

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

“Optimización de la producción mediante el cambio de la
completación del pozo SACHA 142”

PROYECTO INTEGRADOR

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentado por:

Ana Gissella Tapia Palomino

Juan Diego Chicaíza Coello

Director de proyecto integrador:

MSc. Fidel Chuchuca

Guayaquil–Ecuador

Año 2016

AGRADECIMIENTO

A Dios por sobre todas las cosas porque siempre hemos sentido su presencia en el desarrollo de nuestra carrera profesional.

A nuestro tutor MSc. Fidel Chuchuca por ser nuestra guía en el desarrollo del proyecto integrador.

A los Ingenieros Richard Landi y Fernando Sagnay por ser un apoyo fundamental en la elaboración de nuestro proyecto.

DEDICATORIA

Este logro se lo dedico a Dios por las bendiciones y las pruebas en el transcurso de mi vida personal y de formación profesional las que me han permitido crecer y lograr cada una de mis metas.

A mis padres Fidelina Palomino Morales y Hugo Tapia Sosa por enseñarme a trabajar por lo que quiero lograr y por motivarme con su ejemplo de trabajo y esfuerzo constante a ser una mejor persona cada día.

A mis hermanos Claudia Tapia Palomino y Luis Fernando Tapia Palomino por cuidarme en todo momento, ayudarme cuando más lo he necesitado y sobre todo ser mi apoyo lejos de casa.

A mis amigos que conocí al empezar este viaje que se llama universidad y a los que conocí al ver materias de la carrera: Mabel, Andrea, Braulio, Jorge, Steven, Irving, Alexander, Karla, Mónica, Edgar, Laurent y Juan, ellos son mi familia lejos de la familia, por los momentos compartidos, por las lecciones aprendidas y por el cariño mutuo.

Ana Tapia Palomino

DEDICATORIA

A Dios por brindarme la fuerza y salud para alcanzar este logro y culminar esta etapa de mi vida.

A mis padres Lcda. Patricia Coello y Lcdo. Juan Chicaíza quienes acertadamente me educaron e inculcaron valores para alcanzar el éxito en esta muy importante etapa de mi vida.

A mis hermanas Dra. Paola Chicaíza y Arq. María J. Chicaíza por aconsejarme en cada momento y otorgarme su apoyo en todo tiempo.

A mis amigos Johanna, Rebeca, Raquel, Andrea, Edgar, Mónica, Laurent, Anita, Kathy, Katherine, Carla, Kevin, Jessica, Walther, Jairo, Nicole, cuyos consejos y palabras de aliento no se hacían esperar.

Por todo eso y mucho más, a todos ustedes les dedico este logro. Muchas Gracias.

Juan Diego Chicaíza Coello

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

MSc. Fidel Vladimir Chuchuca Aguilar
DIRECTOR DE PROYECTO INTEGRADOR

MSc. Kenny Fernando Escobar Segovia
DOCENDE JURADO DE LA FACULTAD

DECLARACIÓN EXPRESA

La responsabilidad del contenido de este Proyecto de Grado, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL.

Ana Gissella Tapia Palomino

Juan Diego Chicaíza Coello

RESUMEN

El presente proyecto tiene como objetivo principal incrementar la producción del pozo SAC-142 mediante cambios en su completación.

En la completación inicial del pozo no se consideró que éste presentaba un GOR elevado, por lo que su tasa de producción fue casi nula después de un tiempo de haber estado produciendo. Con este antecedente se procede a realizar los estudios para la optimización del pozo.

En el capítulo I se realiza la descripción geológica y estratigráfica del campo Sacha y su ubicación.

En el capítulo II se presentan los tipos de levantamiento artificial, y se describe el bombeo mecánico, el cual es el sistema de levantamiento para el pozo en estudio. También se describen los diferentes tipos de bomba de subsuelo, separadores de gas y los tipos de completación de pozos.

En el capítulo III se analiza la completación del pozo y su historial de producción, además de la interpretación de los registros iniciales obtenidos del software TAM con el fin de establecer los pasos a seguir en la optimización.

