B y C, es decir se debe calcular el valor del índice de productividad (J) correspondiente a la formación Mirador Inferior, que represente de mejor manera el comportamiento del pozo en términos de producción.

Se escogieron las mismas correlaciones usadas en el pozo A, B y C para flujo multifásico en tubería vertical, viscosidad viva del aceite, viscosidad muerta del aceite: (60 °F y 90 °F), viscosidad de la emulsión y Modelo IPR, de igual forma se calculó el índice de productividad para el pozo D con los datos de la prueba, los resultados se presentan en la tabla # 17.

Tabla 17 IP Simulador PIPESIM Pozo D

Datos de la prueba						Datos del Simulador PIPESIM
<i>Q_f</i> (STB/d)	<i>WHP</i> (psia)	<i>WHT</i> <i>Ambiente</i> (°F)	<i>Gas iny</i> (KPCGD)	<i>GOR</i> (scf/STB)	<i>Bsw</i> (%)	<i>IP</i> (STB/d/psi)
1574	175	90	900	0	95,25	4,223

Fuente: El Autor

2.2.2.4.2 Evaluación del Potencial de Producción del Pozo D

A continuación se presentan las características del modelo simulado en PIPESIM y se puede observar en la figura 32, 33 y 34:

Propiedades promedio del fluido:

1. Bsw = 95,25%
2. GOR = 0 scf/STB
3. °API = 39
4. μ (90 °F) = 7,60 cp
5. μ (60 °F) = 16,86 cp

Propiedades del yacimiento:

1. Presión del yacimiento (Py) = 2.600 psia,
2. Temperatura del yacimiento (Ty) = 186,2 °F
3. IP de la formación Mirador = 4,223 STB/d/psi (Calculado PIPESIM)

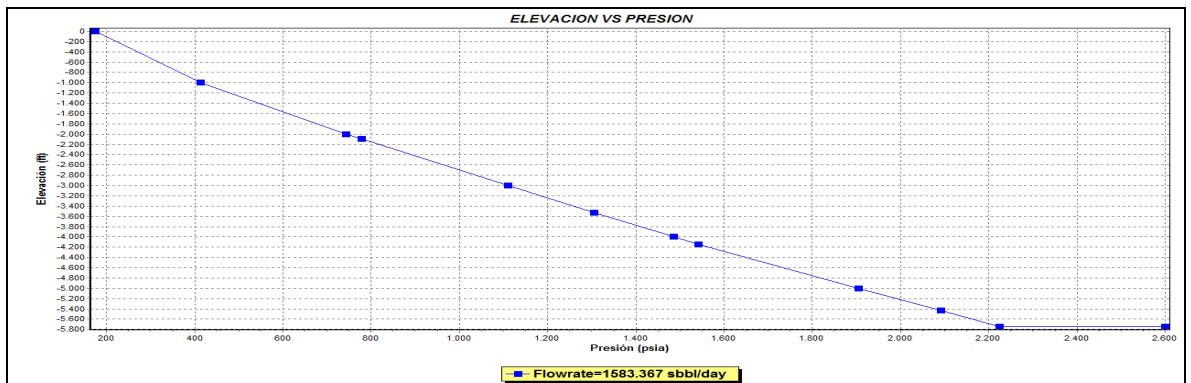
Propiedades del pozo:

1. PMP (MD) = 5.746 ft
2. Pozo vertical
3. WHP = 1.75 psia
4. WHT = 151°F
5. U = 2 Btu/hr/ft² (coeficiente transferencia de calor)

Propiedades del sistema de gas lift:

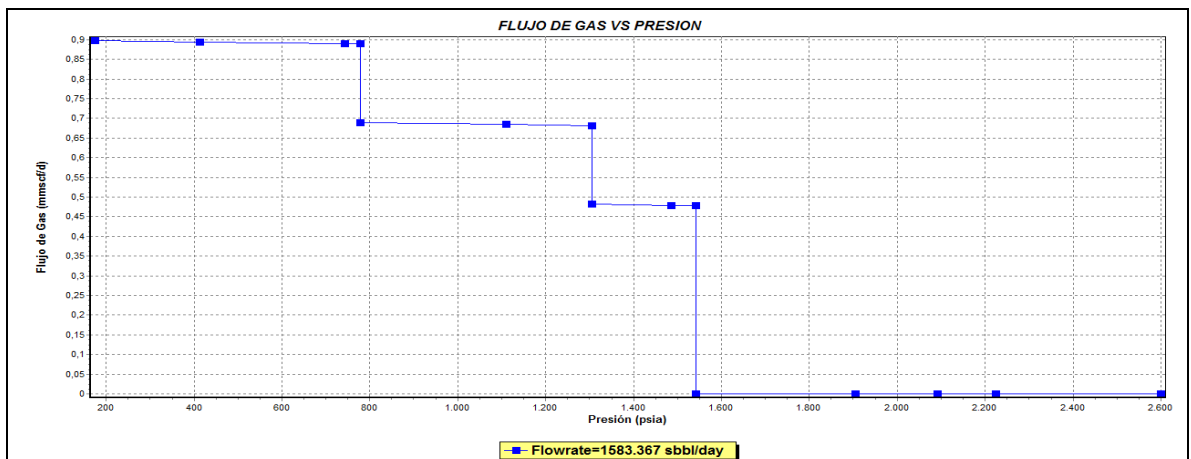
1. Gas inyectado: 800 KPCGD
2. Profundidad de los mandriles = 2.098 pies, 3.525 pies, 4.148 pies.
3. Gravedad específica del gas: 0,6
4. Diámetro de orificio de la válvula: 2,785 in
5. Presión en superficie del gas de inyección: 1.285 psia.

Figura 32 Perfil de Elevación Vs Presión del pozo D



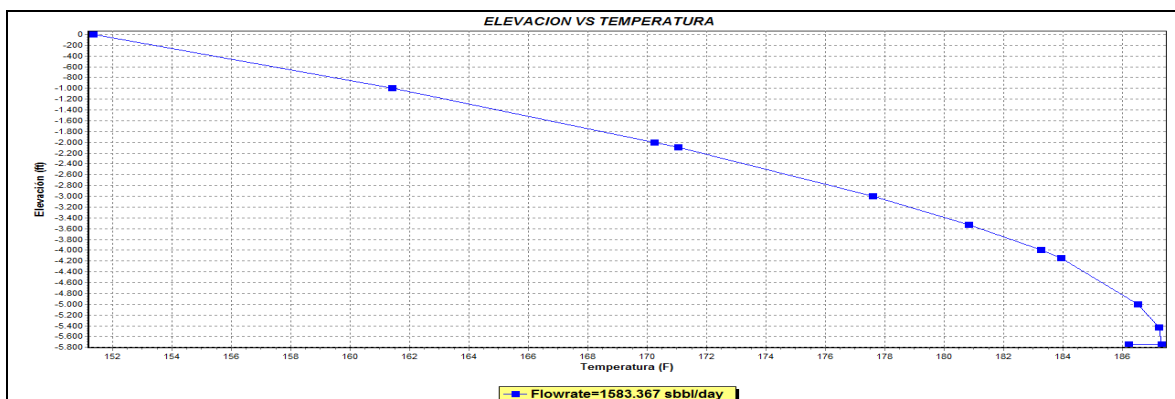
Fuente: El Autor

Figura 33 Flujo de Gas Vs Presión pozo D.



Fuente: El Autor

Figura 34 Perfil de Elevación Vs Temperatura pozo D



Fuente: El Autor

Analizando los perfiles de presión y temperatura podemos decir que el modelo es representativo con la prueba de producción realizada al pozo D con caudal de 1.583 BFPD.

