

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

Análisis técnico-económico para la implementación de nuevas tecnologías
de levantamiento artificial en el campo Ancón

PROYECTO INTEGRADOR

Previo la obtención del Título de:

Ingeniero en Petróleos

Presentado por:

Álvaro Santiago Gálvez Aguilar

Joel Patricio Cueva Plus

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2021

DEDICATORIA

El Presente proyecto lo dedico a mis padres, amigos y especialmente a mi hermana por apoyarme en los tiempos difíciles, inculcarme que no debo rendirme con las adversidades que nos da la vida y por ser incondicional conmigo.

Joel Cueva

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por ser mi guía y acompañarme en el transcurso de mi vida, brindándome sabiduría y paciencia para culminar con éxito mi carrera universitaria.

A mis padres por ser un pilar fundamental en mi vida.

A mi hermana por ayudarme a lo largo de mi vida universitaria.

A mis amigos: Josías Loor, Edison Ponce, Marianela Pineda, Miguel Valladares, por estar en los buenos y malos momentos, sacarme una sonrisa cuando era necesaria y por disfrutar conmigo la etapa universitaria.

A mi compañero tesista, amigo y futuro colega Álvaro Gálvez por culminar la carrera juntos mediante el presente proyecto.

Joel Cueva

DEDICATORIA

A Dios, por darme la sabiduría y haber guiado mi camino para lograr este objetivo.

A mis padres, María Alexandra y Manuel, por ser un pilar fundamental en mi vida, por creer en mí y por la confianza que me brindaron desde el primer día en toda esta aventura universitaria.

A mis hermanas, sobrina, primos, abuelos que se adelantaron en el camino, abuelos que aún puedo abrazar aquí en la tierra, a toda mi familia que siempre estuvo para apoyarme.

A mí, por la paciencia, esfuerzo y dedicación durante todos estos años.

Alvaro Gálvez Aguilar

AGRADECIMIENTOS

Mis más sinceros agradecimientos a ESPOL, por los conocimientos que me brindaron durante todo este tiempo.

A mi mejor amiga, Allen Cárdenas, por sus consejos y apoyo incondicional durante todos estos años.

A Ximena y Steven, por ser el mejor team que pude encontrar en esta travesía.

A mis profesores, compañeros, amigos y SPE, que de alguna u otra forma hicieron de todos estos años una experiencia maravillosa.

A mi compañero de tesis, amigo y colega, Joel Cueva, por el esfuerzo realizado para terminar este proyecto.

A M.Sc. Danilo Arcentales y M.Sc. Fernando Sagnay, por ser una guía para el desarrollo del presente trabajo.

Alvaro Gálvez Aguilar

DECLARACIÓN EXPRESA

"Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *Alvaro Santiago Gálvez Aguilar* y *Joel Patricio Cueva Pluas* damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual"



Alvaro Santiago
Gálvez Aguilar



Joel Patricio Cueva
Pluas

EVALUADORES



Firmado electrónicamente por:
**DANILO ANDRES
ARCENTALES
BASTIDAS**



Firmado electrónicamente por:
**DANILO ANDRES
ARCENTALES
BASTIDAS**

.....
M.Sc. Danilo Arcentales

PROFESOR DE LA MATERIA

.....
M.Sc. Danilo Arcentales

PROFESOR TUTOR

RESUMEN

Los pozos del campo Gustavo Galindo producen el hidrocarburo a partir de tecnologías de levantamiento artificial comunes y en otro caso obsoletas, las cuales no presentan las garantías necesarias para ser económicamente rentables a largo plazo debido al bajo potencial que posee el yacimiento, teniendo como resultados bajos caudales de producción con altos costos de producción. El presente proyecto tiene como finalidad analizar con los resultados de dicho proyecto que tecnología de levantamiento artificial innovadora cumple con los objetivos trazados.

Primero se realizó una recopilación de información acerca de las tecnologías propuestas y las datas de los pozos que se encuentran produciendo actualmente en el campo, posteriormente se escogieron los pozos de estudio a los cuales se le realizó una caracterización para definir qué tecnología es la más óptima para la producción del pozo; además se realizó un análisis económico a partir de los caudales óptimos de producción a partir del análisis nodal realizado a cada uno de los pozos y la información económica obtenida en la recopilación. Los resultados mostraron que la tecnología que mejor se adapta a los pozos de estudio es la Plunger Lift. Por último, se obtuvo que la tasa de retorno interna para cada pozo es mayor al 10% aumentando la producción del pozo entre 20-30% implementando el nuevo sistema de levantamiento artificial.

Palabras Claves: Potencial, caracterización, nodal, Plunger Lift, tasa de retorno interna.

ABSTRACT

The wells in the Gustavo Galindo field produce the hydrocarbon from common and otherwise obsolete artificial lift technologies, which do not present the necessary guarantees to be economically profitable in the long term due to the low potential of the field, resulting in low production flows with high production costs. The purpose of this project is to analyze with the results of said project that innovative artificial lift technology meets the objectives set. First, a compilation of information was made about the proposed technologies and the data of the wells that are currently producing in the field, later the study wells were chosen to which a characterization was carried out to define which technology is the most optimal to produce the well; In addition, an economic analysis was carried out based on the optimal production flows from the nodal analysis carried out to each of the wells and the economic information obtained in the compilation. The results showed that the technology best suited to study wells is the Plunger Lift. Finally, it was obtained that the internal rate of return for each well is greater than 10%, increasing the production of the well between 20-30% by implementing the new artificial lift system.

Keywords: Potential, characterization, nodal, Plunger Lift, internal rate of return.

ÍNDICE GENERAL

CAPÍTULO 1.....	1
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 Descripción del problema.....	2
1.2 Justificación del problema	2
1.3 Objetivos	3
1.3.1 Objetivo General.....	3
1.3.2 Objetivos Específicos.....	3
1.4 Marco teórico	3
1.4.1 Descripción del Campo Ancón.....	3
1.4.1.1 Ubicación Geográfica	3
1.4.1.2 Historia del Bloque 2	4
1.4.1.3 Geología.....	5
1.4.2 Sistemas de levantamiento artificial.....	6
1.4.2.1 Bombeo Mecánico.....	6
1.4.2.1.1 Descripción	6
1.4.2.1.2 Componentes principales del método	6
1.4.2.1.3 Ventajas y desventajas del Bombeo Mecánico.....	7
1.4.2.2 Gas Lift.....	7
1.4.2.2.1 Descripción	7
1.4.2.2.2 Componentes principales del método	8
1.4.2.2.3 Ventajas y desventajas del método.....	9
1.4.3 Sistemas de Levantamiento Artificial No Convencionales	9
1.4.3.1 Plunger Lift	9
1.4.3.1.1 Descripción del sistema	9
1.4.3.1.2 Procedimiento operativo	9
1.4.3.1.3 Criterios para implementación en los pozos	10

1.4.3.1.4	Problemas operacionales.....	11
1.4.3.2	Chamber Lift.....	11
1.4.3.2.1	Descripción del sistema	11
1.4.3.2.2	Procedimiento operativo	12
1.4.3.2.3	Criterios para implementación en los pozos	13
1.4.3.2.4	Problemas operacionales.....	13
1.4.3.3	Recoil	14
1.4.3.3.1	Descripción del sistema	14
1.4.3.3.2	Procedimiento operativo	14
1.4.3.3.3	Criterios para implementación en los pozos	15
1.4.3.3.4	Problemas operacionales.....	15
1.4.3.3.5	Efectividad del sistema de levantamiento artificial en la industria petrolera. 16	
CAPÍTULO 2.....		17
2.	METODOLOGÍA.....	17
2.1	Universo y Muestra	17
2.2	Instrumentos de Recopilación de Información y Datos	18
2.3	Ventajas de los sistemas de levantamiento artificial	18
2.4	Desventajas de los sistemas de levantamiento artificial.....	19
2.5	Selección de Pozos para un posible cambio de sistema de levantamiento artificial.....	20
2.5.1	Distribución de Sistema de Levantamiento.....	20
2.6	Procesamiento y análisis de información	22
CAPITULO 3.....		24
3.	RESULTADOS Y ANÁLISIS.....	24
3.1	Análisis Técnico	24
3.1.1	Reservas de los Pozos Seleccionados	28

3.1.2	Análisis nodal de los pozos seleccionado para el sistema de levantamiento artificial Plunger Lift	31
3.2	Análisis Económico	36
3.2.1	Inversión del sistema de levantamiento artificial Plunger Lift.....	36
3.2.2	VAN y TIR para cada pozo candidato.....	37
CAPITULO 4.....		39
4.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	39
4.1	CONCLUSIONES.....	39
4.2	RECOMENDACIONES	40
Bibliografía		41
APÉNDICES.....		43

ABREVIATURAS

ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
BPPD	Barriles de Petróleo por Día
MBBLS	Mil Barriles
GOR	Relación Gas-Petróleo
PVC	Policloruro de Vinilo
API	American Petroleum Institute
BM	Bombeo Mecánico
SWAB	Bombeo por Pistoneo
HR	Herramienta Local
SLA	Sistema de Levantamiento Artificial
PL	Plunger Lift
CL	Chamber Lift
RCL	Recoil
BSW	Basic Sediment and Water
ANC	Ancón
VAN	Valor Actual Neto
TIR	Tasa Interna de Retorno
PPM	Partes por Millón

SIMBOLOGÍA

ft ³	Pies cúbico
psi	Libra por Pulgada Cuadrada
h	Hora
ft	Pie
m ³	Metro cúbico
d	Día
F	Fahrenheit
%	Porcentaje
\$	Dólar
Pr	Presión del Reservorio
Pb	Presión en el Punto de Burbuja
Tr	Temperatura de Reservorio
μ	Viscosidad
Q _{máx}	Caudal Máximo

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Ubicación Geográfica del Campo Ancón	4
Figura 1.2 Columna Estratigráfica del Levantamiento de Santa Elena.....	5
Figura 1.3 Componentes del Bombeo Mecánico	6
Figura 1.4 Esquema de Flujo Continuo e Intermitente	8
Figura 1.5 Componentes Principales del Sistema Gas Lift.....	8
Figura 1.6 Aplicación de los diferentes tipos de Plunger lift en el yacimiento Cerro Dragón.	10
Figura 1.7 Instalación típica de chamber de dos empaques	12
Figura 1.8 Instalación típica de chamber insertado	13
Figura 1.9 Procedimiento Operativo del Sistema Recoil.	15
Figura 2.1 Distribución de sistemas de levantamiento artificial en el campo Ancón sección 68	20
Figura 2.2 Producción por sistemas de levantamiento artificial en el campo Ancón sección 68	21
Figura 2.3 Porcentaje de producción por SLA en el campo Ancón sección 68	22
Figura 2.4 Diagrama de flujo del proyecto.....	23
Figura 3.1 Historial de producción del pozo ANC-1260.....	30
Figura 3.2 Historial de producción del pozo ANC-1270.....	30
Figura 3.3 Historial de producción del pozo ANC-1275.....	30

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Ventajas de sistemas de levantamiento artificial (Santos Rosillo, 2015)	18
Tabla 2.2 Desventajas de sistemas de levantamiento artificial (Santos Rosillo, 2015) .	19
Tabla 3.1 Sistema de calificación para SLA [Autores, 2021]	24
Tabla 3.2 Calificación del pozo ANC 1275 [Autores, 2021]	25
Tabla 3.3 Calificación del pozo ANC 1270 [Autores, 2021]	26
Tabla 3.4 Calificación del pozo ANC 1260 [Autores, 2021]	27
Tabla 3.5 Historial de Producción de los pozos seleccionados. [CarlosTomalá,2020] ..	29
Tabla 3.6 In-put data ANC-1260 [Autores, 2021].....	31
Tabla 3.7 In-put data ANC-1270 [Autores, 2021].....	31
Tabla 3.8 In-put data ANC-1275 [Autores, 2021].....	32
Tabla 3.9 In-put data ANC-1270 [Autores, 2021].....	36
Tabla 3.10 Inversión Inicial Plunger Lift (Blizzoto, 2001).....	36
Tabla 3.11 TIR y VAN para el pozo ANC1260 [Autores, 2021]	37
Tabla 3.12 TIR y VAN para el pozo ANC1270 [Autores, 2021]	37
Tabla 3.13 TIR y VAN para el pozo ANC1275 [Autores, 2021]	37

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

El campo “Gustavo Galindo Velasco”, también conocido como campo “Ancón”, se ubica en la provincia de Santa Elena, parroquia Ancón, se descubrió en el año 1911, donde tuvo lugar la perforación del pozo Ancón 1; actualmente es operado por Pacifpetrol S.A, empresa con la cual en el 2013 se negoció nuevamente el contrato para la administración del bloque, suscribiendo así un nuevo contrato modificatorio, extendiendo el plazo de vigencia hasta el 2029. (S.A., Pacifpetrol, 2018)

Las empresas encargadas de la administración de un campo para la exploración y producción de hidrocarburos están en constante estudio de nuevos mecanismos de levantamiento artificial y realizan un gran esfuerzo para optimizar los sistemas de producción.

Los sistemas de levantamiento artificial tienen el propósito de levantar el fluido a la superficie, cuando el yacimiento no tiene la energía necesaria para que puedan fluir de forma surgente los fluidos encerrados dentro de sí, esa pérdida de energía se presenta debido a la declinación en la presión del yacimiento, por lo que se requiere de una energía externa que permita la recuperación del hidrocarburo a la superficie.

En el campo Ancón se utilizan dos mecanismos de producción por tipo de levantamiento (BLS), estos son: Hidráulico y en su mayoría Electro sumergible. (S.A., Pacifpetrol, 2018)

En la actualidad, se necesita innovar con nuevas tecnologías de levantamiento artificial para la producción de hidrocarburos, principalmente para el aumento del factor de recobro y que resulte técnica y económicamente viable su implementación.

1.1 Descripción del problema

Los sistemas que se utilizan actualmente en el campo Ancón para la producción de hidrocarburos no presentan las garantías necesarias para ser económicamente rentables a largo plazo, la energía pobre del yacimiento es un indicador que se requiere de la implementación de nuevas tecnologías de levantamiento artificial, se tienen pozos que se abren una vez por semana y la forma para obtener sus recursos, resulta un poco obsoleta para la actualidad. La pregunta a responder es: ¿Qué tal si encontramos una nueva forma de obtener el hidrocarburo de forma periódica y continua?

Con el uso de nuevas tecnologías se busca producir los pozos de forma periódica y continua, reduciendo costos y a la vez aumentando el factor de recobro en los campos someros; disminuyendo los daños a instalaciones al reemplazar tecnologías obsoletas que son utilizadas actualmente en el campo Ancón.

Sin embargo, es preciso considerar que los pozos del campo Ancón manifiestan características que los convierte en candidatos a un cambio en el sistema de levantamiento artificial teniendo como ejemplo los siguientes: el bajo índice de productividad, alto porcentaje de relación gas-liquido, produce un crudo considerado liviano.

1.2 Justificación del problema

La producción de hidrocarburos posee un gran impacto en la economía del país, por ende, se necesita actualizar regularmente las tecnologías de los sistemas que sirven para que la producción se lleve a cabo. El sistema de levantamiento artificial conveniente para las características de un pozo determinado tiene influencia en la producción y en la futura productividad de este. El presente trabajo se centra en reducir costos de producción en futuras operaciones y a la vez aumentar la producción de campos considerados someros. Por lo que, es indispensable implementar un sistema de levantamiento artificial apto desde el punto de vista técnico y económico.