Finalmente en el capítulo IV se lleva acabo el rediseño de la completación del pozo SAC-142, considerando el porcentaje de gas que produce. Se instala un separador de gas, se ubica la entrada de la bomba por debajo de las perforaciones y se implementa una válvula contrapresión en superficie.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	IX
ÍNDICE GENERAL.....	XI
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XVII
ÍNDICE DE TABLAS	XIX
INTRODUCCIÓN	XX
CAPÍTULO 1	1
1. GENERALIDADES	1
1.1 Planteamiento del problema.....	1
1.2 Justificación.....	2
1.3 Objetivos.....	2
1.3.1 Objetivo General	2
1.3.2 Objetivos Específicos	2
1.4 Generalidades del Área de Estudio.....	3
1.4.1 Campo Sacha.....	3
1.4.1.1 Ubicación Geográfica del Campo Sacha.....	3
1.4.1.2 Breve Reseña Histórica del Campo Sacha	4
1.4.2. Estado Actual del Pozo	5
1.4.2.1 Pozo SAC 142.....	5
1.4.2.2 Estratigrafía del pozo SAC-142.....	6
1.4.2.2.1 Formación Hollín.....	7
1.4.2.2.2 Formación Napo	8
1.4.2.2.3 Formación Tena.....	9
CAPÍTULO 2	11
2. MARCO TEÓRICO	11
2.1 Levantamiento artificial.....	11
2.1.1 Tipos de levantamiento artificial	11

2.1.1.1 Bombeo electrosomergible (BES)	12
2.1.1.2 Bombeo de cavidad progresiva (BCP)	12
2.1.1.3 Bombeo hidráulico (BH)	13
2.1.1.4 Bombeo mecánico (BM)	13
2.2 Generalidades del bombeo mecánico.....	14
2.2.1 Ciclo de bombeo	14
2.2.2 Ventajas	15
2.2.3 Desventajas.....	16
2.3 Componentes del bombeo mecánico.....	16
2.3.1 Equipos de superficie	16
2.3.1.1 Motor	17
2.3.1.2 Caja reductora.....	17
2.3.1.3 Unidad de bombeo	18
2.3.1.3.1 Partes de la unidad de bombeo	19
2.3.1.3.1.1 Manivela.....	19
2.3.1.3.1.2 Brazos	19
2.3.1.3.1.3 Viga Viajera.....	20
2.3.1.3.1.4 Guaya.....	20
2.3.1.3.1.5 Pesas	20
2.3.1.3.1.6 Barra Lisa o Barra Pulida	20
2.3.1.3.1.7 Prensa Estopa o Caja de Empaques	21
2.3.1.3.1.8 Líneas de flujo.....	21
2.3.1.3.1.9 Grampa	21
2.3.1.3.1.10 Brida.....	22
2.3.1.3.2 Tipos de unidades de bombeo.....	22
2.3.1.3.2.1 Unidades convencionales o clase I	22
2.3.1.3.2.2 Geometría avanzada o clase III	23
2.3.1.3.3 Nomenclatura API de unidades de bombeo	26

2.3.1.4 Válvula de Contrapresión	27
2.3.1.4.1 Características principales	27
2.3.2 Equipos de fondo	29
2.3.2.1 Varillas	29
2.3.2.2 Bombas de subsuelo.....	29
2.3.2.2.1 Tipos de bombas de subsuelo	30
2.3.2.2.1.1 Bombas de tubería (T)	30
2.3.2.2.1.2 Bombas insertadas (R).....	31
2.3.2.2.2 Clasificación API de las bombas.....	31
2.3.2.2.2.1 Bombas TH y TP	31
2.3.2.2.2.2 Bombas RHA, RWA, RSA.....	32
2.3.2.2.2.3 Bombas RHB, RWB, RSB.....	32
2.3.2.2.2.4 Bombas RHT, RWT, RST	32
2.3.2.2.3 Designación API de bombas.....	33
2.3.2.2.1 Sistema de anclaje	33
2.3.2.3 Separadores de gas de fondo	34
2.3.2.3.1 Separador tipo Niple Perforado	34
2.4 Completación de pozos.....	35
2.4.1 Tipos de completaciones de acuerdo a las características del pozo ..	35
2.4.1.1 Completación a hueco abierto.....	35
2.4.1.2 Completación con tubería ranurada	36
2.4.1.3 Completación con tubería de revestimiento cañoneada.....	37
CAPÍTULO 3	39
3. ANÁLISIS DE LA COMPLETACIÓN PREVIO A LA OPTIMIZACIÓN.....	39
3.1 Historial de Producción del Pozo.....	39
3.1.1 Completación Inicial del Pozo sac-142.....	39
3.1.2 Historial de Producción del Pozo.....	41
3.2 Interpretación de registros obtenidos en el software TAM.....	42