2.2.2.4.3 Modelo del sistema Electrosumergible en el pozo D

Se uso las mismas condiciones de operación con sistema Gas Lift. En este caso se usa un sistema electrosumergible, para analizar cual equipo se utilizaría para reemplazar el sistema de Gas Lift, a continuación se muestran los resultados obtenidos, y su respectiva simulación se encuentra relacionada en las figuras 35 y 36 respectivamente.

Caudal de fluido= 1.574,16 BFPD.

BES: Reda GN2100, garantizar que el fluido llegue a superficie.

Profundidad de asentamiento de la bomba: 5.435 ft

Capacidad de la bomba: 2.100 BFPD.

Frecuencia = 40 hz.

Numero de etapas = 90.

Factor de carga = 1.

Eficiencia de la bomba: 62 %.

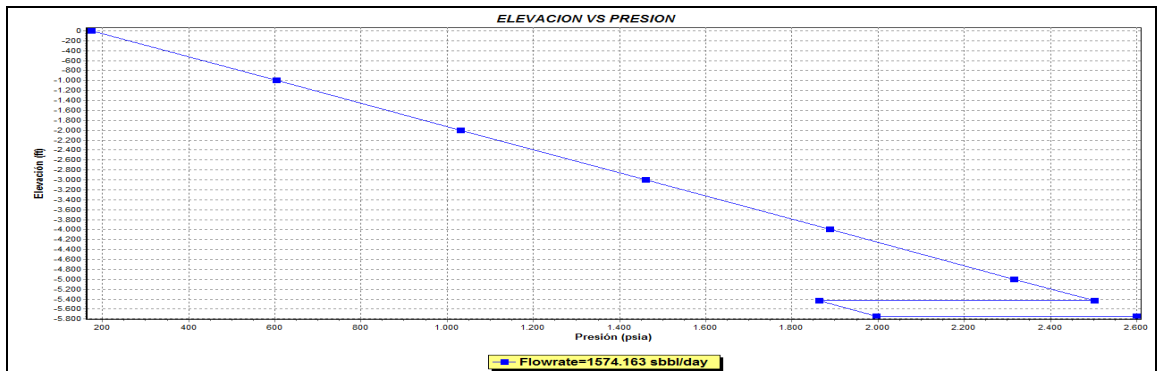
Potencia = 28,19 Hp.

Presión en cabeza de pozo: 175 psia.

Presión de entrada a la bomba: 1.862 psia

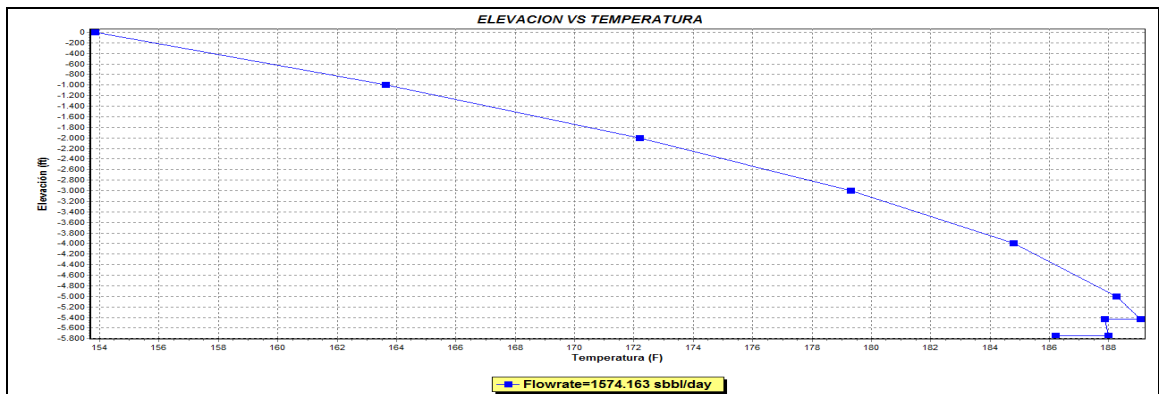
Presión de descarga de la bomba: 2.501 psia.

Figura 35 Perfil de Elevación Vs Presión pozo D



Fuente: El Autor

Figura 36 Perfil Elevación Vs Temperatura pozo D



Fuente: El Autor

2.2.2.4.4 Análisis del sistema Electrogas en el pozo D.

A continuación se analiza un sistema integrado entre gas lift y sistema electrosumergible para encontrar cual sería la cantidad de gas inyectado óptimo para minimizar costos en el sistema de levantamiento artificial.

Para lo siguiente se tiene, que el pozo D tiene una producción de 1.583 BFPD, lo cual quiere decir que debemos usar una bomba electrosumergible que tenga esa capacidad de bombeo, para ello existen varias series de bombas, pero lo ideal es escoger una acorde a la cantidad de fluido producido, para este estudio se toma la bomba electrosumergible marca Reda GN1600, la cual tiene una capacidad de 1.600 BFPD. La simulación de estas variables se adjuntan en la figura 37 y 38.

Propiedades de la bomba:

Bomba Reda serie: GN1600

Capacidad optima de la bomba = 1.600bls

Profundidad de la bomba = 5.435 ft

Frecuencia = 40 Hz

Eficiencia de la bomba = 30 %

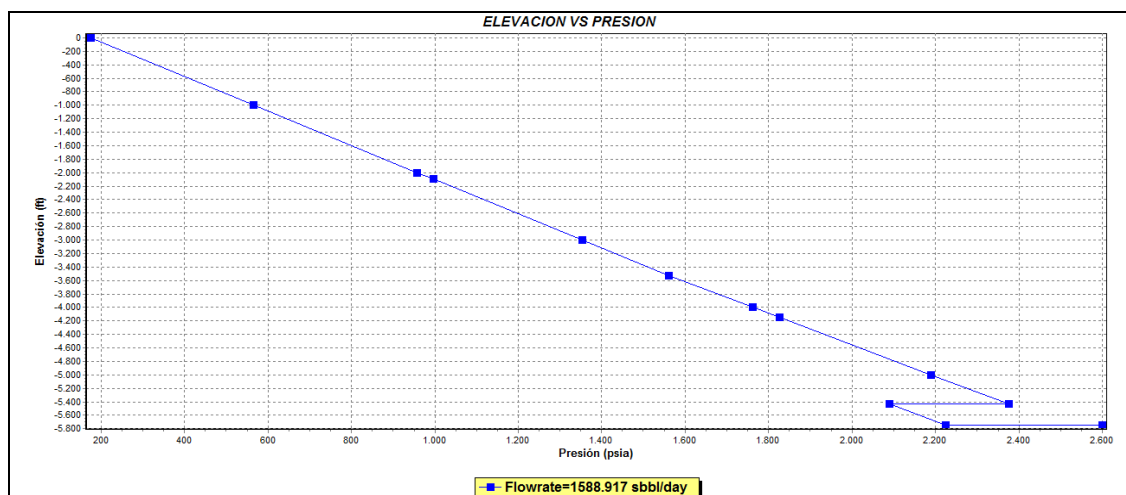
Potencia = 25,92 Hp

Etapas de la bomba = 90

Head Factor = 1

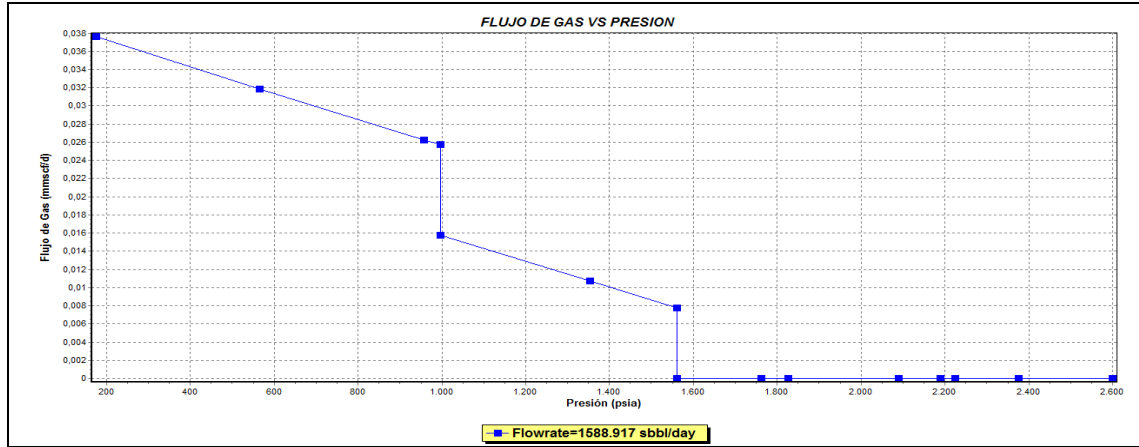
Caudal producido: 1.588 BFPD.