Nuestra propuesta de tecnologías de levantamiento artificial es poco conocida en la industria petrolera ecuatoriana, por dicho motivo se pretende realizar un análisis técnico y económico para una futura implementación.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Realizar un análisis técnico-económico de la implementación de nuevas tecnologías de levantamiento artificial en el campo Ancón.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Comparar las nuevas tecnológicas de levantamiento artificial con las usadas actualmente.
- Mostrar si las nuevas tecnologías de levantamiento artificial propuestas son técnica y económicamente viables para su implementación en los campos someros.
- Obtener tasas internas de retorno de la tecnología no convencional seleccionada a partir del análisis técnico.
- Corroborar que la tecnología seleccionada para cada pozo sea económicamente rentable para su utilización.

1.4 Marco teórico

1.4.1 Descripción del Campo Ancón

1.4.1.1 Ubicación Geográfica

El campo “Gustavo Galindo Velasco”, conocido también como campo Ancón, está ubicado en el Bloque 2 de la provincia de Santa Elena, a 120 km al oeste de la ciudad de Guayaquil.

El bloque Ancón comprende un área total aproximada de 1200 km^2 , de la cual 744 km^2 corresponden costa adentro y 456 km^2 costa afuera. El bloque se divide en tres zonas, norte, central y sur, donde se ejecutan las diferentes operaciones

como exploración, explotación, separación, almacenamiento, transporte y entrega del petróleo. (García, 2019)

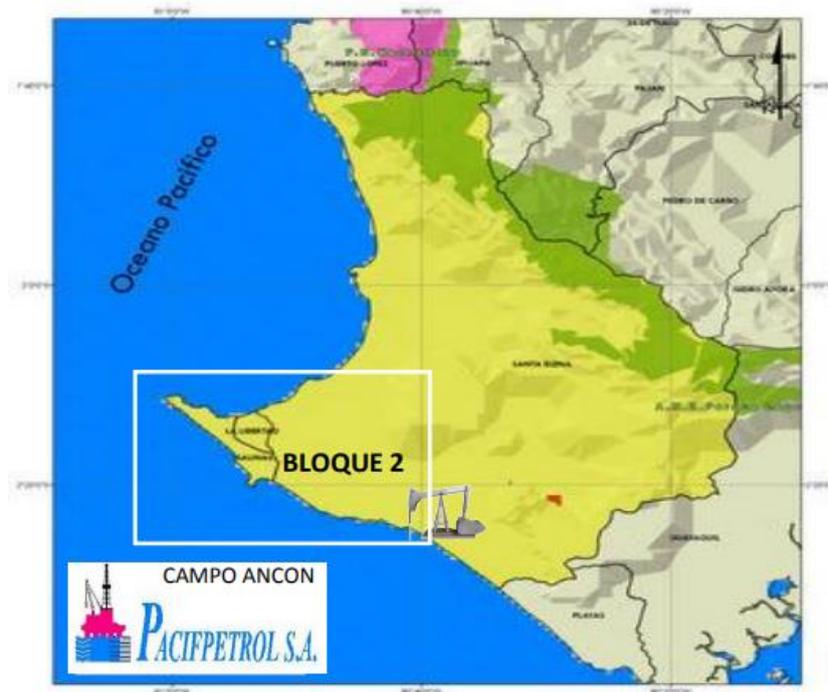


Figura 1.1 Ubicación Geográfica del Campo Ancón

Fuente: (S.A., Pacifpetrol, 2018)

1.4.1.2 Historia del Bloque 2

El Bloque 2, Gustavo Galindo Velasco, se descubrió en el año 1911, donde tuvo lugar la perforación del pozo Ancón 1, mismo que fue el primer pozo de petróleo perforado del Ecuador en la provincia de Santa Elena. El bloque conocido también como Ancón, agrupa varias áreas marítimas y terrestres, mismas que en un principio fueron explotadas por la empresa Anglo Ecuadorian Oilfields, esto se dio entre los años 1921 y 1976, en ese periodo se alcanzó una producción aproximada de crudo de 10000 BPPD, con la perforación de 2814 pozos petroleros.

En la actualidad, Pacifpetrol es la compañía encargada de la administración del Bloque 2, para su exploración y explotación, en el 2013 se negoció nuevamente el contrato del bloque 2, suscribiendo un nuevo contrato modificador, mismo que tiene vigencia hasta el año 2029. (S.A., Pacifpetrol, 2018)

1.4.1.3 Geología

El área geológica del campo Ancón, corresponde a el “Levantamiento de Santa Elena”, mismo que limita geográficamente por la falla regional de La Cruz y la secuencia sedimentaria presente en el campo pertenece del Cretácico al Terciario Inferior (Paleoceno-Eoceno), la cual se desarrolló sobre la corteza oceánica.

En la Figura 1.2. se muestra la columna estratigráfica y las formaciones geológicas que forman parte del Levantamiento de Santa Elena.

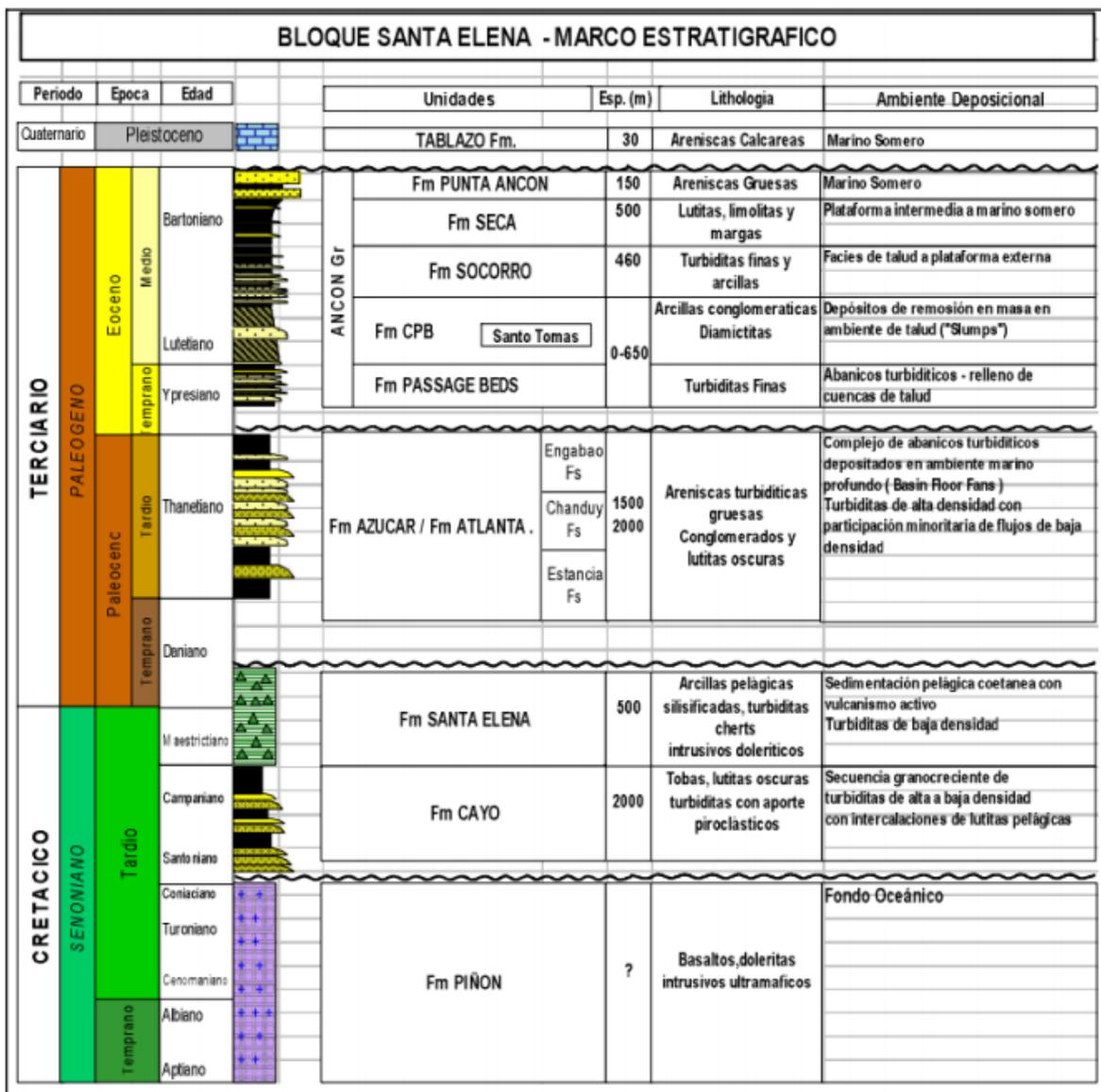


Figura 1.2 Columna Estratigráfica del Levantamiento de Santa Elena

Fuente: Pacifpetrol S.A, 2015

1.4.2 Sistemas de levantamiento artificial

1.4.2.1 Bombeo Mecánico

1.4.2.1.1 Descripción

El bombeo mecánico es el sistema de levantamiento artificial más utilizado para la producción de hidrocarburos. Sin embargo, esto no significa que sea el método con el que se tenga la mayor producción, debido a que hay muchos pozos que tienen ese sistema y su tasa de producción sigue siendo baja.

1.4.2.1.2 Componentes principales del método

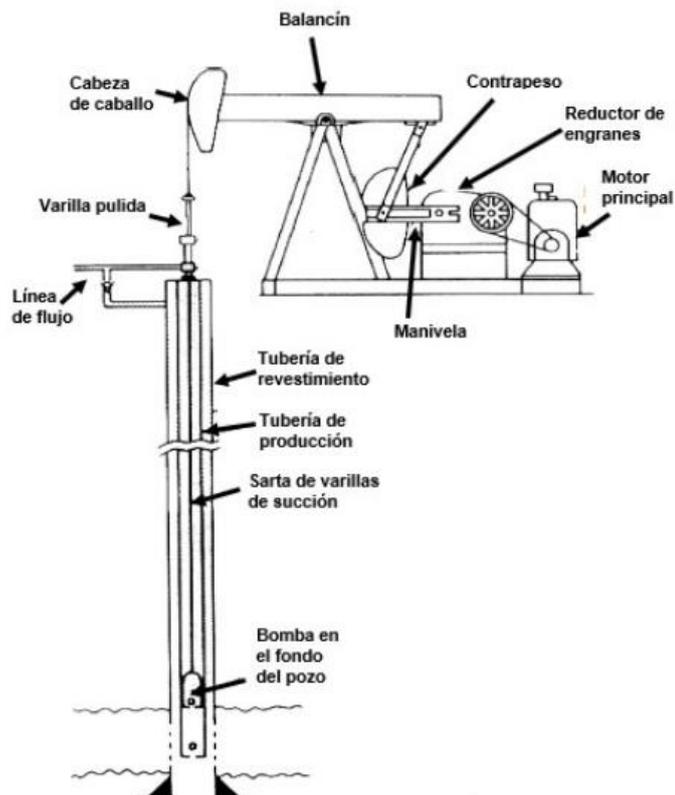


Figura 1.3 Componentes del Bombeo Mecánico

Fuente: (Cruz, 2020)

1.4.2.1.3 Ventajas y desventajas del Bombeo Mecánico

- Ventajas

- El costo de mantenimiento es bajo.
- De fácil diseño y flexible, ya que se puede ajustar la producción.
- Se adapta fácilmente en agujeros reducidos.
- Los componentes del sistema son de fácil acceso.
- El sistema se puede llevar a otros pozos.

- Desventajas

- Cuando se tiene altas relaciones gas-aceite, la eficiencia del sistema baja considerablemente.
- Daños en la bomba debido a la presencia de gas.
- El manejo de sólidos es muy deficiente.
- El desempeño decrece mucho con la profundidad del pozo.
- El sistema resulta pesado, estorboso y puede representar un peligro para las personas debido al gran espacio físico que necesita.

1.4.2.2 Gas Lift

1.4.2.2.1 Descripción

El Gas Lift o levantamiento artificial por gas, tiene como principio el uso de gas a una presión elevada, que en conjunto con el gas de formación permite que la densidad del fluido disminuya, reduciendo las pérdidas de presión en la tubería. El sistema Gas Lift, posee dos tipos de métodos: levantamiento continuo y el intermitente. (Adair, 2003)

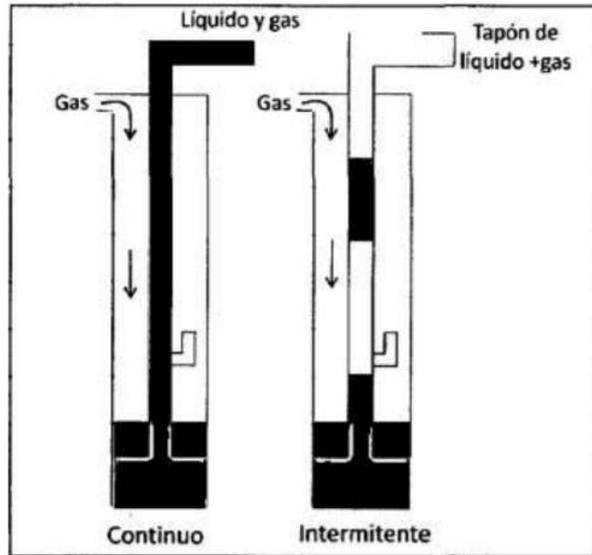


Figura 1.4 Esquema de Flujo Continuo e Intermitente

Fuente: Muñoz, Álvaro y Torres, Edgar., 2007.

1.4.2.2 Componentes principales del método

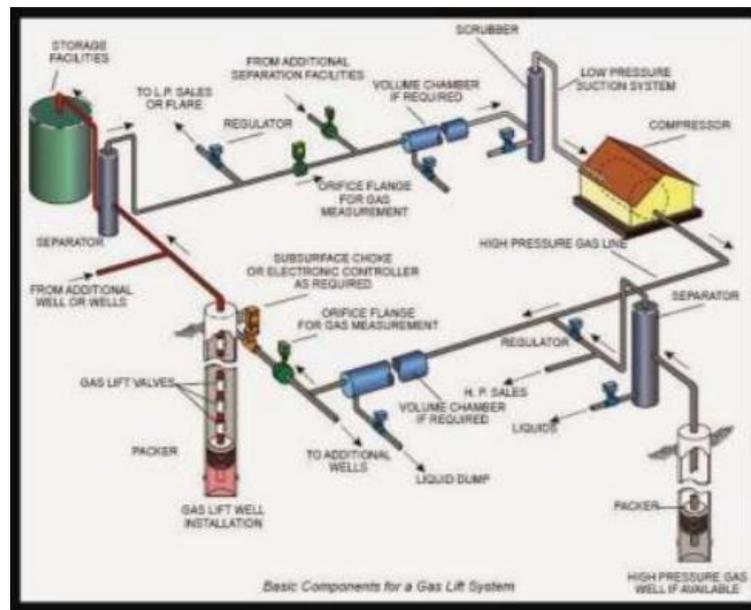


Figura 1.5 Componentes Principales del Sistema Gas Lift

Fuente: García S., 2014.

1.4.2.2.3 Ventajas y desventajas del método

- Ventajas

- El costo de operación es bajo en comparación con otros sistemas de levantamiento artificial.
- La producción se puede ajustar según las necesidades.
- Funciona correctamente en pozos con ángulo de desviación.
- Posee un buen manejo de sólidos.

- Desventajas

- Se requiere una gran cantidad de gas para su operación.
- Se pueden presentar daños a los equipos si el gas no es tratado de la manera correcta.
- La eficiencia del sistema baja considerablemente cuando se trabaja con crudos pesados y emulsionados.