3.2.1 Cartas Dinagráficas	43
3.2.2 Nivel de fluido	45
3.2.3 Presión dentro del barril de la bomba.....	46
CAPÍTULO 4	49
4 REDISEÑO DE LA COMPLETACIÓN DEL POZO SAC-142.....	49
4.1 Instalación de un separador de gas.....	50
4.2 Ubicación de la bomba por debajo de las perforaciones.....	52
4.3 Implementación de válvula contrapresión.....	54
4.4 Completación final del pozo.....	54
4.5 Análisis de la completación luego de la optimización.....	56
4.5.1 Carta dinagráfica	56
4.6.2 Nivel del fluido	57
4.6.3 Presión dentro del barril de la bomba.....	58
4.6.3 Análisis de resultados de la optimización del pozo Sac-142	60
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	61
CONCLUSIONES.....	61
RECOMENDACIONES.....	63
ANEXO	64
BIBLIOGRAFÍA	66

ABREVIATURAS

API	American Petroleum Institute
BAPD	Barriles de agua por día
BCP	Bombeo cavidades progresivas
BES	Bombeo electrosumergible
BFPD	Barriles de fluido por día
BH	Bombeo hidráulico
BM	Bombeo mecánico
BPPD	Barriles de petróleo por día
BSW	Basic sediment and water
EPT	Recorrido real del pistón
ft	pies
GOR	Relación gas petróleo
HP	Caballos de fuerza
HS	Hollín superior
in	pulgadas
LBS	Libras
MPRL	Carga máxima en la barra pulida
MPT	Recorrido máximo del pistón
Pb	Presión de burbuja

PPRL	Carga mínima en la barra pulida
PSI	Libra por pulgada cuadrada
PSIG	Libra por pulgada cuadrada – gas
Pwf	Presión fluyente del pozo.
SCF	Pies cúbicos estándar
SPM	Emboladas por minuto
STB	Barriles de petróleo en superficie
TP	Tubería de producción
TR	Tubería de revestimiento
TVD	Profundidad vertical total
μo	Viscosidad del petróleo

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Ubicación Campo Sacha	4
Figura 1.2 Ubicación geográfica del pozo SAC 142.....	6
Figura 1.3 Columna estratigráfica del pozo SAC 142	7
Figura 2.1 Tipos de levantamiento artificial.....	14
Figura 2.2 Ciclo de bombeo	15
Figura 2.3 Motor.....	17
Figura 2.4 Caja reductora doble.....	18
Figura 2.5 Equipos de superficie de un bombeo mecánico	19
Figura 2.6 Ubicación del pivote en la Unidad convencional o Clase I.....	23
Figura 2.7 Ubicación del pivote en la unidad de bombeo clase III	24
Figura 2.8 Diagrama de la Unidad de bombeo balanceada por aire.....	25
Figura 2.9 Diagrama de la unidad de bombeo Lufkin Mark II	26
Figura 2.10 Designación API de la bomba.....	33
Figura 2.11 Separador tipo niple perforado	34
Figura 2.12 Completación a hueco abierto	36
Figura 2.13 Completación con tubería ranurada.....	37
Figura 2.14 Completación con tubería de revestimiento cañoneada	38
Figura 3.1 Diagrama mecánico de la completación del pozo Sac-142	40
Figura 3.2 Producción de fluido diario y corte de agua en función del tiempo del pozo SAC 142.....	41
Figura 3.3 Gráfico de producción de petróleo en función del tiempo del pozo SAC-142	42
Figura 3.4 Carta dinográfica tomada antes de la optimización de SAC-142.....	44
Figura 3.5 Carta dinográfica tomada antes de la optimización	45
Figura 3.6 Nivel de fluido del pozo SAC-142	46
Figura 3.7 Registro de la presión dentro de la cámara antes de la optimización.....	48
Figura 4.1 Separador tipo niple perforado	50
Figura 4.2 Dimensiones del separador de gas.....	51
Figura 4.3 Esquema de la profundidad de la bomba en presencia de altas tasas de gas	53
Figura 4.4 Válvula contrapresión	54
Figura 4.5 Completación final del pozo SAC 142.....	55
Figura 4.6 Carta dinográfica del pozo sac-142 tomada luego de la optimización	56
Figura 4.7 Nivel del fluido del pozo Sac-142 luego de la optimización	57