Figura 37 Elevación Vs Presión Electrogas pozo D



Fuente: El Autor

Figura 38 Flujo de Gas Vs Presión Electrogas pozo D

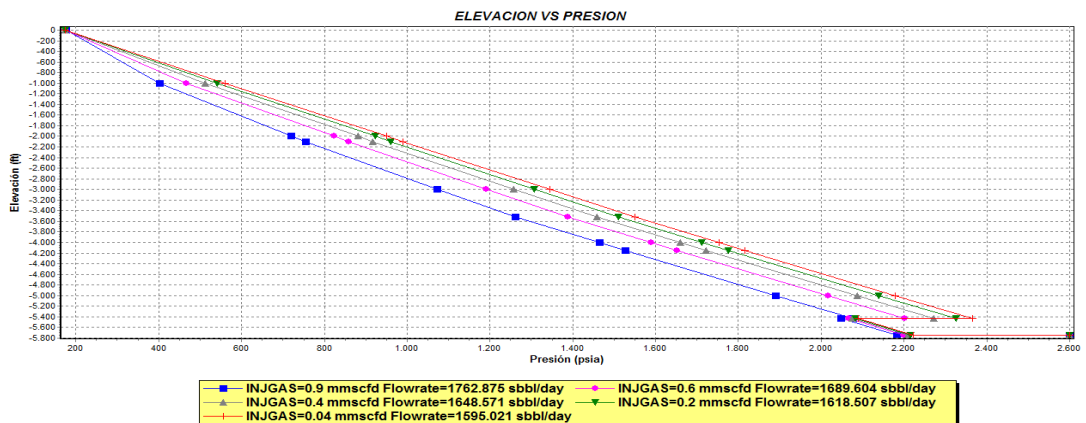


Fuente: El Autor

La cantidad de gas inyectado disminuyó debido a la instalación de una bomba electrosumergible. La cantidad de gas inyectado a estas condiciones es de 40 KPCG, lo cual quiere decir que el gas disminuye en un 95%, este análisis es para cuando se tienen los cinco mandriles en el sistema.

También se analizó para un solo mandril para poder hacer una sensibilidad al gas inyectado y en la figura 39 se muestran los resultados.

Figura 39 Elevación Vs Presión Electrogas pozo D con una válvula operando.



Fuente: El Autor

Con esta sensibilidad podemos encontrar que con el mismo sistema BES y un solo mandril de inyección a una profundidad de 3.525 ft, podemos reducir la cantidad de gas inyectado a 40 KPGD con un caudal de 1.595 BFPD, representa una cantidad similar de fluido del modelo anterior, arrojando un modelo con resultados representativos del pozo D de la formación Mirador.

2.2.3 Análisis Económico Instalando Electrogas

Los costos incluyen los equipos BES que se requieren adicionales a los que ya se tienen en campo para gas lift, estos se pueden usar para este sistema combinado.

2.2.3.1 Cálculos de Ingresos

Para realizar el cálculo de los ingresos del proyecto de instalar el sistema Electrogas en los 4 pozos, hay que tener en cuenta los pronósticos de producción de crudo y el precio de venta del crudo. Se tomará un año como horizonte del proyecto y una tasa de oportunidad del 12 % efectivo anual, se asume un run life de los equipos BES de 400 días.

- **Pronósticos de producción:** De acuerdo a los potenciales dados en la tabla # 13, se realizará una declinación de producción del 3,5 % mensual actual del campo, mostrados en la tabla # 18.

Tabla 18 Pronósticos de producción de 4 pozos

MES	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
PRODUCCIÓN, bopd		233,26	226,3	219,5	212,9	206,5	200,3	194,3	188,5	182,8	177,3	172,0	166,9

Fuente: El Autor

- **Precio de Venta:** El precio de venta que se usará es 50 US/bl, que es el precio que Ecopetrol usa para este tipo de proyectos.

- **Cálculo de Ingresos:** Con el valor de venta del crudo y los pronósticos de producción a un año se calcula los ingresos del proyecto.

Tabla 19 Ingresos mensuales del Proyecto Electrogas

MES	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
PRODUCCIÓN, bopd		233,26	226,3	219,5	212,9	206,5	200,3	194,3	188,5	182,8	177,3	172,0	166,9
INGRESOS, US		349.890,00	339.393,30	329.211,50	319.335,16	309.755,10	300.462,45	291.448,57	282.705,12	274.223,96	265.997,25	258.017,33	250.276,81

Fuente: El autor

En la tabla # 19 se muestra los ingresos al instalar el sistema Electrogas en los 4 pozos en un horizonte de un año del proyecto.

2.2.3.2 Cálculo de los Egresos:

Son los costos de la inversión del proyecto más los costos asociados para mantener los pronósticos de producción de los 4 pozos.

- **Costos de la Inversión (Capex):** Son todos los costos de las inversiones para la instalación del sistema Electrogas en los 4 pozos.

La tabla # 20 muestra el presupuesto estimado para compra e instalación del sistema Electrogas en los 4 pozos.

Tabla 20 Presupuesto de compra e instalación sistema Electrogas

ITEM	CANTIDAD	COSTO US	COSTO US TOTAL
Costo del Wel Services, incluyendo la movilización del rig	4	59000	236000
Costo del Equipo BES (Motor, Bomba, Sensor)	4	103000	412000
Costo Equipo Superficie	4	25000	100000
Empaque Hidraulico	4	15000	60000
Servicio tecnico de Instalacion equipo BES	4	20500	82000
Cable electrico para BES	4	40000	160000
		COSTO US TOTAL	1.050.000

Fuente: El Autor

- **Costos de Operación:** Los costos de extracción de la unidad Recoil es de U\$ 8 por barril (dato suministrado en campo) y se asumirá este valor en este proyecto.

2.2.3.3 Flujo de caja

En la tabla # 21 se observa el flujo de caja de instalación del sistema Electrogas en los 4 pozos en el horizonte de un año.

Tabla 21 Flujo de caja instalación equipos Recoil

TASA DE OPORTUNIDAD	12%												
MES	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
PRODUCCIÓN, bopd		233,26	226,3	219,5	212,9	206,5	200,3	194,3	188,5	182,8	177,3	172,0	166,9
INGRESOS, US		349.890,00	339.393,30	329.211,50	319.335,16	309.755,10	300.462,45	291.448,57	282.705,12	274.223,96	265.997,25	258.017,33	250.276,81
COSTO DE LA INVERSION	(1.050.000,0)												
COSTOS OPERACIONALES		55.982,40	54.302,93	52.673,84	51.093,62	49.560,82	48.073,99	46.631,77	45.232,82	43.875,83	42.559,56	41.282,77	40.044,29
FLUJOS DE CAJA, US	(1.050.000,0)	293.907,6	285.090,4	276.537,7	268.241,5	260.194,3	252.388,5	244.816,8	237.472,3	230.348,1	223.437,7	216.734,6	210.232,5
UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTOS (33%)		196.918,1	191.010,5	185.280,2	179.721,8	174.330,2	169.100,3	164.027,3	159.106,4	154.333,2	149.703,2	145.212,2	140.855,8

Fuente: El Autor

2.2.4 Valor Presente Neto, VPN

El análisis económico se realiza con una tasa de declinación de producción de hidrocarburos de 3,5 % mensual. (TIO tasa interna de oportunidad 12%) y se evaluará en un periodo de 1 año. Se supone una venta de este crudo a 50 US/bl.