1.4.3 Sistemas de Levantamiento Artificial No Convencionales

1.4.3.1 Plunger Lift

1.4.3.1.1 Descripción del sistema

El sistema se basa en un muelle amortiguador en superficie y en el fondo del pozo, un lubricador con conexión en forma de T, un receptor en superficie, un controlador para abrir y cerrar el pozo, por último, se tiene al plunger o pistón libre el cual se comporta como una interfase mecánica entre el fluido producido y el gas de formación logrando aumentar la eficiencia del pozo. Este sistema funciona con la energía del yacimiento sin la necesidad de cualquier energía adicional. (Santos Rosillo, 2015)

1.4.3.1.2 Procedimiento operativo

1. La válvula maestra neumática está cerrada y la presión dentro el espacio anular realiza el Build Up.
2. Se abre la válvula y el gas del anular se extiende elevando tanto al pistón como al slug líquido.
3. El pistón y el líquido alcanzan la superficie, en todo el trayecto el pistón se mantiene en el lubricador debido al flujo de gas.
4. El líquido se comienza a acumular en el fondo del pozo mientras que la velocidad del gas disminuye. Si el líquido sigue fluyendo más tiempo el pozo puede ahogarse.
5. Se cierra la válvula neumática y el plunger descende, primero mediante el gas y posteriormente a través del líquido. (Blzzoto, 2001)

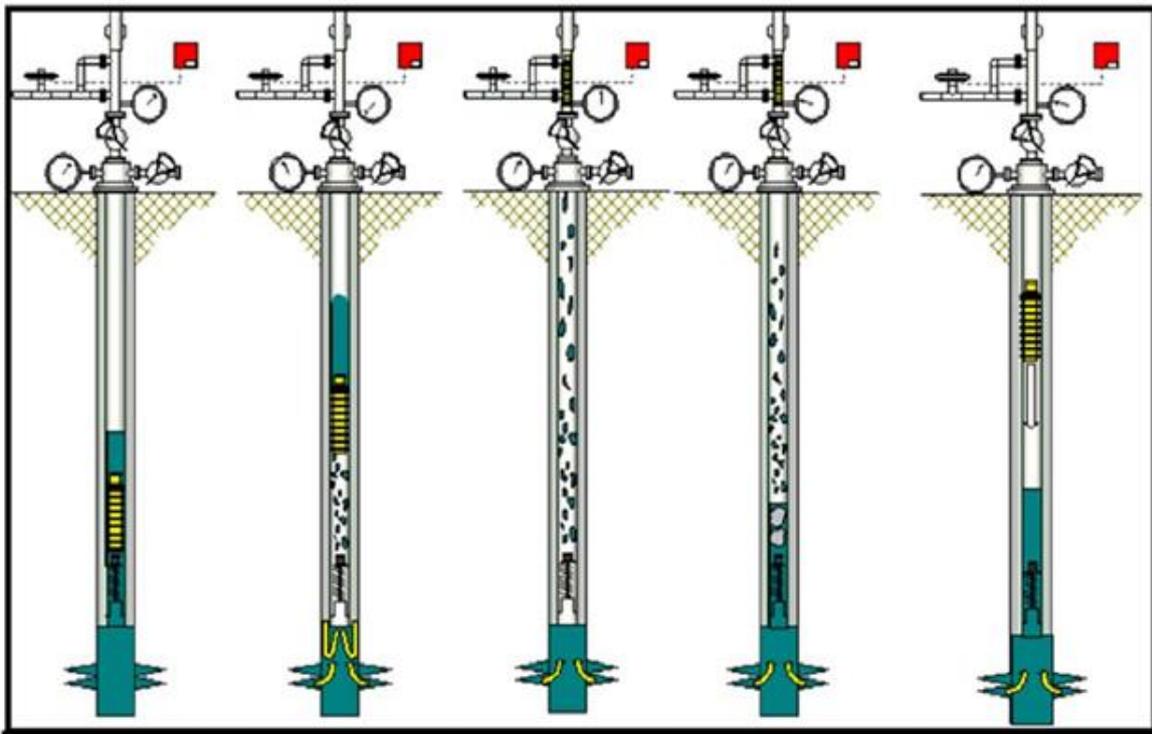


Figura 1.6 Aplicación de los diferentes tipos de Plunger lift en el yacimiento Cerro Dragón.

Fuente: (Blzzoto, 2001)

1.4.3.1.3 Criterios para implementación en los pozos

- La relación gas-líquido actual e histórica de los pozos debe de estar en un rango de 300-500 ft3. Es primordial tener la facultad de predecir si el pozo será capaz de generar la suficiente presión para elevar el pistón y el líquido.
- El pozo debe poseer alto GOR y baja productividad.
- El restablecimiento de presión del casing debe ser mayor de 250 psi en 3 horas.
- Los pozos no deben producir arena debido a que el pistón corre el riesgo de pegarse o que el cierre de la válvula motora de producción se obstruya a causa de la arena. (Gil Hernandez, 2009)

1.4.3.1.4 Problemas operacionales

- Roturas en el tubing.
- Perdida en la válvula neumática causadas por la erosión del asentamiento.
- Incorrecto funcionamiento en los sensores de presión.
- Perdida del pistón en la tubería por excesivo desgaste de este.
- Contratiempo en el sensor de arriba, obstaculizando el comienzo del after Flow debido a que no se detecta al pistón.
- Configuración errónea de las variables de operación.

1.4.3.2 Chamber Lift

1.4.3.2.1 Descripción del sistema

El sistema Chamber Lift es una variación del Gas Lift, siendo su operación de manera cíclica la cual permite de manera alterna el ingreso de crudo a la cámara y la inyección del gas desde la superficie para poder desplazar el crudo acumulado.

En el momento que la válvula de control en superficie está cerrada, el pozo produce en la cámara por medio del orificio de la válvula estacionaria. Los niveles del fluido interno y externo del tubo "mosquito" se mantienen iguales debido a la válvula igualadora. Según la producción se acumula en el interior de la cámara, la

contrapresión de la formación crece, de manera que la tasa de producción de la formación decae constantemente. (Gil Hernandez, 2009)

1.4.3.2.2 Procedimiento operativo

1. La válvula de pie se abre al momento que la presión de la cámara es menor a la presión de formación.
2. El fluido comienza a llenar el tubo y el espacio anular.
3. El fluido ocupa todo el espacio de la cámara.
4. Se inyecta el gas de formación el cual ingresa por la parte superior de la cámara.
5. La válvula de pie se cierra.
6. Los líquidos son trasladados hasta superficie los cuales se producen como slug para posteriormente dejar de inyectar gas y así disminuir la presión de la cámara.
7. Se repite el proceso. (Gil Hernandez, 2009)

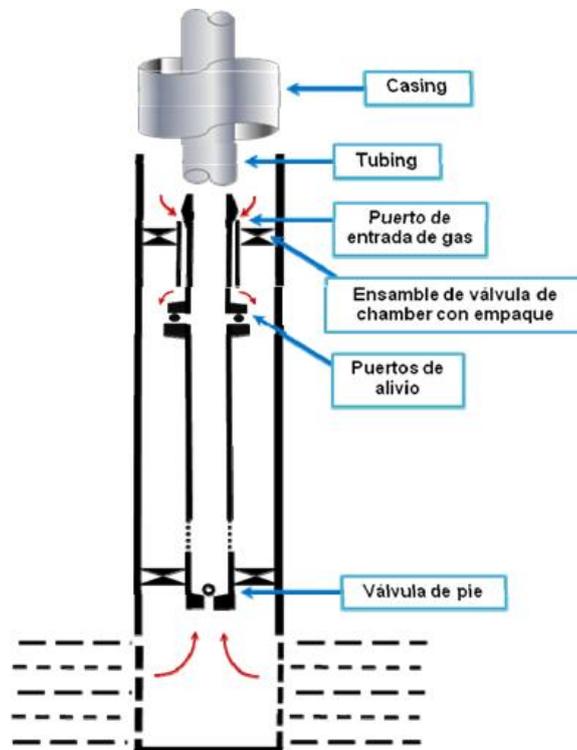


Figura 1.7 Instalación típica de cámara de dos empaques

Fuente: (Gil Hernandez, 2009)

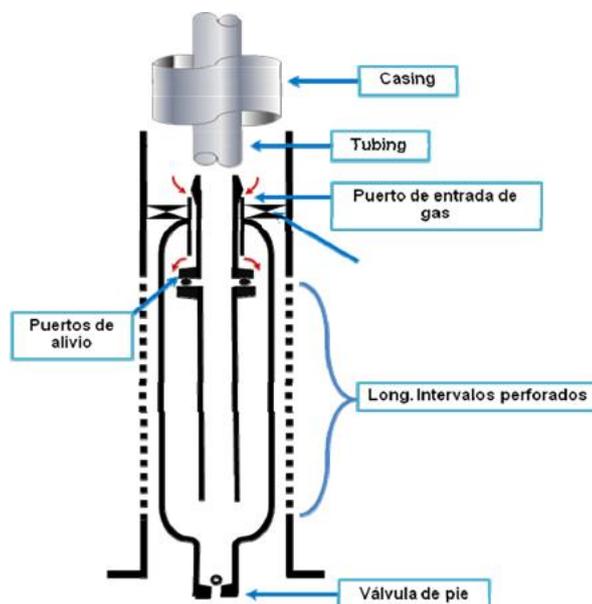


Figura 1.8 Instalación típica de chamber insertado

Fuente: (Gil Hernandez, 2009)

1.4.3.2.3 Criterios para implementación en los pozos

- El sistema funciona en profundidades menores que la inyección de gas.
- El pozo debe tener bajas presiones de BHP.
- El pozo debe ser a hueco abierto.
- La presión estática del yacimiento debe estar en rangos menores de las 100lpc por cada 1000 ft.
- El sistema es ideal para reservorios maduros debido a que poseen presión de formación baja y un índice de productividad alto. (Santo Rosillo,2015)

1.4.3.2.4 Problemas operacionales

- Al inicio del sistema la inyección del gas provoca que se disminuya la relación gas líquido (GLR).
- Si el diseño de la longitud del chamber no es el correcto no se podrá producir de manera correcta el crudo en el tubing.

- Si la presión estática disminuye el sistema pierde su eficiencia.

1.4.3.3 Recoil

1.4.3.3.1 Descripción del sistema

El sistema RECOIL se basa en la extracción no convencional para la recuperación de petróleo en pozos marginales. Consta de un motor eléctrico que acciona una serie de mecanismos para desplazar una cinta de alta resistencia que logra descender una manguera dentro del casing hasta encontrar el nivel del fluido. (Gil Hernandez, 2009)

1.4.3.3.2 Procedimiento operativo

1. Se enciende el motor eléctrico el cual acciona una serie de mecanismos para comenzar a descender la manguera dentro del casing hasta encontrar el fluido.
2. Se sumerge lentamente la manguera hasta los 50 ft luego se la detiene durante un periodo de tiempo preestablecido para terminar el llenado de la misma.
3. Posteriormente el motor cambia su sentido de giro para elevar la manguera hasta el tubo PVC de 16 metros de longitud.
4. En el tubo se encuentra un sensor que detecta el extremo de la manguera y genera la detención de la misma para iniciar la descarga del fluido en el tanque del equipo, el cual se mantiene en una cierta temperatura debido a una resistencia blindada de acero inoxidable.
5. Al momento de superar la capacidad de almacenamiento del equipo, se activa un sensor flotante el cual acciona una bomba que traslada el crudo hasta una línea de conducción o tanque elevado.
6. Se repite el ciclo. (Verónica Frizan, 2010)

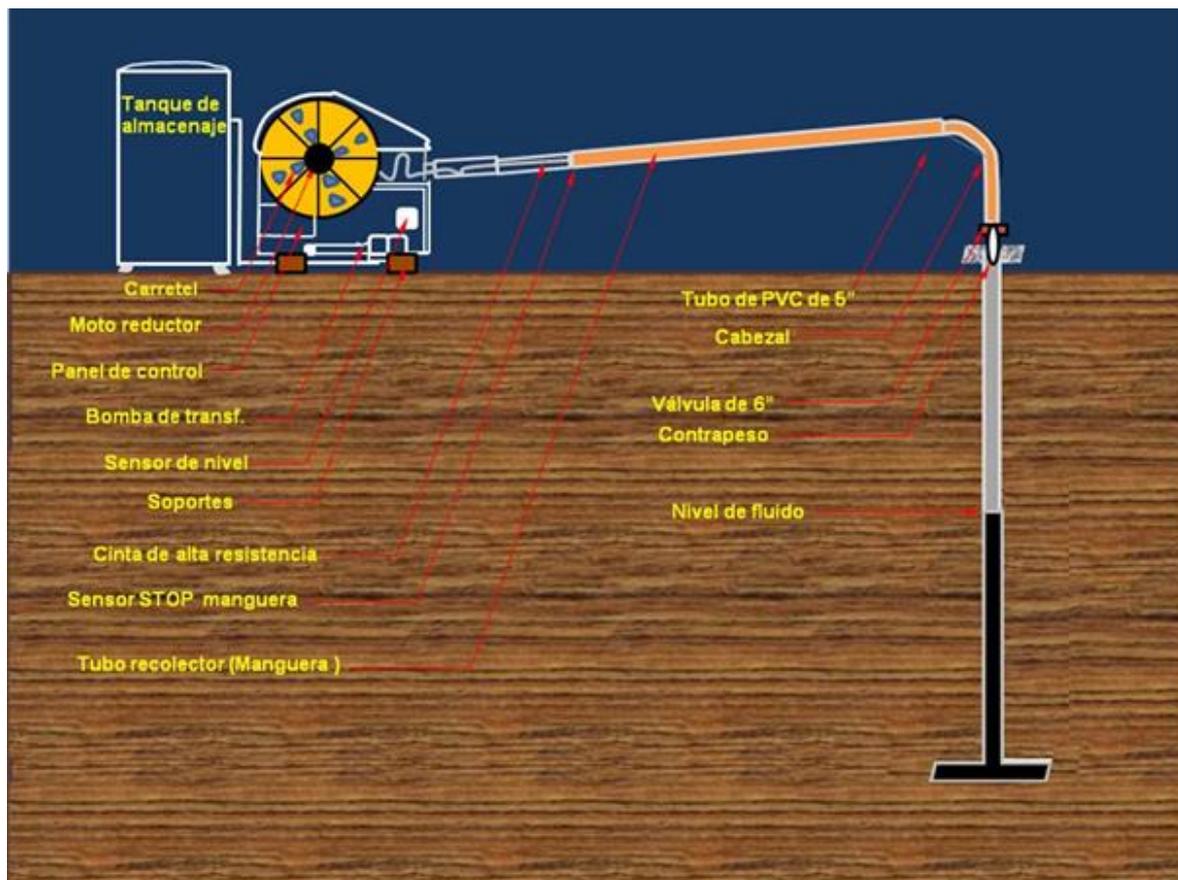


Figura 1.9 Procedimiento Operativo del Sistema Recoil.

Fuente: Presentación técnica de la compañía Lift Oil. (En línea). Página web versión HTML. (citado 15 de mayo).

1.4.3.3 Criterios para implementación en los pozos

- Los pozos deben poseer un bajo corte de agua y una baja producción de gas.
- Los pozos deben contar con una producción de fluido inferior o igual a 53 BPD.
- Los pozos que posean un bajo GOR, específicamente un valor menor a 300 scf/bbl.
- El grado API de los pozos debe ser mayor o igual a 16° API. (Gil Hernandez, 2009)

1.4.3.3.4 Problemas operacionales

- Funciona a profundidades pequeñas.