Figura 4.8 Registro de la presión dentro de la cámara después de la optimización 58

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla I	Parámetros para el dimensionamiento del separador	51
Tabla II	Comparación de las condiciones antes y después de la optimización .	60

INTRODUCCIÓN

Uno de los sistemas de levantamiento artificial empleado para extraer el crudo que se encuentra en el yacimiento es el bombeo mecánico, se aplica cuando la energía natural del yacimiento no es la suficiente para levantar el fluido hasta superficie. Su función es producir fluidos mediante un movimiento reciprocante originado en superficie que se transmite por medio de la sarta de varillas de la bomba.

En relación con el Bombeo Mecánico, (Miranda, 2015) menciona que nació prácticamente a la par de la industria petrolera. En aquel tiempo, era sencillo adaptar los equipos de perforación empleados, para que éstos sean capaces de accionar una bomba de fondo.

La introducción de este sistema en el mercado ecuatoriano, se da en los años 60, en el campo Ancón. Posteriormente se dio el inicio de optimización con Bombeo Mecánico en el oriente ecuatoriano logrando alcanzar nuevos retos. En la actualidad 429 pozos funcionan con Bombeo Mecánico, de los cuales 349 están ubicados en los campos Ancón, Pacoa y 80 en el Oriente (Hinojosa, 2015).

El desarrollo y la producción de un pozo representan la base fundamental de la economía de un país petrolero. El adecuado diseño de la completación tiene un gran impacto en el desempeño productivo y en el costo de una operación petrolera.

El presente proyecto se enfoca en optimizar el diseño de la completación del pozo Sacha 142. Para ello se utilizarán como herramientas los softwares TAM (Total Asset Monitor) y Gas Separator Simulator.

CAPÍTULO 1

1. GENERALIDADES

1.1 Planteamiento del problema

Uno de los ingresos económicos que percibe el país proviene de la producción del petróleo, siendo importante su máxima recuperación mediante el diseño adecuado del sistema de levantamiento y su completación de acuerdo a las características petrofísicas y el comportamiento del yacimiento.

El pozo SAC-142 perforado verticalmente se encuentra ubicado al sur del campo Sacha. En el 2014 presentó un decaimiento en su producción, la misma que es objeto de estudio en este proyecto. Se pretende realizar un análisis empleando softwares que permitan realizar su optimización.

1.2 Justificación

Este proyecto es un aporte para la comunidad petrolera y la industria en general, ya que el pozo SAC-142 presenta un problema muy común en la vida diaria de operaciones petroleras, situación que representa un reto constante y que amerita un estudio para poder optimizar la extracción del crudo, el tiempo de trabajo y eficiencia energética.

Por tal motivo, en este trabajo se ha propuesto analizar la completación del pozo para establecer la causa del decaimiento de la producción y posterior a ello realizar la optimización de la completación.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

- Optimizar la completación del pozo SAC-142 para incrementar su producción mediante el uso de softwares.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Analizar la completación inicial del pozo Sacha 142 para determinar la causa de la caída de la producción.

- Examinar los registros obtenidos en el software TAM para evaluar cualitativamente la sumergencia de la bomba.
- Examinar los registros obtenidos en el software TAM para determinar la eficiencia de llenado de la bomba antes y después de la optimización.
- Rediseñar la completación del pozo SAC-142 para incrementar su producción.