Tabla 22 Valor Presente Neto, sistema Electrogas

TASA DE OPORTUNIDAD	12%												
MES	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
PRODUCCIÓN, bopd		233,26	226,3	219,5	212,9	206,5	200,3	194,3	188,5	182,8	177,3	172,0	166,9
INGRESOS, US		349.890,00	339.393,30	329.211,50	319.335,16	309.755,10	300.462,45	291.448,57	282.705,12	274.223,96	265.997,25	258.017,33	250.276,81
COSTO DE LA INVERSION	(1.050.000,0)												
COSTOS OPERACIONALES		55.982,40	54.302,93	52.673,84	51.093,62	49.560,82	48.073,99	46.631,77	45.232,82	43.875,83	42.559,56	41.282,77	40.044,29
FLUJOS DE CAJA, US	(1.050.000,0)	293.907,6	285.090,4	276.537,7	268.241,5	260.194,3	252.388,5	244.816,8	237.472,3	230.348,1	223.437,7	216.734,6	210.232,5
UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTOS (33%)		196.918,1	191.010,5	185.280,2	179.721,8	174.330,2	169.100,3	164.027,3	159.106,4	154.333,2	149.703,2	145.212,2	140.855,8
VP, US	(1.050.000,0)	195.084,3	187.469,6	180.152,0	173.120,2	166.362,7	159.869,1	153.628,9	147.632,3	141.869,7	136.332,1	131.010,7	125.896,9
VPN, US	848.428,5												

Fuente: El Autor

El análisis realizado a la tabla # 22, determina que el VPN es mayor que 1 lo que nos indica que la rentabilidad del proyecto es financieramente viable

2.2.5 Tasa Interna de Retorno, TIR

Tabla 23 Tasa Interna de Retorno, sistema Electrogas

TASA DE OPORTUNIDAD	12%												
MES	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
PRODUCCIÓN, bopd		233,26	226,3	219,5	212,9	206,5	200,3	194,3	188,5	182,8	177,3	172,0	166,9
INGRESOS, US		349.890,00	339.393,30	329.211,50	319.335,16	309.755,10	300.462,45	291.448,57	282.705,12	274.223,96	265.997,25	258.017,33	250.276,81
COSTO DE LA INVERSION	(1.050.000,0)												
COSTOS OPERACIONALES		55.982,40	54.302,93	52.673,84	51.093,62	49.560,82	48.073,99	46.631,77	45.232,82	43.875,83	42.559,56	41.282,77	40.044,29
FLUJOS DE CAJA, US	(1.050.000,0)	293.907,6	285.090,4	276.537,7	268.241,5	260.194,3	252.388,5	244.816,8	237.472,3	230.348,1	223.437,7	216.734,6	210.232,5
UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTOS (33%)		196.918,1	191.010,5	185.280,2	179.721,8	174.330,2	169.100,3	164.027,3	159.106,4	154.333,2	149.703,2	145.212,2	140.855,8
VP, US	(1.050.000,0)	195.084,3	187.469,6	180.152,0	173.120,2	166.362,7	159.869,1	153.628,9	147.632,3	141.869,7	136.332,1	131.010,7	125.896,9
TIR	23%												

Fuente: El Autor

El análisis de la tabla # 23, da como resultado una TIR del 23%, que es mayor que la tasa de oportunidad del 12% por tal razón es un negocio que debe aceptarse.

2.2.6 Pay Back (Tiempo de retorno de la inversión).

Tabla 24 Pay Back, sistema Electrogas

TASA DE OPORTUNIDAD	12%												
MES	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
PRODUCCIÓN, bopd		233,26	226,3	219,5	212,9	206,5	200,3	194,3	188,5	182,8	177,3	172,0	166,9
INGRESOS, US		349.890,00	339.393,30	329.211,50	319.335,16	309.755,10	300.462,45	291.448,57	282.705,12	274.223,96	265.997,25	258.017,33	250.276,81
COSTO DE LA INVERSION	(1.050.000,0)												
COSTOS OPERACIONALES		55.982,40	54.302,93	52.673,84	51.093,62	49.560,82	48.073,99	46.631,77	45.232,82	43.875,83	42.559,56	41.282,77	40.044,29
FLUJOS DE CAJA, US	(1.050.000,0)	293.907,6	285.090,4	276.537,7	268.241,5	260.194,3	252.388,5	244.816,8	237.472,3	230.348,1	223.437,7	216.734,6	210.232,5
UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTOS (33%)		196.918,1	191.010,5	185.280,2	179.721,8	174.330,2	169.100,3	164.027,3	159.106,4	154.333,2	149.703,2	145.212,2	140.855,8
VP, US	(1.050.000,0)	195.084,3	187.469,6	180.152,0	173.120,2	166.362,7	159.869,1	153.628,9	147.632,3	141.869,7	136.332,1	131.010,7	125.896,9
TIR	23%						1.062.057,9						

Fuente: El Autor

En la tabla # 24 se observa que en el sexto periodo (sexto mes) se recupera la inversión realizada en el proyecto.

2.2.7 Relación Costo Beneficio.

Tabla 25 Relación Costo Beneficio, sistema Electrogas

TASA DE OPORTUNIDAD	12%												
MES	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
PRODUCCIÓN, bopd		233,26	226,3	219,5	212,9	206,5	200,3	194,3	188,5	182,8	177,3	172,0	166,9
INGRESOS, US		349.890,00	339.393,30	329.211,50	319.335,16	309.755,10	300.462,45	291.448,57	282.705,12	274.223,96	265.997,25	258.017,33	250.276,81
COSTO DE LA INVERSION	(1.050.000,0)												
COSTOS OPERACIONALES		55.982,40	54.302,93	52.673,84	51.093,62	49.560,82	48.073,99	46.631,77	45.232,82	43.875,83	42.559,56	41.282,77	40.044,29
FLUJOS DE CAJA, US	(1.050.000,0)	293.907,6	285.090,4	276.537,7	268.241,5	260.194,3	252.388,5	244.816,8	237.472,3	230.348,1	223.437,7	216.734,6	210.232,5
UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTOS (33%)		196.918,1	191.010,5	185.280,2	179.721,8	174.330,2	169.100,3	164.027,3	159.106,4	154.333,2	149.703,2	145.212,2	140.855,8
VP, US	(1.050.000,0)	195.084,3	187.469,6	180.152,0	173.120,2	166.362,7	159.869,1	153.628,9	147.632,3	141.869,7	136.332,1	131.010,7	125.896,9
TIR	23%						1.062.057,9						
VPN, US	848.428,5	VP: Valor Presente											
RELACION BENEFICIO/COSTO	1,8												

Fuente: El autor

Del análisis realizado en la tabla # 25, se puede obtener que la Relación Costo - Beneficio es 1.8, esto implica que los ingresos son mayores que los egresos, entonces el proyecto es aconsejable.