- A mayor profundidad disminuye la capacidad de extracción, porque se demora más en realizar cada ciclo.
- El equipo en superficie puede ser hurtado, debido a que posee elementos de dimensiones pequeñas y que pueden tener aplicaciones domésticas. (válvulas, motores, bombas de transferencia, mangueras, cintas, etc.) (Gil Hernandez, 2009)

1.4.3.3.5 Efectividad del sistema de levantamiento artificial en la industria petrolera.

En el proyecto investigativo de 'REACTIVACION DE POZOS MARGINALES APLICANDO RECOIL' Congreso de Producción del Bicentenario. IAPG 2010. Argentina, el objetivo es poder reactivar pozos marginales cambiando del sistema de levantamiento artificial mecánico y de gas lift por un sistema de menor costo que a su vez aumente la producción del pozo, como objetos de estudio se utilizaron dos pozos del yacimiento Cañadón Salto los cuales produjeron 2.68 [m³/d] y 3.50 [m³/d] de crudo; obteniendo una mejora en la producción del campo reduciendo los costos debido a que la producción promedio del yacimiento era de 1.6 [m³/d]. (Verónica Frizan, 2010)

CAPÍTULO 2

2. METODOLOGÍA

La metodología usada en el presente proyecto es de carácter descriptivo, cuantitativo debido a que con los resultados obtenidos se podrá tener diferentes opciones al momento de producir un pozo petrolero.

Es de carácter descriptivo porque se realizó un análisis con respecto a los datos otorgados por la empresa Pacifpetrol los cuales eran: estado de los pozos, sistema de levantamiento artificial usados, año de perforación, historial de producción, profundidad del pozo, grados API del crudo a 60 grados Fahrenheit, formaciones productoras. Por otro lado, es cuantitativo porque se determinó cuantitativamente cómo se comportan los pozos y los posibles cambios en los sistemas de levantamiento artificial para una mejor optimización.

Luego de todo el análisis realizado con los datos otorgados por la empresa Pacifpetrol se seleccionaron los pozos que son candidatos a un cambio o mejoramiento en su sistema de producción, comparando los sistemas de levantamiento artificial usados con los propuestos; los cuales son poco conocidos en la industria ecuatoriana y se estimó el ahorro económico que se ahorraría si se implementaran en algunos pozos del campo Ancón.

2.1 Universo y Muestra

El universo corresponde a los pozos del campo Ancón Sección 68 que se encuentran produciendo en la actualidad. La muestra está dada por los pozos que cumplen los parámetros que justifican el cambio de sistema de levantamiento artificial usados en la actualidad por nuevas tecnologías poco conocidas en el Ecuador.

2.2 Instrumentos de Recopilación de Información y Datos

La información utilizada para el debido análisis fue proporcionada por la empresa Pacifpetrol S.A. en los que constan:

- Estado actual de producción
- Historial de producción
- Reservas
- Características y propiedades de los pozos del campo Ancón sección 69.

Los instrumentos utilizados fueron los programas Microsoft Excel, Microsoft Word, PipeSim.

2.3 Ventajas de los sistemas de levantamiento artificial

Tabla 2.1 Ventajas de sistemas de levantamiento artificial (Santos Rosillo, 2015)

SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL				
BOMBEO MECANICO	GAS LIFT	PLUMBER LIFT	CHAMBER LIFT	RECOIL
Facilidad para ajustar la tasa de producción en superficie	Sistema seguro de utilizar	Especialmente diseñado para el uso en pozos de baja tasa de producción con problemas de carga de líquido.	Sistema apropiado para pozos con índices de productividad bajos.	Bajo riesgo de accidentes e incidentes ambientales.
Tolera altas temperaturas	Ocupa poco espacio en superficie	Recuperación fácil de equipo, sin estructura ni equipo de intervención.	Bajos costos de instalación y operación	Buena alternativa para extracción de pozos someros con bajo aporte productivo.
Bajo costo de inversión	Completo acceso a través del	Control de sólidos.	Permite producir bajas tasa de producción de	Menor inversión inicial por el equipo en

	tubing a las GLVs inferiores.		una manera económicamente viable.	relación a los demás sistemas.
Posee locaciones remotas sin uso de energía eléctrica	Relativamente resistente a la corrosión	Disminuye la presión de fondo fluyente, aumentando la producción.	Maneja contenidos de gas y aguas relativamente altos.	Factible para ser controlado y supervisado a distancia.

2.4 Desventajas de los sistemas de levantamiento artificial

Tabla 2.2 Desventajas de sistemas de levantamiento artificial (Santos Rosillo, 2015)

SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL				
BOMBEO MECANICO	GAS LIFT	PLUMBER LIFT	CHAMBER LIFT	RECOIL
Baja tolerancia a la producción de sólidos.	Necesita una fuente de suministro de gas	Bajas tasas de producción.	Presenta problemas por la caída del fluido	Profundidad de trabajo limitada.
Limitado por la profundidad.	Esta limitado por la presión de yacimiento disponible.	No permite la depletación total del yacimiento.	El fluido permanece en contacto con las paredes de la tubería.	Capacidad extractiva limitada que disminuye al aumentar la profundidad.
Susceptibles a la formación de parafinas.	Posee dificultad para manejar crudos pesados y viscosos.	Requiere supervisión de ingeniería para una adecuada instalación.	Requiere del espacio suficiente dentro del revestimiento.	No es recomendable como equipo portátil.
Baja eficiencia volumétrica en pozos con alta producción de gas.	Si el gas es corrosivo, requiere de tratamiento	Requiere de una relación gas-líquido mínima para que funcione con eficiencia el sistema.	Su eficiencia disminuye al disminuir la presión estática.	Se debe tener cuidado con los equipos electrónicos.

2.5 Selección de Pozos para un posible cambio de sistema de levantamiento artificial

Estado Actual del Campo Ancón sección 68

En el campo Ancón sección 68 tenemos un total de 62 pozos de los cuales se encuentran produciendo 30 a la fecha. De los pozos productores, se realizó un proceso de selección mediante la evaluación de sus características individuales y de esta forma establecer cuáles son los pozos candidatos para el cambio de sistema de levantamiento artificial. Dentro del proceso de selección se cumplió una sucesión de pasos en los que se evalúa:

2.5.1 Distribución de Sistema de Levantamiento

Los sistemas de levantamiento artificial que se utilizan en la actualidad en el campo Ancón sección 68 son de tipo: bombeo mecánico (BM), bombeo por pistoneo o Swab(SW) y bombeo por herramienta local(HL). En la Figura 2.1 se ilustra la distribución de los sistemas de levantamiento artificial aplicados a los pozos productores en el campo Ancón sección 68.

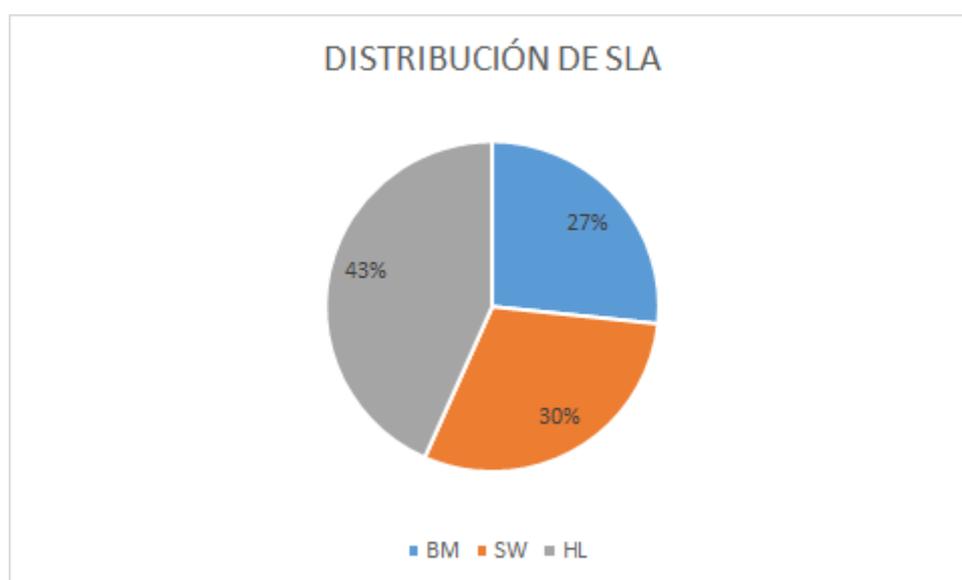


Figura 2.1 Distribución de sistemas de levantamiento artificial en el campo Ancón sección 68

Fuente: Autores, 2021

La cantidad de pozos produciendo con BM corresponde al 43% del total, el SW alcanza un valor del 30% y el sistema de HL representa tan solo el 27%, quedando en evidencia que el sistema BM, es el más utilizado. Adicionalmente la Figura 2.2 muestra la producción del campo Ancón sección 68 para cada sistema de levantamiento, a febrero del 2020.

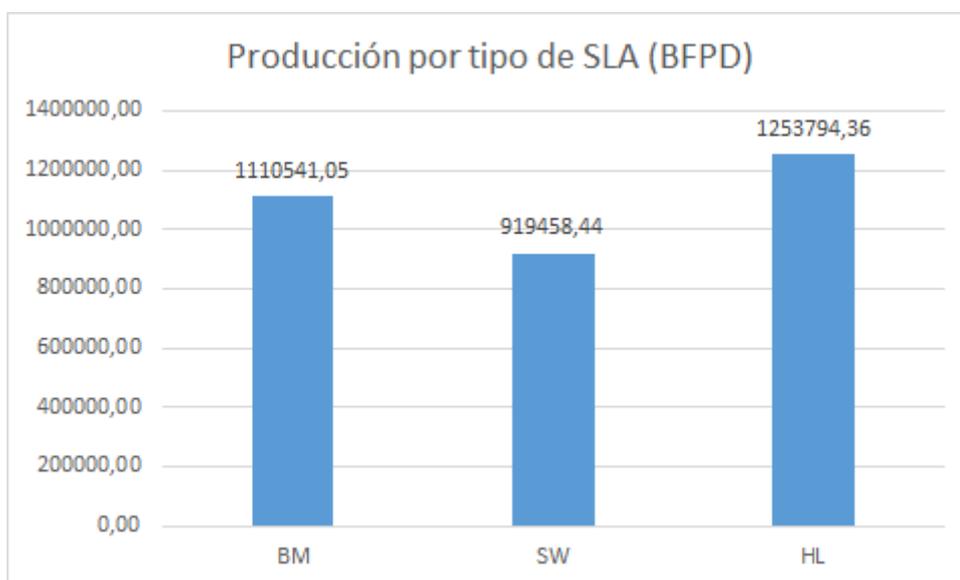


Figura 2.2 Producción por sistemas de levantamiento artificial en el campo Ancón sección 68

Fuente: Autores, 2021.

Se puede observar que los tres tipos de sistemas acumulan una producción total de 3.283.793,85 BFPD, correspondiendo a los siguientes porcentajes

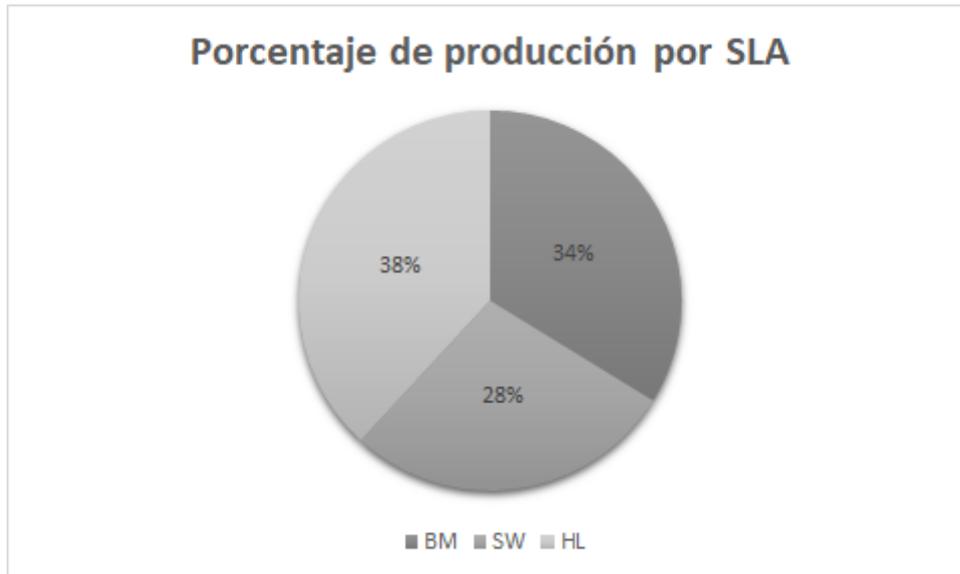


Figura 2.3 Porcentaje de producción por SLA en el campo Ancón sección 68

Fuente: Autores, 2021

En la gráfica se visualiza que la producción proveniente de bombeo mecánico representa el 38% del total, el Bombeo Swab o pistoneo aporta una producción correspondiente al 28% y el pozo producido por herramienta local representa un 34% del valor total.

2.6 Procesamiento y análisis de información

La información fue procesada por medio de la utilización de hojas de cálculo en el programa Microsoft Excel, donde se analizó tanto técnica como económicamente la factibilidad del sistema de levantamiento artificial aplicado. En los cuales se realizaron el proceso de preselección donde se tomaron 31 pozos productores del campo ancón sección 68 para establecer los rangos de aplicación de cada uno de los sistemas de levantamiento artificial no convencionales detallados en el capítulo anterior y disminuir la muestra a 3 pozos. Para aquello se realizó un método de screening que se define como una recopilación de datos, donde se muestra de forma explícita el rango para el cual se deberá aplicar una propiedad o se cumplirá una determinada condición.

El análisis técnico y económico realizado en los pozos escogidos para el presente estudio, se basó en el siguiente diagrama de flujo:

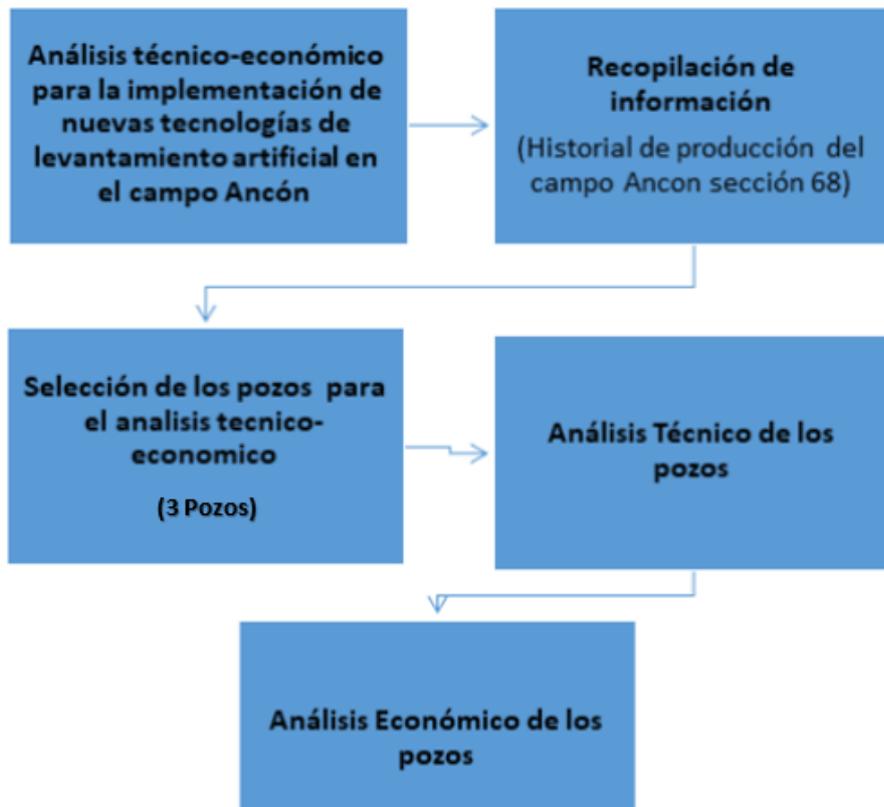


Figura 2.4 Diagrama de flujo del proyecto

Fuente: Autores, 2021

CAPITULO 3

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

3.1 Análisis Técnico

Calificación de los pozos seleccionados.