1.4 Generalidades del Área de Estudio

1.4.1 Campo Sacha

1.4.1.1 Ubicación Geográfica del Campo Sacha

El campo Sacha se encuentra localizado en la provincia de Orellana, en la parte central y en el eje de la subcuenca del Napo, formando parte del tren de estructuras orientadas en sentido Norte-Sur. Sus coordenadas son: 00°11'00" y 00° 24' 30" Latitud sur y 76°49'40" a 76° 54' 16" Longitud Oeste a unos 50 km al sur de Lago Agrio. Limitado al norte por la estructura Palo Rojo, Eno, Ron y Vista, al sur por los campos Yulebra y Culebra, al este por los campos Shushufindi-Aguarico, Limoncocha, Pacay y MDC, y al oeste por los campos Pucuna, Paraíso y Huachito (Rivadeneira & Guerra Badillo, Repositorio digital UCE, 2016).

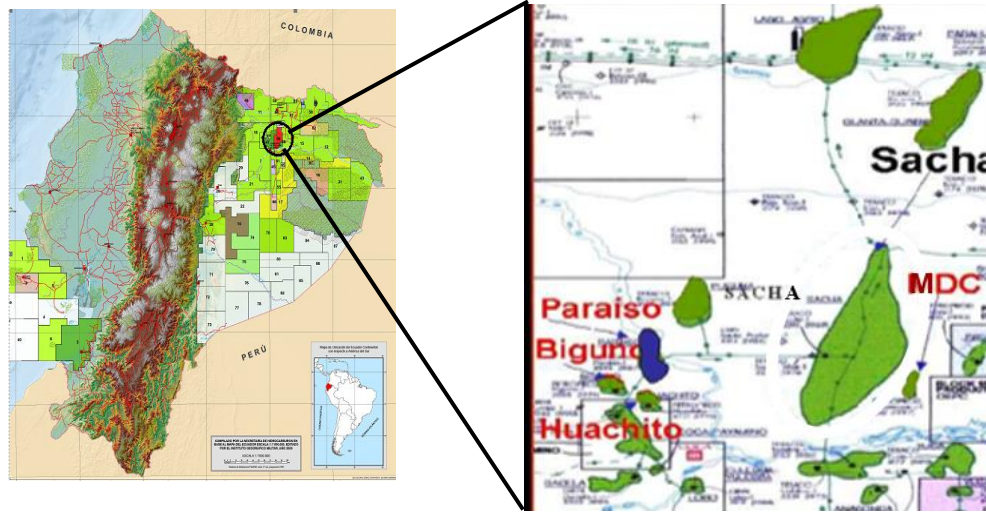


Figura 1.1 Ubicación Campo Sacha
Fuente: Agencia Reguladora de Control Hidrocarburífero

1.4.1.2 Breve Reseña Histórica del Campo Sacha

El 21 de enero de 1969 se realizó la primera perforación de un pozo exploratorio en el campo Sacha, siendo completado el 25 de febrero del mismo año.

Operada en sus inicios por el consorcio Texaco- Gulf, el pozo exploratorio Sacha 1 alcanza una profundidad de 10160 ft e inicia la explotación del campo con una prueba de producción de 1328 BPPD, con 30 API y un BSW de 0.1% en la formación Hollín.

El campo inició su producción el 6 de julio de 1972 con una tasa promedio de 29269 BPPD y en noviembre del mismo año su producción se incrementó significativamente a 117591 BPPD.

La producción se mantuvo sobre los 60000 BPPD hasta el año 1994, en la actualidad con la aplicación de nuevos métodos para la explotación de crudo, su producción está sobre los 72500 BPPD (Cedeño E. S., 2013).

1.4.2. Estado Actual del Pozo

1.4.2.1 Pozo SAC 142

El pozo Sacha 142 se encuentra ubicado estructuralmente en la parte sur del campo Sacha. Su completación y pruebas iniciales fueron en la arenisca U inferior el 25 de julio de 1995 con una producción de 167 BFPD (159 BPPD, 8 BAPD, 4.7 % BSW y 27.8 °API). Actualmente el pozo ha sido intervenido a causa de la caída drástica en su producción, empleando un equipo de Bombeo Mecánico con las siguientes características: una bomba mecánica con ancla insertable 30-175-RHBC-34-5, 150 HP.