3. CONCLUSIONES

- La unidad del sistema Recoil que cumple las especificaciones técnicas para instalar en los 6 pozos de la Cuenca del Catatumbo es la R-5000.
- Implementar el sistema Recoil a los 6 pozos de la cuenca del Catatumbo es económicamente viable, ya que tiene un Valor Presente Neto de \$ 189.908, una Tasa Interna de Retorno de 22% superior al 12% de TIO y el tiempo de retorno de la inversión es de 7 meses.
- Implementar el sistema Electrogas en los cuatro pozos de la cuenca del Catatumbo es técnicamente viable.
- Implementar el sistema Electrogas en los 4 pozos de la cuenca del Catatumbo es económicamente viable, ya que el Valor Presente Neto es mayor que 1, La tasa interna de retorno es de 14% mayor que el 12% de la TIO y la inversión se recupera en 6 meses.
- Al instalar el sistema Electrogas en los cuatro pozos A, B, C y D de la cuenca del Catatumbo, se reduce la inyección de gas a 1490 KSCFD, es decir una reducción del 62%, siendo esto favorable para el campo ya que la producción de gas en el campo ha disminuido considerablemente.

4. RECOMENDACIONES

- Se recomienda implementar el sistema Electrogas en los 4 pozos de la Cuenca del Catatumbo, ya que el Gas Lift sirve como alternativa de back up en caso que el sistema BES falle.
- Se recomienda realizar una optimización de la capacidad de extracción en los 4 pozos de la Cuenca de Catatumbo ya que hay oportunidad de extraer mayor cantidades de fluidos del yacimiento.

BIBLIOGRAFÍA

BORJA, Hubert. Production Optimization by Combined Artificial Lift Systems and Its Application in Two Colombian Fields. SPE 53966. 1999. Modificado.

HERRERA, D. Cristóbal. Y ORTIZ, S. Juliana. Estudio para la implementación de un sistema de levantamiento artificial Combinado de Bombeo Electrosumergible y Levantamiento Neumático: Electrogas. Tesis de grado. UIS. 2002.

MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. UIS. Tesis de grado 2007.

Ortiz Anaya, Hector. Flujo de caja y proyecciones Financieras, Primera Edición 1997.

Presentación técnica de la compañía Lift Oil. (En línea). Pagina web versión HTML. (citado 15 de mayo). Disponible en internet: <http://www.liftoil.com.ar/>.

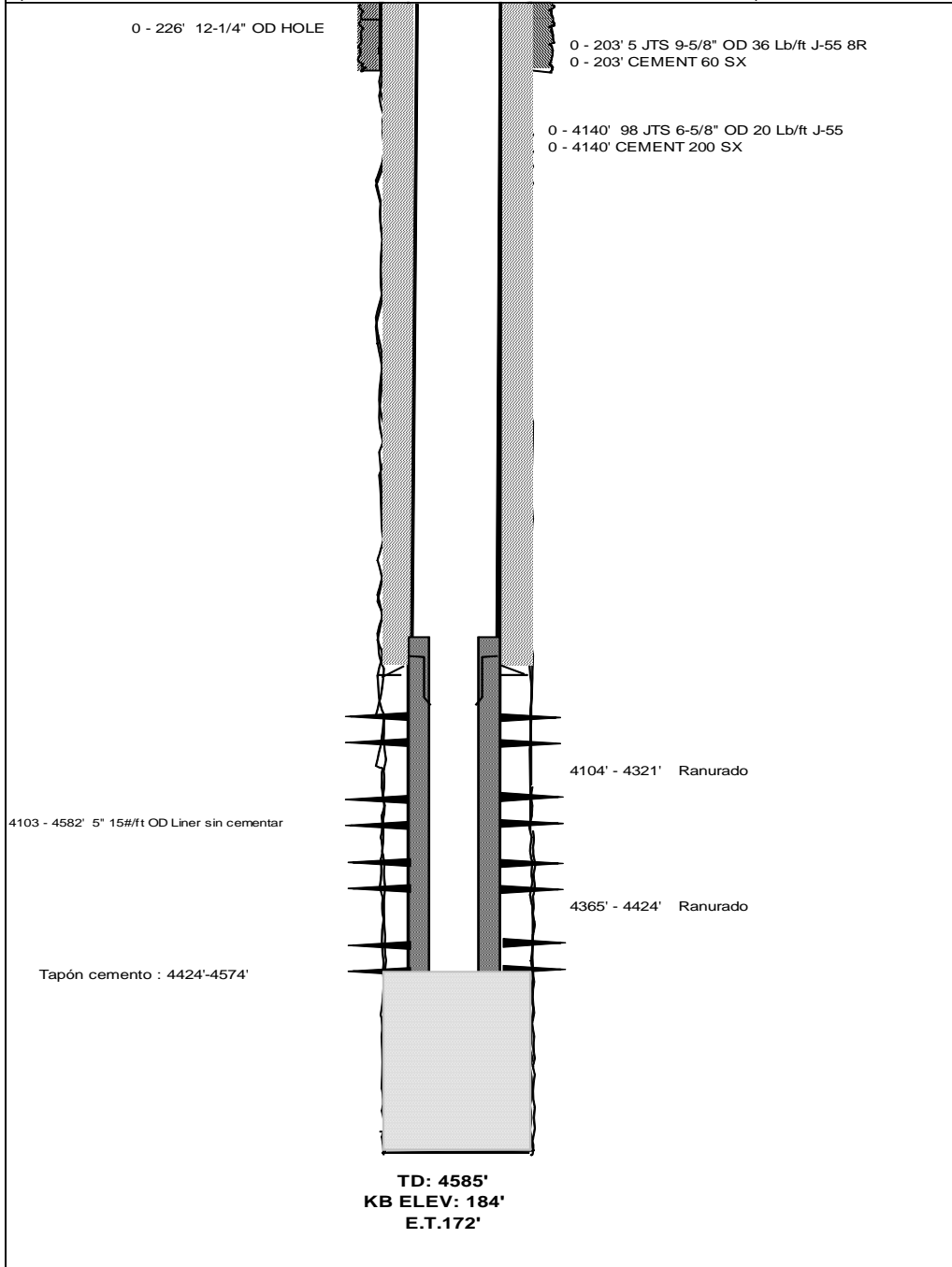
Sapag Chain Nassir. Proyectos de Inversiones Formulación y evaluación, Primera edición 2007.

ANEXOS

POZO B

Field Name: CUENCA DEL CATATUMBO
Event:
Update mechanical status:

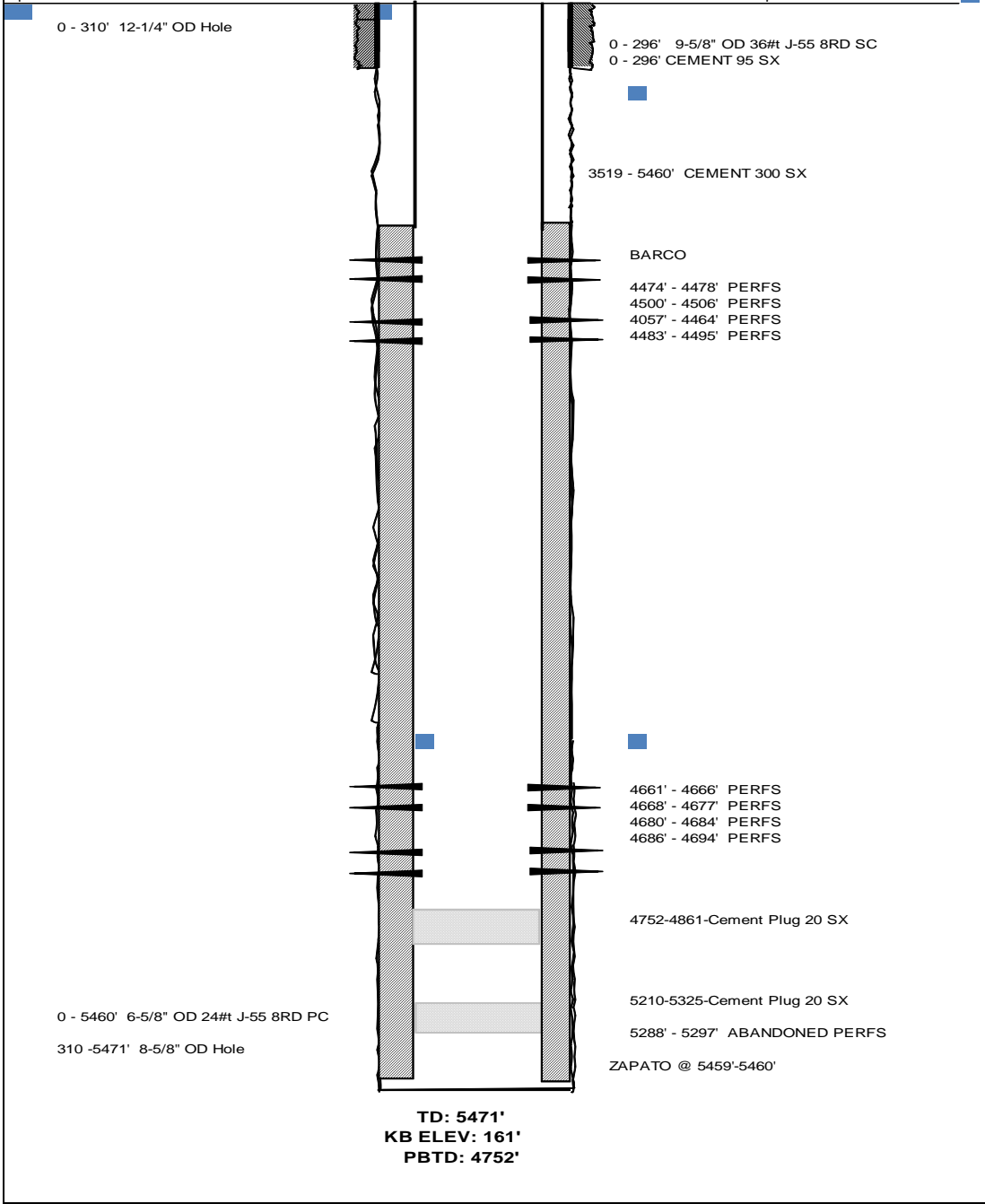
Rotary Table: 12'
Well Total Depth: 585'
Spud Date:



POZO C

Field Name: CUENCA DEL CATATUMBO
 Event:
 Update mechanical status:

Rotary Table:
 Well Total Depth: 5471'
 Spud Date:



POZO D

Field Name: CUENCA DEL CATATUMBO
 Event:
 Update mechanical status:

Rotary Table: 9.75'
 Well Total Depth: 5195'
 Spud Date:

0 - 260' 12-1/4" OD HOLE

0 - 249' 6 JTS 9-5/8" OD 36#t J-55 8RD SC
 0 - 249' CEMENT 85 SX

598'-608' PERFS 4 tpp
 598'-684' SQUEEZE PERFS
 629'-649' PERFS
 665'-670' PERFS
 674'-684' PERFS 4 tpp

—
 —
 —
 —
 —

4340'-4347' PERFS
 4350'-4355' PERFS
 4369'-4376' PERFS
 4378'-4381' PERFS
 4385'-4389' PERFS
 4394'-4398' PERFS

4426'-4433' RETRIEVABLE PACKER R-3

0 - 4677' 109 JTS 6-5/8" OD24#t J-55 8RD PC
 4676'-4677' SHOE

4630'-5195' 8 5/8" CEMENT PLUG

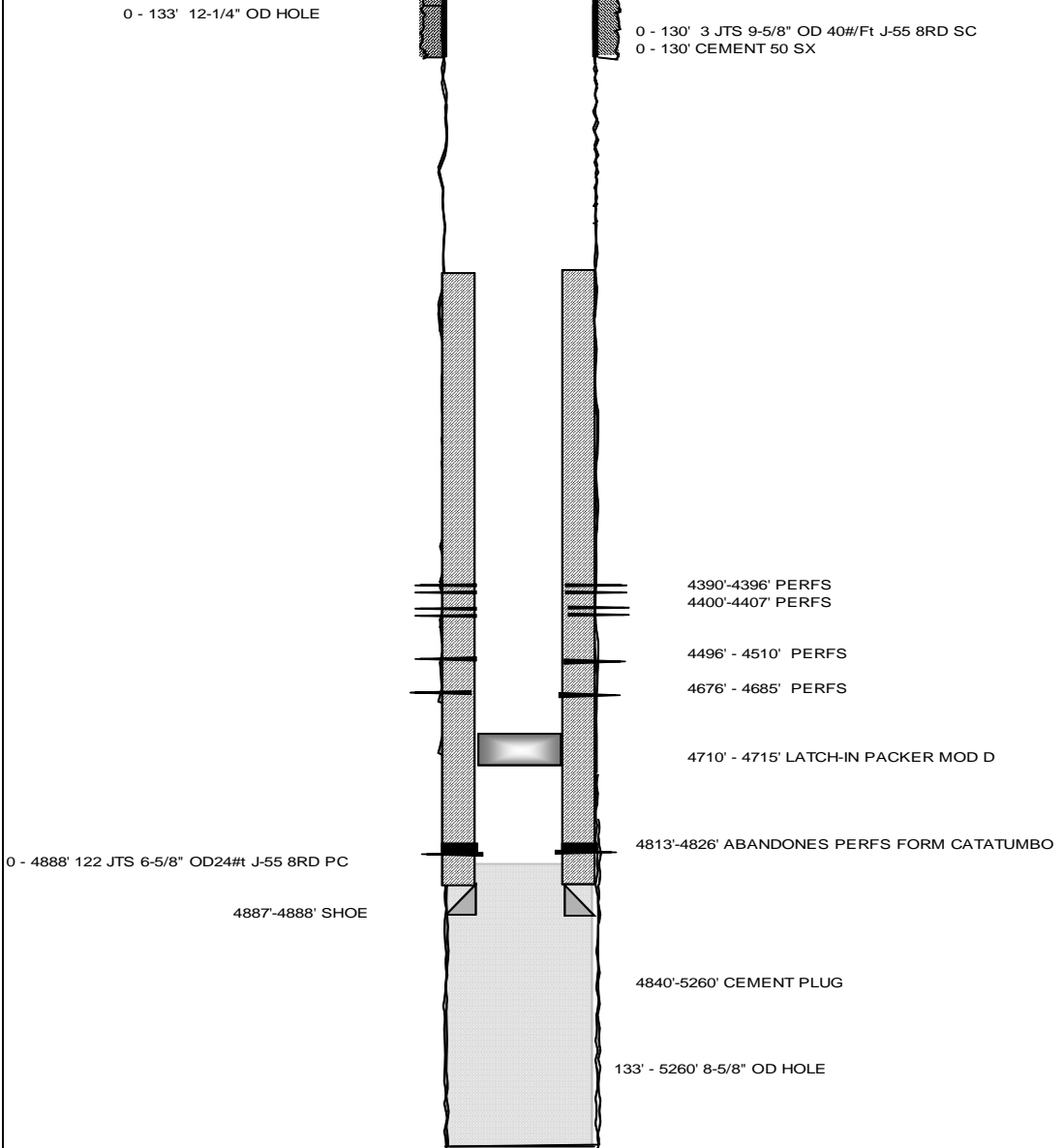
260' - 5195' 8-5/8" OD HOLE

TD: 5195'
KB ELEV: 172'
PBTD: 4630'
E.T. 161'

POZO E

Field Name: CUENCA DEL CATATUMBO
Event:
Update mechanical status:

Rotary Table: 10'
Well Total Depth: 5260'