Para seleccionar el sistema de levantamiento artificial no convencional que sea viable para los pozos seleccionados, se realizó un procedimiento de calificación en el cual se comparan los parámetros de los 3 sistemas de levantamiento no convencionales antes propuesto. De lo cual se obtuvo el siguiente sistema de calificación.

Tabla 3.1 Sistema de calificación para SLA [Autores, 2021]

CRITERIO	Sistema de levantamiento Artificial (SLA)			
	BM	PL	CL	RCL
Profundidad de la bomba(ft)	100-16000	100-10000	2500-7000	750-1500
Viscosidad del fluido	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO
Temperatura de operación(°F)	100-500	120-300	100-200	1-250
Manejo de GOR	BAJO	MEDIO	MEDIO	BAJO
Manejo de solidos	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO
BSW(%)	0-80	0.1-75	0.1-80	0.1-99.9
Perfil de pozo	Vertical	Vertical °<50	Vertical °<65	Vertical °<60

Resultado Preliminar				
Eficiencia del sistema(%)	45%-60%	50%-60%	20%-40%	20%-40%
Costo mensual op. (\$M)	1500	665	600	515
Costo instalación(\$M)	128	112	110	50
Selección final				

El procedimiento consiste en comparar los diferentes parámetros que son más relevantes para la instalación de cada uno de los distintos sistemas de levantamiento artificial con las condiciones actuales de los pozos. De esta forma, se marca con una X si los parámetros establecidos para cada SLA satisfacen las condiciones actuales del pozo.

Posteriormente se procede a contar cuantos parámetros cumple el pozo en una escala del 1 al 10, siendo 10 el valor más alto, y se procede a calificar cual sistema que obtiene el mayor puntaje y por tanto es el más adecuado para su posible instalación.

Tabla 3.2 Calificación del pozo ANC 1275 [Autores, 2021]

CRITERIO	Sistema de levantamiento Artificial (SLA)			
	BM	PL	CL	RCL
Profundidad de la bomba(ft)	100-16000	100-10000	2500-7000	750-1500
	X	X	X	X
Viscosidad del fluido	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO
	X	X	X	X
Temperatura de operación(°F)	100-500	120-300	100-200	1-250
	X	X	X	X
Manejo de GOR	BAJO	MEDIO	MEDIO	BAJO
		X	X	
Manejo de solidos	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO
	X	X	X	X
BSW(%)	0-80	0.1-75	0.1-80	0.1-99.9
	X	X	X	X

Perfil de pozo	Vertical	Vertical °<50	Vertical °<65	Vertical °<60
	X	X	X	X
Resultado Preliminar	6	7	7	6
Eficiencia del sistema(%)	45%-60%	50%-60%	20%-40%	20%-40%
	X	X		
Costo mensual op. (\$M)	1500	665	600	515
		X	X	X
Costo instalación(\$M)	128	112	110	50
				X
Selección final	7	9	8	8

Tabla 3.3 Calificación del pozo ANC 1270 [Autores, 2021]

CRITERIO	Sistema de levantamiento Artificial (SLA)			
	BM	PL	CL	RCL
Profundidad de la bomba(ft)	100-16000	100-10000	2500-7000	750-1500
	X	X	X	X
Viscosidad del fluido	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO
	X	X	X	X
Temperatura de operación(°F)	100-500	120-300	100-200	1-250
	X	X	X	X
Manejo de GOR	BAJO	MEDIO	MEDIO	BAJO
		X	X	
Manejo de solidos	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO
	X	X	X	X
BSW(%)	0-80	0.1-75	0.1-80	0.1-99.9
	X	X	X	X
Perfil de pozo	Vertical	Vertical °<50	Vertical °<65	Vertical °<60
	X	X	X	X
Resultado Preliminar	6	7	7	6
Eficiencia del sistema(%)	45%-60%	50%-60%	20%-40%	20%-40%

	X	X		
Costo mensual op. (\$M)	1500	665	600	515
		X	X	X
Costo instalación(\$M)	128	112	110	50
				X
Selección final	7	9	8	8

Tabla 3.4 Calificación del pozo ANC 1260 [Autores, 2021]

CRITERIO	Sistema de levantamiento Artificial (SLA)			
	BM	PL	CL	RCL
Profundidad de la bomba(ft)	100-16000	100-10000	2500-7000	750-1500
	X	X	X	X
Viscosidad del fluido	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO
	X	X	X	X
Temperatura de operación(°F)	100-500	120-300	100-200	1-250
	X	X	X	
Manejo de GOR	BAJO	MEDIO	MEDIO	BAJO
		X	X	
Manejo de solidos	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO
	X	X	X	X
BSW(%)	0-80	0.1-75	0.1-80	0.1-99.9
	X	X	X	X
Perfil de pozo	Vertical	Vertical °<50	Vertical °<65	Vertical °<60
	X	X	X	X
Resultado Preliminar	6	7	7	5
Eficiencia del sistema(%)	45%-60%	50%-60%	20%-40%	20%-40%
		X		
Costo mensual op. (\$M)	1500	665	600	515
				X
Costo instalación(\$M)	128	112	110	50
				X
Selección final	6	8	7	7

Los tres pozos seleccionados poseen un puntaje más alto en el sistema de levantamiento artificial por plunger lift con un rango entre 8-9. Esto es debido a que las condiciones de los pozos son muy similares principalmente en las tasas de producción profundidad, geometría y en el objetivo de reducir costos de producción. Teniendo como resultado de la calificación que la implementación de un sistema de levantamiento Plunger lift es el más rentable tanto técnica y económicamente, frente a los sistemas de levantamiento artificial considerados, para cada uno de los pozos seleccionados.

3.1.1 Reservas de los Pozos Seleccionados

Para determinar la viabilidad en el cambio de SLA se necesita analizar si la cantidad de petróleo recuperable es la suficiente para que el proyecto sea rentable. Por dicho motivo se realizó un estudio de las reservas de cada uno de los pozos candidatos al cambio de SLA y el tiempo de producción trazado para los mismos.

El estudio se dirigió en las reservas de las formaciones santo tomas y socorro en cada uno de los casos, ya que, la finalidad del proyecto es la extracción de crudo mediante la instalación de un sistema de levantamiento artificial diferente al ya utilizado en dicha arena, para poder mantener o aumentar la producción reduciendo los costos de los pozos. A continuación, se muestran los resultados de las reservas por cada uno de los pozos seleccionados:

ANC 1260

En el pozo ANC 1260 las reservas de petróleo se estimaron en 3.573 Mbbls de petróleo, con un caudal inicial de 0.769 BPPD, hasta alcanzar el límite económico de 0.60 BPPD en un periodo de 10 años.

ANC 1270

Las reservas del pozo ANC 1270 se determinaron en enero de 2018 con un total de 3.689 Mbbls de petróleo, de la que se pretende recuperar un caudal máximo de 1 BPPD, iniciando en febrero del 2020 con una tasa de producción de 0.81 BPPD, hasta el año 2030 con 0.681 bbl/d como producción final.

ANC 1275

La estimación de reservas en el pozo ANC 1275 fueron de 3.7857 Mbbls de petróleo, se pretende obtener un caudal máximo de 4 BPPD, iniciando con una tasa de producción de 0.945 BPPD en Febrero de 2020, llegando al límite económico de 0.60 BPPD en el año 2030.

En la siguiente tabla se presenta un resumen sobre el análisis de las reservas de los pozos seleccionados con su respectivo el caudal inicial de producción y la tasa de declinación. Cabe recalcar que los años de explotación es el tiempo en el cual, cada pozo alcanza la producción de 0.60 BPPD considerado el límite económico de operación.

Tabla 3.5 Historial de Producción de los pozos seleccionados. [CarlosTomalá,2020]

Pozo	Arena	Reservas (Mbbls)	Qi(BPPD)	Tasa de declinación
ANC 1260	Santo Tomas	3.753	0.769	0.01953
ANC 1270	Santo Tomas	3.689	0.81	0.01966
ANC 1275	Santo Tomas-Socorro	3.758	0.945	0.01952
Total		11.2		

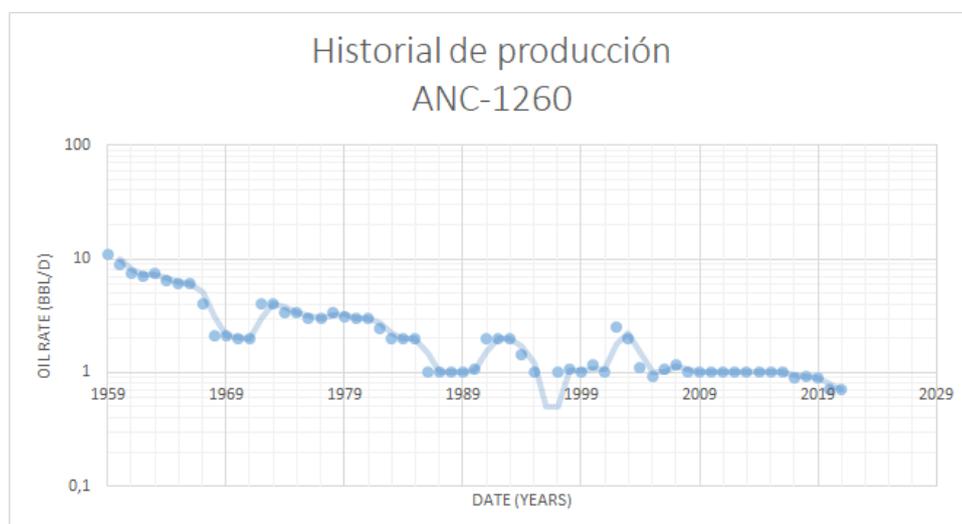


Figura 3.1 Historial de producción del pozo ANC-1260

Fuente: (Gutiérrez, 2020)



Figura 3.2 Historial de producción del pozo ANC-1270

Fuente: (Gutiérrez, 2020)



Figura 3.3 Historial de producción del pozo ANC-1275

Fuente: (Tituaña, 2018)

3.1.2 Análisis nodal de los pozos seleccionado para el sistema de levantamiento artificial Plunger Lift

El análisis nodal para el sistema de levantamiento artificial plunger lift de los pozos seleccionados se realizó mediante el uso de programa PIPESIM, por medio del uso de datos mecánicos, propiedades petrofísicas y características de los fluidos de cada pozo. La data de cada uno de los pozos se detalla a continuación necesarios en las siguientes de tablas.

Tabla 3.6 In-put data ANC-1260 [Autores, 2021]

ANC-1260			
Pr(psi)	460	BSW(%)	64
Pb(psi)	750	Bo	1,14
Tr(°F)	98	μ(cp)	1,386
API(°)	35	GOR	2120
Espesor(ft)	30	Qmax(BPPD)	1,5
Prof de disparos(ft)	3020	Pc(psi)	50
Prof de bomba(ft)	2890	ID tubing(pulg)	2,68
Prof de casing(ft)	3110	OD tubind(pulg)	3,19
Prof de tubing(ft)	2930	ID casina(pulg)	5,64

Tabla 3.7 In-put data ANC-1270 [Autores, 2021]

ANC-1270			
Pr(psi)	455	BSW(%)	64
Pb(psi)	730	Bo	1,14

Tr(°F)	100	μ (cp)	1,386
API(°)	35,3	GOR	2000
Gesp gas	0,75	Salinidad(ppm)	5400
Espesor(ft)	50	Qmax(BPPD)	1,5
Prof de disparos(ft)	2115	Pc(psi)	45
Prof de bomba(ft)	1824	ID tubing(pulg)	2,68
Prof de casing(ft)	2350	OD tubind(pulg)	3,19
Prof de tubing(ft)	1886	ID casing(pulg)	5,64
Psep(psi)	15	Long sep(ft)	3000

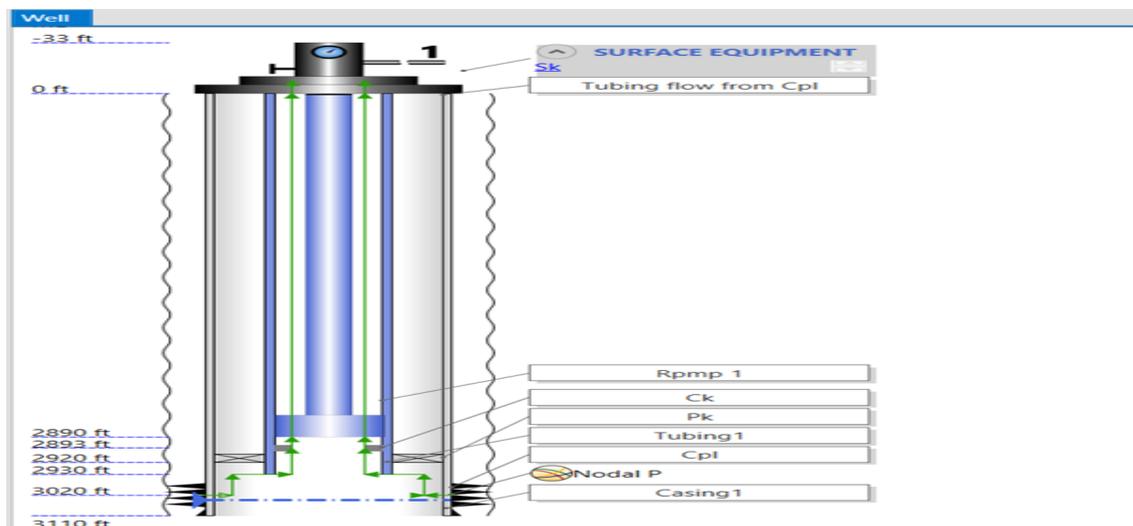
Tabla 3.8 In-put data ANC-1275 [Autores, 2021]

ANC-1275			
Pr(psi)	450	BSW(%)	63
Pb(psi)	750	Bo	1,12
Tr(°F)	100	μ (cp)	1,62
API(°)	35,2	GOR	3120
Gesp gas	0,74	Salinidad(ppm)	5120
Espesor(ft)	50	Qmax(BPPD)	2
Prof de disparos(ft)	2720	Pc(psi)	50
Prof de bomba(ft)	2200	ID tubing(pulg)	2,68
Prof de casing(ft)	2821	OD tubind(pulg)	3,19
Prof de tubing(ft)	2500	ID casing(pulg)	5,64
Psep(psi)	15	Long sep(ft)	4000

A continuación, se expone un ejemplo del cálculo del análisis nodal para el sistema de levantamiento artificial plunger lift del pozo ANC 1275. En el cual se ingresan los datos correspondientes del pozo y se obtiene la curva IPR y OPR, que posteriormente fueron de gran importancia para el análisis económico del presente proyecto. Los resultados del análisis nodal de los pozos seleccionados se encuentran en el Apéndice A.

Pasos para la simulación del pozo en Pipesim

1.- Diseñar el pozo



2.- Profundidad y parámetros del casing, tubing.