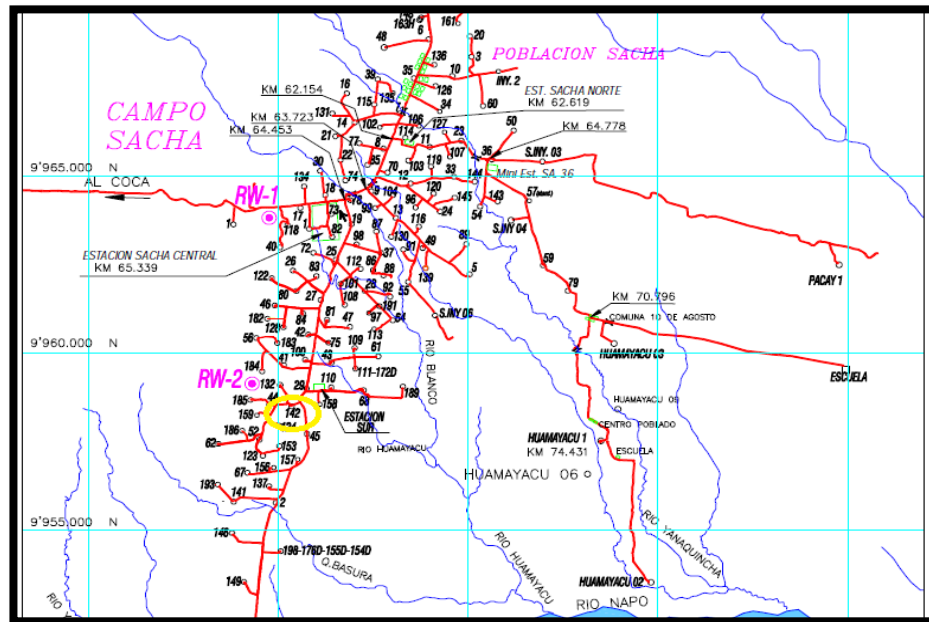


Figura 1.2 Ubicación geográfica del pozo SAC 142

Fuente: Petroproducción Dpto. Ing. Civil

1.4.2.2 Estratigrafía del pozo SAC-142

Las arenas de interés petrolíferos del campo Sacha son: U inferior, U superior, T superior, T inferior, Hollín superior, Hollín inferior y Basal Tena. Sin embargo la arena productora del pozo SAC-142 es la U inferior.

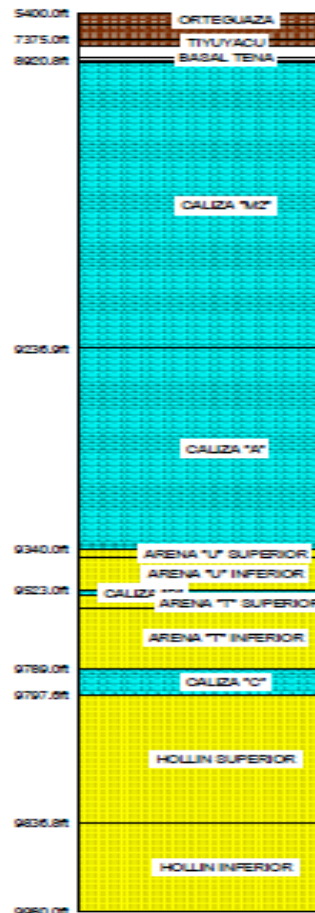


Figura 1.3 Columna estratigráfica del pozo SAC 142
Fuente: Río Napo

1.4.2.2.1 Formación Hollín

Según expresa (Hoffstetter & Bristow, 1997)

Reservorio hollín inferior

El posible ambiente de depósito para este yacimiento es del tipo fluvial. Formada por una arenisca blanca cuarzosa, consolidada, de gran medio a grueso, matriz

y cemento silicio, inclusiones locales de carbón, ámbar, caolín y con ocasionales intercalaciones de niveles limosos y arcillosos.