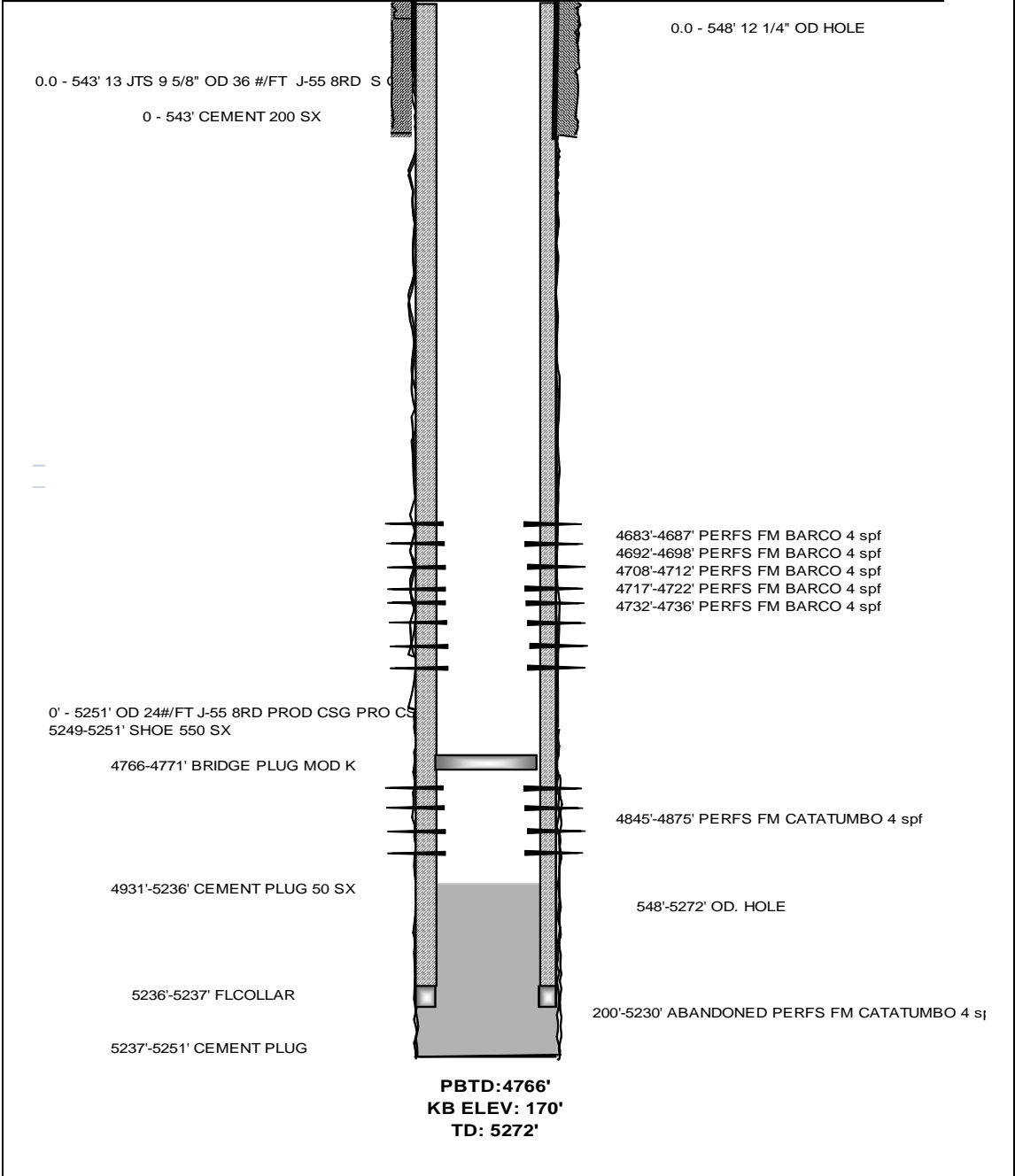


TD: 5260'
KB ELEV: 216'
PBTD: 4840'

POZO F

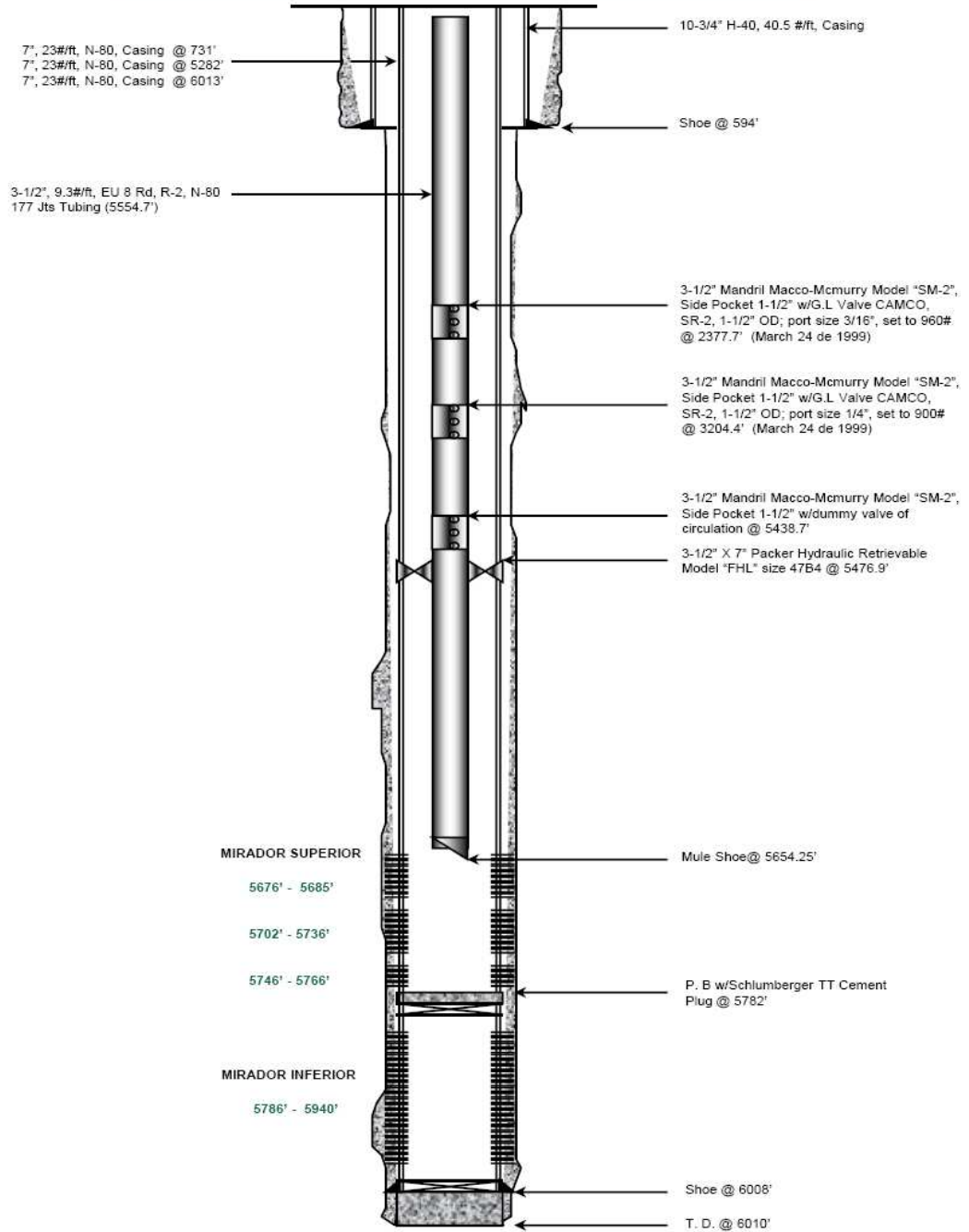
Field Name: CUENCA DEL CATATUMBO
 Event:
 Update mechanical status:

Rotary Table: 11'
 Well Total Depth: 5272'
 Spud Date:

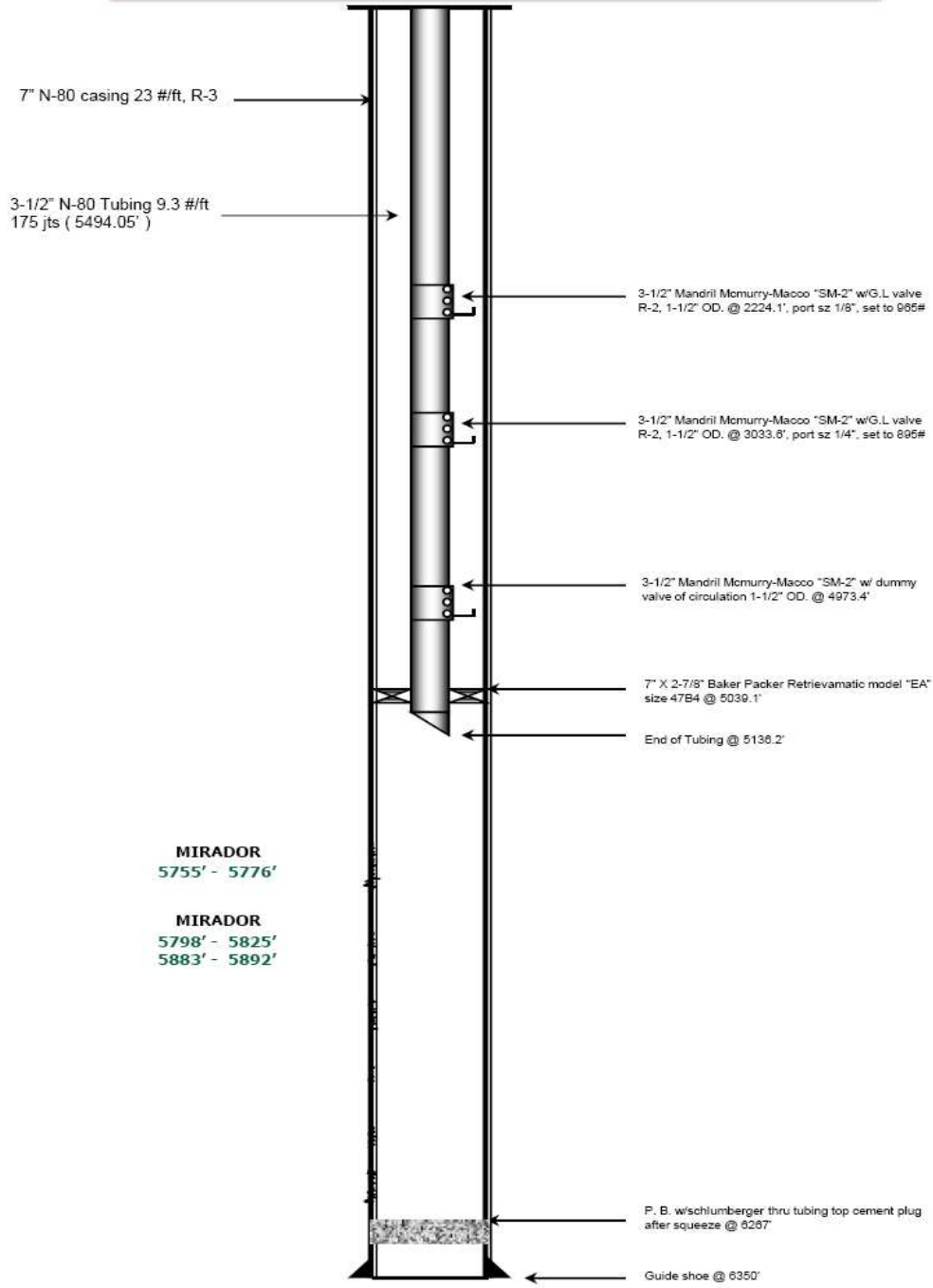


Anexo B Estados mecánicos de los pozos A, B, C y D

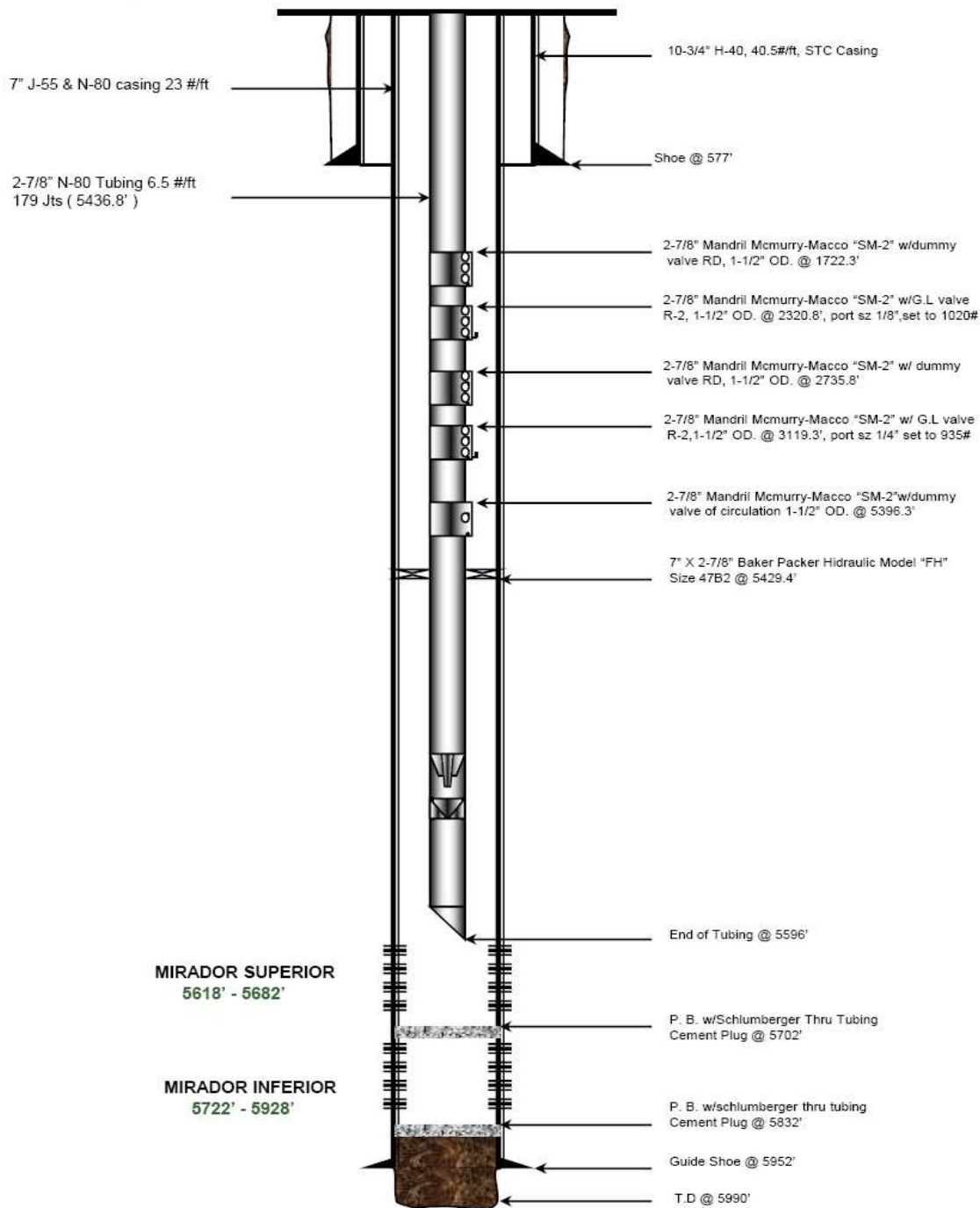
ESTADO MECANICO POZO A



ESTADO MECANICO POZO B



ESTADO MECANICO POZO C



ESTADO MECANICO POZO D