General		Tubulars	Deviation survey	Downhole equipment	Artificial lift	Heat transfer	Completions	Surface equipment
Mode:		<input checked="" type="radio"/> Simple	<input type="radio"/> Detailed					
Dimension option:		<input checked="" type="radio"/> OD	<input type="radio"/> Wall thickness					
Name	Bottom MD	ID	OD	Roughness				
	ft	in	in	in				
1 Casing1	3110	5,64	6,064961	0,001				
2 Tubing1	2930	2,68	3,19	0,001				

3.- Tipo de pozo

General	Tubulars	Deviation survey	Downhole equipment	Artificial lift	Heat transfer	Completions	Surface equipment
---------	----------	------------------	--------------------	-----------------	---------------	-------------	-------------------

CALCULATION OPTIONS
Survey type: Vertical

REFERENCE OPTIONS
Depth reference: Original RKB
Wellhead depth: 0 ft
Bottom depth: 3110 ft

4.- Equipos de fondo de pozo

General	Tubulars	Deviation survey	Downhole equipment	Artificial lift	Heat transfer	Completions	Surface equipment
---------	----------	------------------	--------------------	-----------------	---------------	-------------	-------------------

Equipment	Name	Active	MD
1	Choke - Ck	<input checked="" type="checkbox"/>	2892,648
2	Packer - Pk	<input checked="" type="checkbox"/>	2920,231
3	Nodal P	<input checked="" type="checkbox"/>	3020
+			

5.- Artificial lift

General	Tubulars	Deviation survey	Downhole equipment	Artificial lift	Heat transfer	Completions	Surface equipment
---------	----------	------------------	--------------------	-----------------	---------------	-------------	-------------------

GAS LIFT
Injection option: Fixed injection ports Injection valve system
Alhanati stability check:

Gas lift	Active	MD	Injection basis	Inj. quantity	Injection unit
+					

GAS PROPERTIES
Gas specific gravity: Specify Use fluid model
0,64

PUMP LIFT

Equipment	Name	Active	MD
1	Rod Pump - Rpmp 1	<input checked="" type="checkbox"/>	2890
+			

6.- Transferencia de calor

General Tubulars Deviation survey Downhole equipment Artificial lift Heat transfer Completions Surface equipment

U Value input: Single Multiple

Heat transfer coefficient: Btu/(h.degF.ft2) ▾

Ambient temperature input: Single Multiple

Soil temperature at wellhead: degF ▾

7.- Análisis Nodal

Nodal analysis

Name: ANC-1260 - Nodal analysis

Description:

Nodal analysis System results Profile results

GENERAL

Branch start: ANC-1260 - Reservoir

Nodal point: ANC-1260.Nodal P

Branch end: ANC-1260 - Wellhead

Outlet pressure: 15 psia

INLET CONDITIONS

Override phase ratios:

Inflow	Pressure	Temperature	Fluid	
1	Cpl	460	98	ANC-1260

INFLOW SENSITIVITY

1	2	3	4	5	6

OUTFLOW SENSITIVITY

1	2	3	4	5	6

PLOT OPTIONS

Maximum outflow liquid rate: STB/d

Max. outflow pressure: psia

Inflow points:

Outflow points:

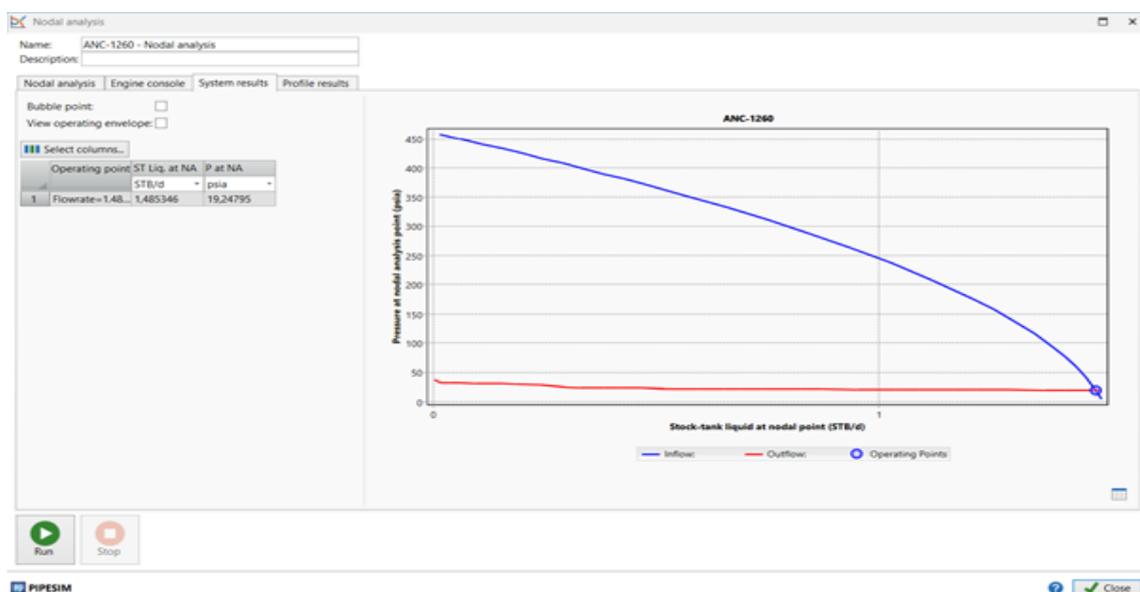
Limit inflow curves:

Limit outflow curves:

Run Stop

Reset inlet conditions

8.- Muestra de resultados



Como resultados de análisis nodal para los pozos seleccionados, al tener un bajo aporte de fluido se consideraron bombas de bajo caudal para el análisis de la curva OPR. Luego de realizar el análisis de las gráficas en conjunto con las tablas se determinó la tasa de operación para cada pozo, cuya información se encuentra en la tabla 11.

Tabla 3.9 In-put data ANC-1270 [Autores, 2021]

	ANC-1260	ANC-1270	ANC-1275
Caudales [bbl/d]	1,48	1,45	1,52
Presiones [psi]	20,50	51,20	54,68

3.2 Análisis Económico

3.2.1 Inversión del sistema de levantamiento artificial Plunger Lift

A continuación, se muestra la inversión inicial del método de levantamiento artificial seleccionado como la mejor opción para la implementación en los pozos ANC1260, ANC1270 Y ANC1275.

Plunger Lift

En la Tabla 3.10 se puede observar la inversión inicial de lo que sería la implementación del sistema de levantamiento artificial, Plunger Lift. Esta inversión es importante a la hora de realizar el análisis económico, debido a que es el valor que se desea recuperar en el menor tiempo posible.

Tabla 3.10 Inversión Inicial Plunger Lift (Blizzoto, 2001)

INVERSIÓN INICIAL	
Trabajo de reacondicionamiento	38793
Mantenimiento del equipo	6500
Equipo workover	16600

Instalación de equipo	40000
Total	101893

3.2.2 VAN y TIR para cada pozo candidato

Mediante el flujo de caja se obtuvo los Valores Actuales Netos y las Tasas Internas de Retorno para cada uno de los pozos candidatos: ANC1260, ANC1270 y ANC1275; de esa manera se pudo conocer para que pozo el proyecto de implementación de un nuevo sistema de levantamiento artificial presenta una mayor rentabilidad a largo plazo.

A continuación, se muestran los TIR y VAN para cada pozo candidato a un cambio de sistema de levantamiento artificial (Plunger Lift):

ANC1260

Tabla 3.11 TIR y VAN para el pozo ANC1260 [Autores, 2021]

TIR	12%
VAN	\$54.480,55

ANC1270

Tabla 3.12 TIR y VAN para el pozo ANC1270 [Autores, 2021]

TIR	11%
VAN	\$26.101,89

ANC1275

Tabla 3.13 TIR y VAN para el pozo ANC1275 [Autores, 2021]

TIR	13%
VAN	\$80849,38381

El pozo candidato que presenta una mejor rentabilidad a largo plazo es el pozo ANC1275, debido a que tuvo una tasa interna de retorno mayor a la de los otros dos pozos candidatos, con un 13% y un VAN de \$80849,38381. Es importante recalcar que en los tres pozos la tasa interna de retorno es mayor al 10%, lo que representa una viabilidad del proyecto, con una recuperación máxima de la inversión en cinco años, tiempo que puede disminuir considerablemente si se ejecuta algún otro tipo de estimulación en los pozos que permita aumentar el factor de recobro.

CAPITULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

- Los pozos del campo Ancón en su mayoría son óptimos para sistemas de levantamiento artificial que posean un bajo caudal de producción y que posean un rango medio de tolerancia del GOR.
- El sistema de levantamiento artificial Plunger Lift es una alternativa rentable para la producción de los pozos petroleros del campo Ancón que posean un bajo aporte de fluido y a la vez posean reservas considerables de hidrocarburo, lo cual se demuestra con el análisis económico de los pozos de estudio donde se obtuvo un TIR mayor al 10%.
- El pozo óptimo para utilizar un nuevo sistema de levantamiento artificial es el pozo ANC-1275, de acuerdo con el análisis técnico y económico; debido a que posee un TIR del 13% y posee características que ayudan a un correcto funcionamiento del sistema.
- Los pozos seleccionados durante su operación con bombeo mecánico exhiben una deficiencia por el tipo de sistema de levantamiento artificial no adecuado para las bajas tasas de producción menores al 1% y una tasa de declinación menor al 0,02%.
- El análisis económico nos demostró que la inversión para la utilización del sistema Plunger Lyft se la recuperaría a los cinco años después de haber iniciado sus operaciones debido a su aumento en la producción la cual se encuentra entre un 20-30%.

4.2 RECOMENDACIONES

- Es recomendable realizar trabajos de reacondicionamiento (estimulación, fracturamiento), para aumentar el índice de productividad de los pozos.
- Generar un diseño eficiente del sistema Plunger Lift, que se adapte de manera adecuada a las capacidades de los pozos.
- Supervisar y controlar de manera permanente los equipos utilizados en el sistema Plunger Lift durante su operación, con el fin de solventar posibles problemas en los equipos y de esta manera obtener una mayor eficiencia en el funcionamiento del sistema.

BIBLIOGRAFÍA

Adair, P. (2003). *Completion Design Manual. Section 4: Artificial Lift Methods.*

Álvaro García, A. L. (2018). *Escuela Superior Politécnica del Litoral.* Retrieved from “OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL A LO LARGO DEL TIEMPO DE VIDA PRODUCTIVA DE UN POZO EN EL ORIENTE ECUATORIANO”: <https://www.dspace.espol.edu.ec/retrieve/131729/D-CD70350.pdf>

Blizzoto, d. M. (2001). *Aplicación de los diferentes tipos de PLunger Lift en el yacimiento cerro dragón.*

Cruz, J. I. (2020). *EPMEX.* Retrieved from <https://epmex.org/news/2020/05/06/que-es-el-bombeo-mecanico/>

Escalante, S. (2015, Septiembre). *Docplayer.* Retrieved from <https://docplayer.es/78101700-Bombeo-electrosumergible-bes.html>

Escalante, S. (2016, Julio). *SCRIBD.* Retrieved from <https://es.scribd.com/document/373241204/bombeo-mecanico>

García, R. (2019). *UPSE.* Retrieved from <https://repositorio.upse.edu.ec/bitstream/46000/4970/1/UPSE-TIP-2019-0007.pdf>

Gil Hernandez, J. A. (2009). *Selección, Diseño y prueba de nuevos sistemas de Levantamiento Artificial. Aplicación al Campo Colorado.* Journal of Chemical Information and Modeling.

Guale, J. (2013, Julio). *UPSE.* Retrieved from <https://repositorio.upse.edu.ec/bitstream/46000/1575/1/ESTUDIO%20PARA%20LA%20OPTIMIZACION%20DE%20SISTEMAS%20DE%20LEVANTAMIENTO%20ARTIFICIAL%20PARA%20LA%20PRODUCCION%20DE%20PETROLEO%20EN%20POZOS%20DE%20LA%20ZONA%20CENTRAL%20DEL%20CAMPO%20ANC>

Gutiérrez, C. J. (2020). *APLICACIÓN DE LOS MÉTODOS DE PREDICCIÓN DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN TRADICIONAL VS MODIFICADO INTEGRANDO LOS*

PARÁMETROS DE YACIMIENTO EN LOS POZOS ANC1260 Y ANC1270, CAMPO GGV. Universidad Estatal Península de Santa Elena.

Madrid, M. (2016, Mayo 15). *Portal del Petróleo*. Retrieved from <https://www.portaldelpetroleo.com/2016/05/levantamiento-gas-lift-diseno.html?m=1>

S.A., Pacifpetrol. (2018). Retrieved from <https://www.pacifpetrol.com/es/historia>

Santos Rosillo, M. E. (2015). *Gestión de sistemas de levantamiento artificial como estrategia para el desarrollo y optimización de la producción de hidrocarburos* .

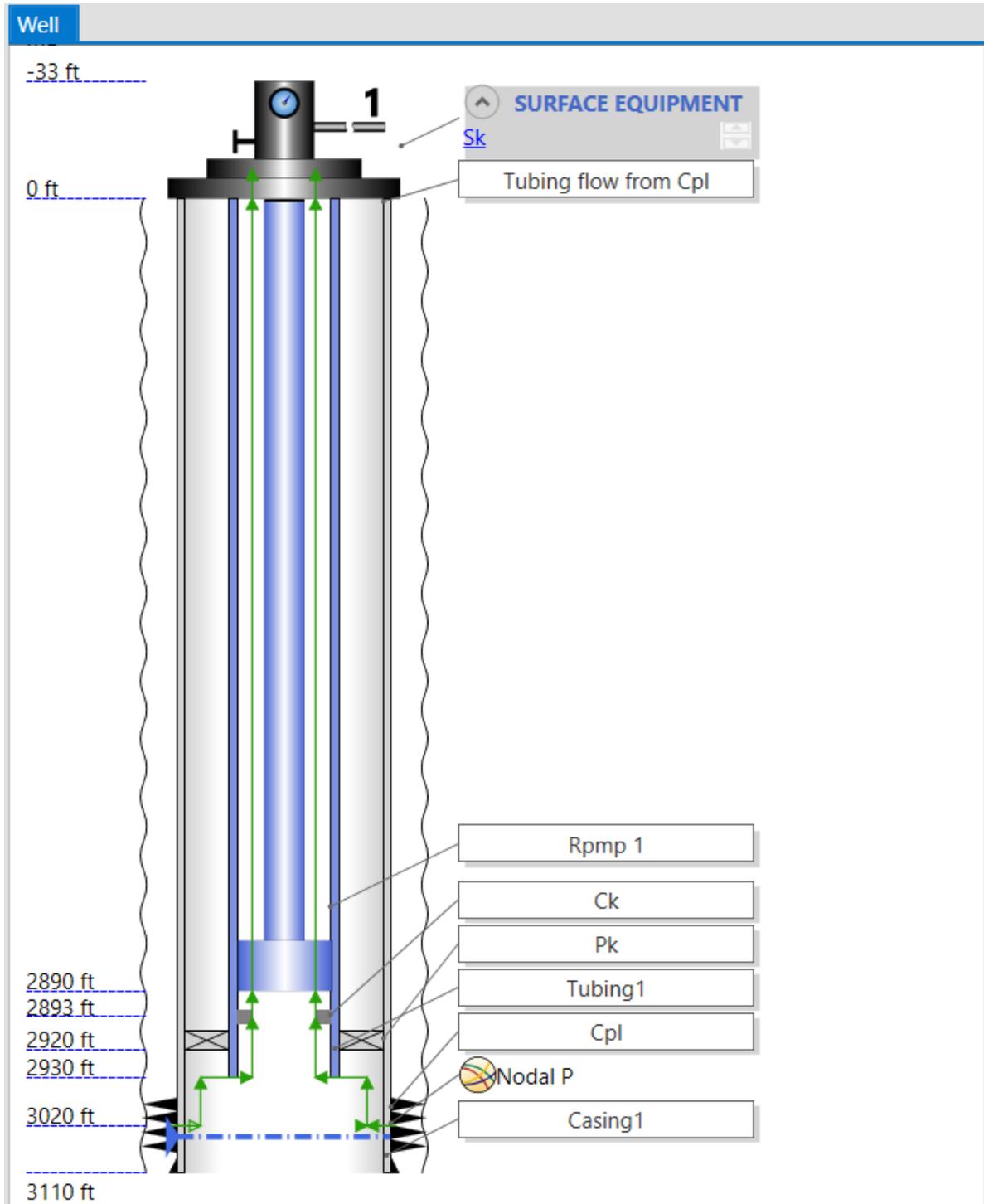
Tituaña, F. E. (2018). *OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO POR MEDIO DEL MÉTODO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO*. Universidad Central del Ecuador.