Reservorio hollín superior

“Es una arenisca cuarzosa-glauconítica, calcárea, de grano fino a muy fino, tiene interestratificaciones de lutitas negras, ligeramente calcáreas. Usualmente unos pocos estratos delgados de color marrón brillante, denso, calizas y limos calcáreos están presentes, matriz arcillosa, cemento silicio con inclusiones de glauconita y dorita. El posible ambiente de depósito es del tipo estuario dominado por mareas”.

1.4.2.2.2 Formación Napo

Según (Rivadeneira, Repositorio digital, 2016)

Reservorio napo T inferior

Es una arenisca cuarzosa, café clara, con cemento silicio, de grano medio a fino, localmente grano grueso, con buena saturación de hidrocarburos.

Reservorio napo T superior

Es una arenisca cuarzosa, gris, translúcida, grano muy fino a fino, cemento calcáreo, inclusiones de glauconita y manchas de hidrocarburo café oscuro.

Reservorio napo U inferior

Está constituida por una arenisca cuarzosa, de color marrón o café clara, de grano fino a muy fino, selección regular, con cemento silícico. Dispone de una buena saturación de hidrocarburos, fluorescencia amarillo-blanquecina.

Reservorio napo U superior

Constituida de una arenisca cuarzosa, blanca translúcida, transparente, de grano fino a muy fino, cemento silicio, inclusiones de glauconita y pirita.

1.4.2.2.3 Formación Tena

Reservorio Basal Tena

Está compuesta por una arenisca cuarzosa, sub-transparente a sub-translúcida, moderadamente consolidada, sub-angular a sub-redondeada, selección moderada, matriz arcillosa, grano medio a fino, contiene arcillas incrustadas, mayormente rojas o marrones, siendo este color rojo acentuado en superficie,

pero en profundidad son grises y verdosos (Zapata & Cevallos Miranda, 2012, pág. 13).

CAPÍTULO 2

2. MARCO TEÓRICO

2.1 Levantamiento artificial

Sistema de producción que surge ante la necesidad de extraer fluidos del yacimiento mediante la aplicación de fuerzas o energías ajenas al pozo.

2.1.1 Tipos de levantamiento artificial

En formaciones que no cuentan con la energía suficiente para llevar el fluido desde el reservorio a superficie, se emplean los siguientes sistemas de levantamiento artificial:

- Bombeo Electrosumergible (BES)
- Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP)
- Bombeo Hidráulico (BH)
- Bombeo Mecánico (BM)

2.1.1.1 Bombeo electrosumergible (BES)

El bombeo electrosumergible extrae el fluido desde la formación hasta la superficie accionando por energía eléctrica la rotación de una bomba centrífuga de múltiples etapas sumergida en el pozo. Es uno de los métodos más utilizados en la industria petrolera en la actualidad debido a que es efectivo y económico para producir considerables cantidades de flujo a grandes profundidades. La desventaja de este sistema es que su costo inicial es alto y los fluidos con arena son difícil de manejar (Madrid, 2012).

2.1.1.2 Bombeo de cavidad progresiva (BCP)

El bombeo de cavidad progresiva consiste en una bomba de desplazamiento positivo ajustada de forma espiral cuyas partes más importantes son un rotor metálico y un estator cuyo material es elastómero (goma o caucho). Su funcionamiento consiste en desplazar el crudo en forma continua entre los filamentos de tornillo del rotor, esto se logra mediante el movimiento rotacional que transmite el motor a la sarta de varillas, este movimiento hace girar al rotor, formando cavidades progresivas ascendentes para finalmente llevar el crudo a superficie por efecto del rotor que gira dentro del estator fijo (Madriral, 2012).

2.1.1.3 Bombeo hidráulico (BH)

El bombeo hidráulico consiste en inyectar desde la superficie un fluido a altas presiones para accionar el pistón motor de la unidad de subsuelo en el fondo del pozo. El pistón motor está mecánicamente ligado a otro pistón que se encarga de bombear el aceite producido por la formación. Los fluidos de potencia más utilizados son agua y crudos livianos que pueden provenir del mismo pozo. El principio en el que se basa el bombeo hidráulico es la aplicación de presión sobre la superficie de un fluido, este se transmite con igual intensidad en todas las direcciones (Madrigal, 2012).