Verónica Frizan, J. G. (2010). *Reactivación de Pozos Marginales aplicando Recoil*. Petrobas energía.

APÉNDICES

APÉNDICE A

DISEÑO DE POZO ANC1260 MEDIANTE PIPESIM



General	Tubulars	Deviation survey	Downhole equipment	Artificial lift	Heat transfer	Completions	Surface equipment
---------	----------	------------------	--------------------	-----------------	---------------	-------------	-------------------

Well name:

Active:

Well type: Production Injection

Check valve setting:

General	Tubulars	Deviation survey	Downhole equipment	Artificial lift	Heat transfer	Completions	Surface equipment
---------	----------	------------------	--------------------	-----------------	---------------	-------------	-------------------

Mode: Simple Detailed

Dimension option: OD Wall thickness

	Name	Bottom MD ft	ID in	OD in	Roughness in	
1	Casing1	3110	5,64	6,064961	0,001	...
2	Tubing1	2930	2,68	3,19	0,001	...

General	Tubulars	Deviation survey	Downhole equipment	Artificial lift	Heat transfer	Completions	Surface equipment
---------	----------	------------------	--------------------	-----------------	---------------	-------------	-------------------

CALCULATION OPTIONS

Survey type:

REFERENCE OPTIONS

Depth reference:

Wellhead depth: ft

Bottom depth: ft

General	Tubulars	Deviation survey	Downhole equipment	Artificial lift	Heat transfer	Completions	Surface equipment
---------	----------	------------------	--------------------	-----------------	---------------	-------------	-------------------

	Equipment	Name	Active	MD ft
1	Choke	Ck	<input checked="" type="checkbox"/>	2892,648
2	Packer	Pk	<input checked="" type="checkbox"/>	2920,231
3		Nodal P	<input checked="" type="checkbox"/>	3020
+				

General	Tubulars	Deviation survey	Downhole equipment	Artificial lift	Heat transfer	Completions	Surface equipment
---------	----------	------------------	--------------------	-----------------	---------------	-------------	-------------------

GAS LIFT

Injection option: Fixed injection ports Injection valve system

Alhanati stability check:

	Gas lift	Active	MD ft	Injection basis	Inj. quantity	Injection unit
+						

GAS PROPERTIES

Gas specific gravity: Specify Use fluid model

PUMP LIFT

	Equipment	Name	Active	MD ft
1	Rod Pump	Rpmp 1	<input checked="" type="checkbox"/>	2890
+				

Single Multiple
 U Value input:

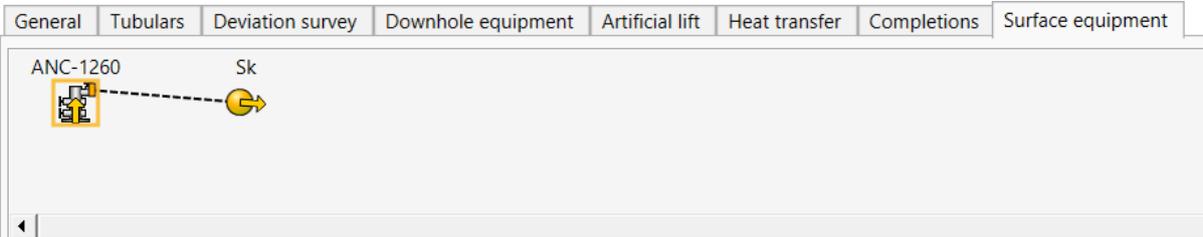
Heat transfer coefficient: Btu/(h.degF.ft²)

Single Multiple
 Ambient temperature input:

Soil temperature at wellhead: degF

COMPLETIONS

	Name	Geometry pro...	Fluid entry	Top MD	Middle MD	Bottom MD	Type	Active	IPR model
1	Cpl	Vertical	Single point	ft	ft	ft	Perforation	<input checked="" type="checkbox"/>	Vogel



WELLSTREAM OUTLET CONDITIONS

Provide boundary conditions for use in network simulations with boundary conditions specified at the surface (wellstream outlet). The fluid model defined represents the full wellstream fluid mixture to account for gas lift injection, multiple completions, etc.

PQ curve:

Pressure: psia

Temperature: degF

Liquid flowrate: STB/d

FLUID MODEL

Fluid:

Override phase ratios:

ANÁLISIS NODAL PARA EL POZO ANC1260

Nodal analysis

Name: ANC-1260 - Nodal analysis
Description:

Nodal analysis | System results | Profile results

GENERAL

Branch start: ANC-1260 - Reservoir
Nodal point: ANC-1260.Nodal P
Branch end: ANC-1260 - Wellhead
Outlet pressure: 15 psia

INLET CONDITIONS

Override phase ratios:

Inflow	Pressure	Temperature	Fluid	
1	Cpl	460	98	ANC-1260

PLOT OPTIONS

Maximum outflow liquid rate: STB/d
Max. outflow pressure: psia
Inflow points: 30
Outflow points: 30
Limit inflow curves:
Limit outflow curves:

INFLOW SENSITIVITY | **OUTFLOW SENSITIVITY**

Run | Stop

Reset inlet conditions

Nodal analysis

Name: ANC-1260 - Nodal analysis
Description:

Nodal analysis | Engine console | System results | Profile results

Bubble point:
View operating envelope:

Select columns...

Operating point	ST Liq. at NA	P at NA
1	Flowrate=1.48... 1,485346	19,24795

ANC-1260

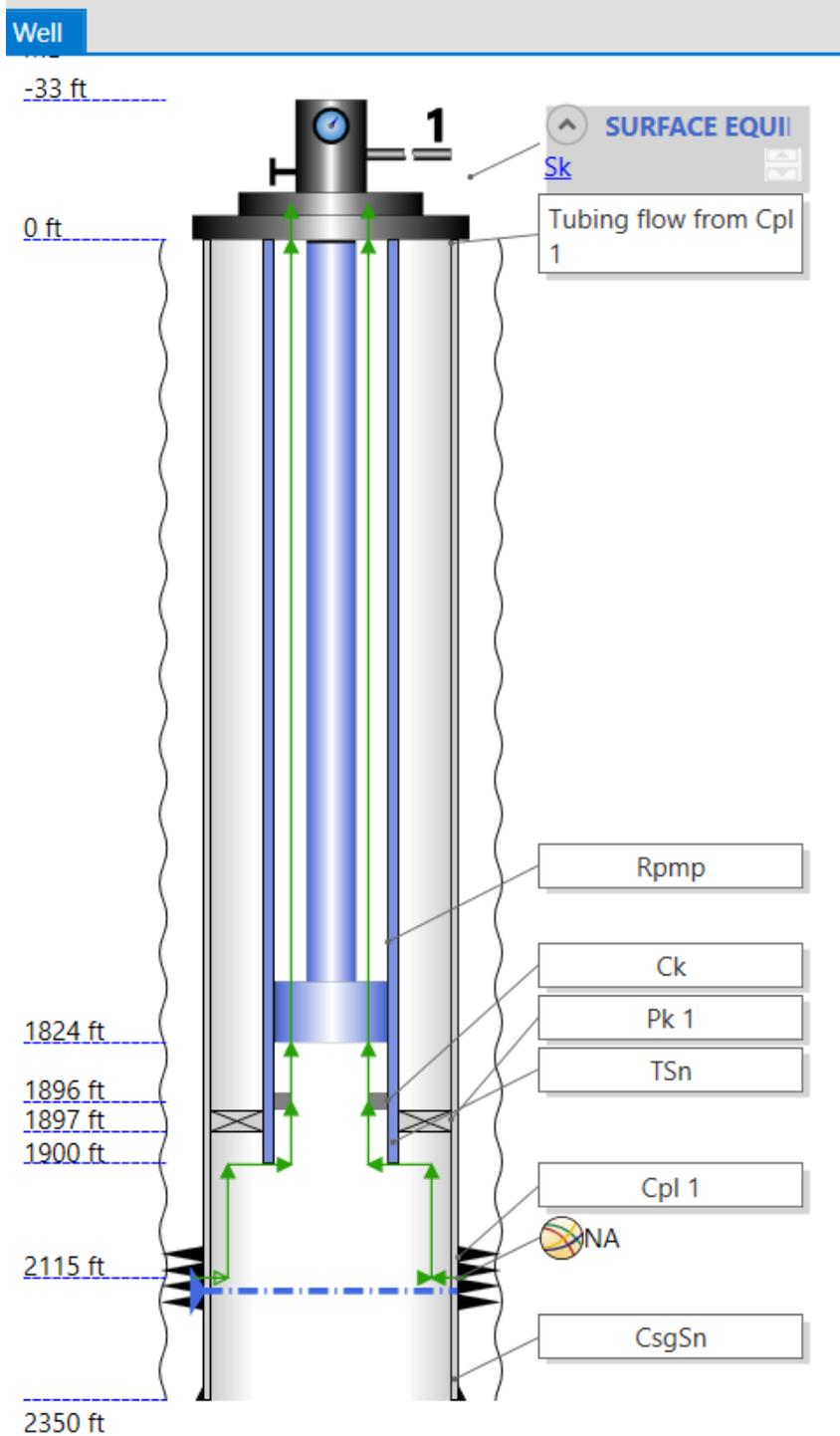
Pressure at nodal analysis point (psia)

Stock-tank liquid at nodal point (STB/d)

Legend: Inflow (blue line), Outflow (red line), Operating Points (blue circle)

Run | Stop

DISEÑO DEL POZO ANC1270 MEDIANTE PIPESIM



General	Tubulars	Deviation survey	Downhole equipment	Artificial lift	Heat transfer	Completions	Surface equipment
Well name:	ANC-1270						
Active:	<input checked="" type="checkbox"/>						
Well type:	<input checked="" type="radio"/> Production <input type="radio"/> Injection						
Check valve setting:	Block reverse						

General	Tubulars	Deviation survey	Downhole equipment	Artificial lift	Heat transfer	Completions	Surface equipment
Mode:	<input checked="" type="radio"/> Simple <input type="radio"/> Detailed						
Dimension option:	<input checked="" type="radio"/> OD <input type="radio"/> Wall thickness						
	Name	Bottom MD ft	ID in	OD in	Roughness in		
1	CsgSn	2350	5,64	5,954961	0,001	...	
2	TSn	1900	2,68	3,19	0,001	...	

General	Tubulars	Deviation survey	Downhole equipment	Artificial lift	Heat transfer	Completions	Surface equipment
CALCULATION OPTIONS							
Survey type:	Vertical						
REFERENCE OPTIONS							
Depth reference:	Original RKB						
Wellhead depth:	0	ft					
Bottom depth:	2350	ft					

General	Tubulars	Deviation survey	Downhole equipment	Artificial lift	Heat transfer	Completions	Surface equipment
	Equipment	Name	Active	MD ft			
1	Choke	Ck	<input checked="" type="checkbox"/>	1896,46			
2	Packer	Pk 1	<input checked="" type="checkbox"/>	1896,917			
3		NA	<input checked="" type="checkbox"/>	2115			
+							

General	Tubulars	Deviation survey	Downhole equipment	Artificial lift	Heat transfer	Completions	Surface equipment
GAS LIFT							
Injection option:	<input checked="" type="radio"/> Fixed injection ports <input type="radio"/> Injection valve system						
Alhanati stability check:	<input type="checkbox"/>						
	Gas lift	Active	MD ft	Injection basis	Inj. quantity	Injection unit	
+							
GAS PROPERTIES							
Gas specific gravity:	<input checked="" type="radio"/> Specify <input type="radio"/> Use fluid model						
	0,64						
PUMP LIFT							
	Equipment	Name	Active	MD ft			
1	Rod Pump	Rpmp	<input checked="" type="checkbox"/>	1824			
+							

General Tubulars Deviation survey Downhole equipment Artificial lift Heat transfer Completions Surface equipment

U Value input: Single Multiple

Heat transfer coefficient: Btu/(h.degF.ft²)

Ambient temperature input: Single Multiple

Soil temperature at wellhead: degF

General Tubulars Deviation survey Downhole equipment Artificial lift Heat transfer Completions Surface equipment

COMPLETIONS

	Name	Geometry pro...	Fluid entry	Top MD ft	Middle MD ft	Bottom MD ft	Type	Active	IPR model
1	Cpl 1	Vertical	Single point		2115		Perforation	<input checked="" type="checkbox"/>	Vogel



WELLSTREAM OUTLET CONDITIONS

i Provide boundary conditions for use in network simulations with boundary conditions specified at the surface (wellstream outlet). The fluid model defined represents the full wellstream fluid mixture to account for gas lift injection, multiple completions, etc.

PQ curve:

Pressure: psia

Temperature: degF

Liquid flowrate: STB/d

FLUID MODEL

Fluid: Edit... New...

Override phase ratios:

H

ANÁLISIS NODAL PARA EL POZO ANC1270

Nodal analysis

Name:

Description:

Nodal analysis | System results | Profile results

GENERAL

Branch start: ANC-1270 - Reservoir

Nodal point: ANC-1270.NA

Branch end: ANC-1270 - Wellhead

Outlet pressure: 15 psia

PLOT OPTIONS

Maximum outflow liquid rate: STB/d

Max. outflow pressure: psia

Inflow points:

Outflow points:

Limit inflow curves:

Limit outflow curves:

INLET CONDITIONS

Override phase ratios:

Inflow	Pressure	Temperature	Fluid
1 Cpl 1	455 psia	100 degF	ANC-1270

INFLOW SENSITIVITY

1	2	3	4	5	6

OUTFLOW SENSITIVITY

1	2	3	4	5	6

Run Stop

Reset inlet conditions

Nodal analysis

Name:

Description:

Nodal analysis | Engine console | System results | Profile results

Bubble point:

View operating envelope:

Select columns...

Operating point	ST Liq. at NA	P at NA
1	Flowrate=1.45... STB/d	1,451045 psia
		51,20112

ANC-1270

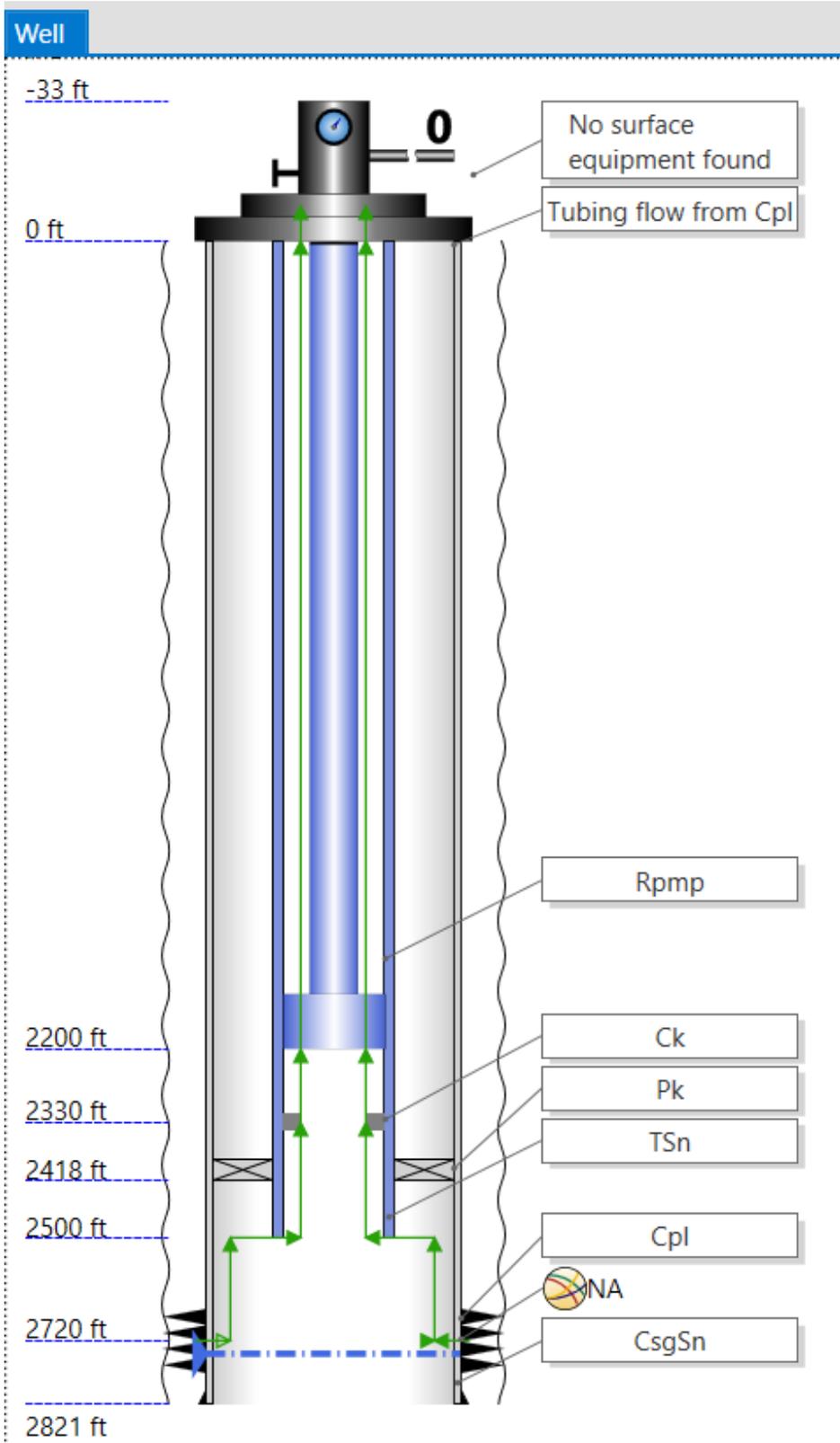
Pressure at nodal analysis point (psia)

Stock-tank liquid at nodal point (STB/d)

— Inflow: — Outflow: ● Operating Points

Run Stop

DISEÑO DEL POZO ANC1275 MEDIANTE PIPESIM



General Tubulars Deviation survey Downhole equipment Artificial lift Heat transfer Completions Surface equipment

Well name:

Active:

Well type: Production Injection

Check valve setting:

General Tubulars Deviation survey Downhole equipment Artificial lift Heat transfer Completions Surface equipment

Mode: Simple Detailed

Dimension option: OD Wall thickness

	Name	Bottom MD ft	ID in	Wall thickness in	Roughness in	
1	CsgSn	2821	5,75	0,1574803	0,001	...
2	TSn	2500	2,441	0,217	0,001	...

General Tubulars Deviation survey Downhole equipment Artificial lift Heat transfer Completions Surface equipment

CALCULATION OPTIONS

Survey type:

REFERENCE OPTIONS

Depth reference:

Wellhead depth:

Bottom depth:

General Tubulars Deviation survey Downhole equipment Artificial lift Heat transfer Completions Surface equipment

	Equipment	Name	Active	MD ft
1	Choke	Ck	<input checked="" type="checkbox"/>	2329,913
2	Packer	Pk	<input checked="" type="checkbox"/>	2417,633
3		NA	<input checked="" type="checkbox"/>	2720
+				

General Tubulars Deviation survey Downhole equipment Artificial lift Heat transfer Completions Surface equipment

GAS LIFT

Injection option: Fixed injection ports Injection valve system

Alhanati stability check:

	Gas lift	Active	MD ft	Injection basis	Inj. quantity	Injection unit
+						

GAS PROPERTIES

Gas specific gravity: Specify Use fluid model

PUMP LIFT

	Equipment	Name	Active	MD ft
1	Rod Pump	Rpmp	<input checked="" type="checkbox"/>	2200
+				

General | Tubulars | Deviation survey | Downhole equipment | Artificial lift | Heat transfer | Completions | Surface equipment

U Value input: Single Multiple

Heat transfer coefficient: Btu/(h.degF.ft²)

Ambient temperature input: Single Multiple

Soil temperature at wellhead: degF

General | Tubulars | Deviation survey | Downhole equipment | Artificial lift | Heat transfer | Completions | Surface equipment

^ **COMPLETIONS**

	Name	Geometry pro...	Fluid entry	Top MD	Middle MD	Bottom MD	Type	Active	IPR model
1	Cpl	Vertical	Single point	/	2720	/	Perforation	<input checked="" type="checkbox"/>	Well PI

General | Tubulars | Deviation survey | Downhole equipment | Artificial lift | Heat transfer | Completions | Surface equipment

ANC-1275



WELLSTREAM OUTLET CONDITIONS

i Provide boundary conditions for use in network simulations with boundary conditions specified at the surface (wellstream outlet). The fluid model defined represents the full wellstream fluid mixture to account for gas lift injection, multiple completions, etc.

PQ curve:

Pressure: psia

Temperature: degF

Liquid flowrate: STB/d

FLUID MODEL

Fluid:  Edit...  New...

Override phase ratios:

ANÁLISIS NODAL PARA EL POZO ANC1275

Nodal analysis

Name:

Description:

Nodal analysis | System results | Profile results

GENERAL

Branch start: ANC-1275 - Reservoir
 Nodal point: ANC-1275.NA
 Branch end: ANC-1275 - Wellhead
 Outlet pressure: 15 psia

PLOT OPTIONS

Maximum outflow liquid rate: STB/d
 Max. outflow pressure: psia
 Inflow points:
 Outflow points:
 Limit inflow curves:
 Limit outflow curves:

INLET CONDITIONS

Override phase ratios:

Inflow	Pressure	Temperature	Fluid
1 Cpl	450 psia	100 degF	ANC-1275

INFLOW SENSITIVITY **OUTFLOW SENSITIVITY**

Range... Range...

1
2
3
4
5
6

1
2
3
4
5
6

Run Stop

Reset inlet conditions

PIPESIM Close

Nodal analysis

Name:

Description:

Nodal analysis | Engine console | System results | Profile results

Bubble point:
 View operating envelope:

Select columns...

Operating point	ST Liq. at NA	P at NA	
1	Flowrate=1.51... STB/d	1,518109 psia	54,68826

ANC-1275

Pressure at nodal analysis point (psia)

Stock-tank liquid at nodal point (STB/d)

— Inflow: — Outflow: ● Operating Points

Run Stop

PIPESIM Close

APÉNDICE B

DATOS DE POZOS CANDIDATOS DEL CAMPO ANCÓN

Pozo	Zona	Sección	Cantón	Estado del Pozo	Coordenada X	Coordenada Y	Elevación	Sistema de Extracción	AÑO PERF	Potencial	Ciclo	BPPD	BPPD (FEBRERO 2020)	Profundidad (pies)	Formaciones Productoras	Petróleo Acumulado	Petróleo Acumulado (Mbls)	°API @ 60°F
ANC1297	SUR	68	Santa Elena	PRODUCTIVO	522670	9740095	133,33	BM	1960	7	5	1,40	1,51	3039	CPB/ST/AT	115899,59	115,90	35
ANC1260	SUR	68	Santa Elena	PRODUCTIVO	522521	9741874	126,4	SW	1958	6	6	1,00	0,9	4006	ST	43728,93	43,73	
ANC1275	SUR	68	Santa Elena	PRODUCTIVO	522580	9740982	119,55	BM	1959	5	5	1,00	0,84	3664	SO/ST	54559,35	54,56	35,2
ANC1972	SUR	68	Santa Elena	PRODUCTIVO	521690	9741061	48	SW	1966	4	4	1,00	0,84	3289	ST	81682,7	81,68	37,8
ANC1270	SUR	68	Santa Elena	PRODUCTIVO	522879	9742055	119,3	SW	1959	6	6	1,00	0,8	3740	ST	56888,47	56,89	35,3
ANC1993	SUR	68	Santa Elena	PRODUCTIVO	521980	9740293	110,4	SW	1967	5	5	1,00	0,73	3804	ST	118807,33	118,81	
ANC1269	SUR	68	Santa Elena	PRODUCTIVO	522184	9740729	133,23	SW	1959	4	5	0,80	0,7	3420	ST	169822,74	169,82	
ANC1255	CENTRAL	68	Santa Elena	PRODUCTIVO	522349	9743160	141,63	HL	1958	5	1 2	0,42	0,53	3419	ST	37136,23	37,14	
ANC1625	SUR	68	Santa Elena	PRODUCTIVO	523642	9742168	56,8	SW	1960	4	8	0,50	0,36	3500	ST	35202,35	35,20	34,6

ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO ANC1260

ANC1260 - PLUNGER LIFT											
INGRESOS											
AÑOS	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Prod. Prom BPPD	0	1,4853	1,45629209	1,42785071	1,39996478	1,37262347	1,34581613	1,31953234	1,29376188	1,26849471	1,24372101
Prod. Anual	0	542,1345	531,546613	521,165508	510,987145	501,007567	491,222889	481,629306	472,223085	463,000569	453,958167
USD/BDI	0	73,15	73,15	73,15	73,15	73,15	73,15	73,15	73,15	73,15	73,15
Ingresos año	0	39657,1387	38882,6348	38123,2569	37378,7097	36648,7035	35932,9543	35231,1837	34543,1187	33868,4916	33207,0399
EGRESOS											
Inversión inicial	101893										
Costos (USD/Año)											
Costos de Mantenimiento	0	6500	6500	6500	6500	6500	6500	6500	6500	6500	6500
Costo por barril	0	4364,18273	4278,95024	4195,38234	4113,44652	4033,11091	3954,34425	3877,11591	3801,39584	3727,15458	3654,36325
Costo regalías	0	6191,17599	6070,26232	5951,7101	5835,4732	5721,50641	5609,76539	5500,20667	5392,78764	5287,46649	5184,20227
Costo Comercialización	0	54,21345	53,1546613	52,1165508	51,0987145	50,1007567	49,1222889	48,1629306	47,2223085	46,3000569	45,3958167
Costo Total	0	17109,5722	16902,3672	16699,209	16500,0184	16304,7181	16113,2319	15925,4855	15741,4058	15560,9211	15383,9613
Flujo neto de caja	101893	-79345,4335	-57365,166	-35941,118	-15062,4268	5281,55863	25101,281	44406,9792	63208,6921	81516,2626	99339,3412

ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO ANC1270

ANC1270 - PLUNGER LIFT											
INGRESOS											
AÑOS	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Prod. Prom BPPD	0	1,45	1,4216815	1,39391606	1,36669288	1,34000137	1,31383114	1,28817202	1,26301402	1,23834736	1,21416243
Prod. Anual	0	529,25	518,913748	508,779362	498,842901	489,100499	479,548366	470,182787	461,000117	451,996785	443,169288
USD/BBI	0	73,15	73,15	73,15	73,15	73,15	73,15	73,15	73,15	73,15	73,15
Ingresos año	0	38714,6375	37958,5406	37217,2103	36490,3582	35777,7015	35078,963	34393,8709	33722,1586	33063,5648	32417,8334
EGRESOS											
Inversión inicial	101893										
Costos (USD/Año)											
Costos de Mantenimiento	0	6500	6500	6500	6500	6500	6500	6500	6500	6500	6500
Costo por barril	0	4260,4625	4177,25567	4095,67386	4015,68535	3937,25902	3860,36435	3784,97143	3711,05094	3638,57412	3567,51276
Costo regalías	0	6044,035	5925,995	5810,26031	5696,78593	5585,5277	5476,44235	5369,48743	5264,62134	5161,80328	5060,99326
Costo Comercialización	0	52,925	51,8913748	50,8779362	49,8842901	48,9100499	47,9548366	47,0182787	46,1000117	45,1996785	44,3169288
	0										
Costo Total	0	16857,4225	16655,142	16456,8121	16262,3556	16071,6968	15884,7615	15701,4771	15521,7723	15345,5771	15172,823
Flujo neto de caja	101893	-80035,785	-58732,3864	-37971,9882	-17743,9856	1962,01919	21156,2207	39848,6144	58049,0007	75766,9884	93011,9988

ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO ANC1275

ANC1275 - PLUNGER LIFT

INGRESOS

AÑOS	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Prod. Prom BPPD	0	1,5181	1,48845151	1,45938205	1,43088032	1,40293523	1,3755359	1,34867168	1,32233213	1,29650698	1,2711862
Prod. Anual	0	554,1065	543,2848	532,674448	522,271316	512,071357	502,070604	492,265165	482,651226	473,225048	463,982962
USD/BDI	0	73,15	73,15	73,15	73,15	73,15	73,15	73,15	73,15	73,15	73,15
Ingresos año	0	40532,8905	39741,2831	38965,1359	38204,1468	37458,0198	36726,4646	36009,1968	35305,9372	34616,4122	33940,3537

EGRESOS

Inversión inicial	101893										
Costos (USD/Año)											
Costos de Mantenimiento	0	6500	6500	6500	6500	6500	6500	6500	6500	6500	6500
Costo por barril	0	4460,55733	4373,44264	4288,02931	4204,28409	4122,17442	4041,66836	3962,73458	3885,34237	3809,46163	3735,06285
Costo regalías	0	6327,89623	6204,31242	6083,1422	5964,33843	5847,8549	5733,64629	5621,66818	5511,877	5404,23004	5298,68543
Costo Comercialización	0	55,41065	54,32848	53,2674448	52,2271316	51,2071357	50,2070604	49,2265165	48,2651226	47,3225048	46,3982962
	0										
Costo Total	0	17343,8642	17132,0835	16924,4389	16720,8497	16521,2365	16325,5217	16133,6293	15945,4845	15761,0142	15580,1466
Flujo neto de caja	-101893	-78703,9737	-56094,7741	-34054,0772	-12570,7801	8366,0032	28766,9461	48642,5137	68002,9663	86858,3644	105218,572

APÉNDICE C

DATOS PETROFÍSICOS DEL POZO ANC1260

DATOS ANC1260	
Sw (%)	64
Permeabilidad (md)	6
Porosidad (%)	11
Volumen roca (Acre/ft)	521,001
Bo	1,14
Qi (bbl/d)	1
TVD (ft)	4006
Uo (cp)	1,386
Area drenaje (Acres)	1,946
Rpozo(ft)	0,354
S	3,356
Factor de formacion	31,62
Espesor de formacion (ft)	121

DATOS PETROFÍSICOS DEL POZO ANC1270

DATOS DEL POZO ANC1270	
Sw (%)	64
Permeabilidad (md)	6
Porosidad (%)	11
Volumen roca (Acre/ft)	521,001
Bo	1,14
Qi (bbl/d)	1
TVD (ft)	3740
Uo (cp)	1,386
Area drenaje (Acres)	1,946
Rpozo(ft)	0,354
S	3,356
Factor de formacion	31,62
Espesor de formacion (ft)	121

DATOS PETROFÍSICOS DEL POZO ANC1260

DATOS DEL POZO ANC1275	
Re(ft)	50
Porosidad(%)	11,1
Soi (%)	36
Bo	1,12
POES (MMBL)	133,4
Area (Acres)	2
Factor de recobro (%)	9
Pb (psi)	750
Di	0,0434202
qi (bbl/d)	0,974344
T yaci(F)	100
uo (cp)	1,62
Pwf (psi)	450