2.1.1.4 Bombeo mecánico (BM)

El bombeo mecánico es uno de los métodos de producción más antiguo y más utilizado a nivel mundial en la industria petrolera, consiste en transmitir el movimiento de oscilación vertical de varillas accionado por un dispositivo motriz, a una bomba de subsuelo de desplazamiento positivo.

Su instalación es simple y fácil de operar, además su costo en mantenimiento es bajo. Se encuentra limitado por la profundidad del pozo, principalmente debido a la resistencia de las varillas. Además se ve afectado por la presencia de gas y por la desviación del pozo (Miranda, 2015).

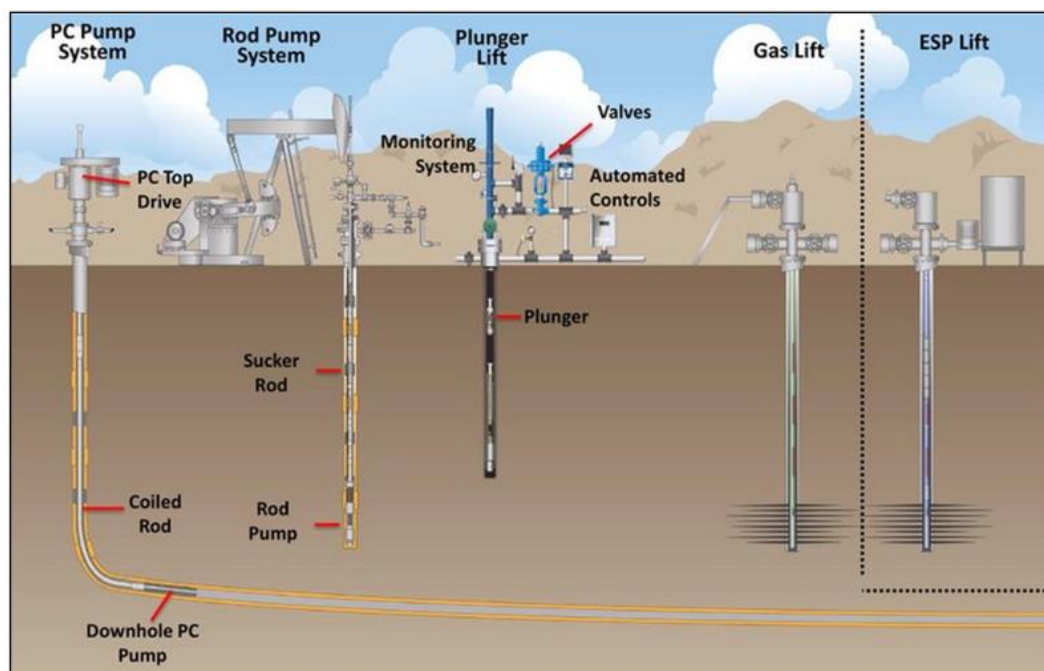


Figura 2.1 Tipos de levantamiento artificial
Fuente: "Bombeo Mecánico en Ecuador", Riland-CO

2.2 Generalidades del bombeo mecánico

2.2.1 Ciclo de bombeo

Al inicio de la carrera ascendente, la válvula viajera se cierra debido a la presión hidrostática en el tubing. El líquido contenido en el tubing sobre la válvula viajera es desplazado hacia arriba debido a la acción del pistón. Al mismo tiempo se crea una caída de presión en el espacio entre la válvula fija y la válvula viajera, lo que causa que la válvula estática se abra y permita el flujo de fluido del yacimiento. El desplazamiento de la columna de líquido por encima de la válvula viajera y el llenado del barril con líquido proveniente del yacimiento continúa hasta

el final de la carrera ascendente. El sistema de varillas soporta el peso de toda la columna de líquido que está desplazando el pistón, lo que ocasiona que las varillas se estiren. Una vez que se llega al punto máximo de la carrera ascendente, comienza el movimiento descendente. Mientras el pistón desciende, la válvula viajera está abierta permitiendo el paso del fluido contenido en el barril, mientras que la válvula fija está cerrada, el movimiento continúa hasta el punto más bajo de la carrera descendente donde el ciclo comienza una vez más (Miranda, 2015).

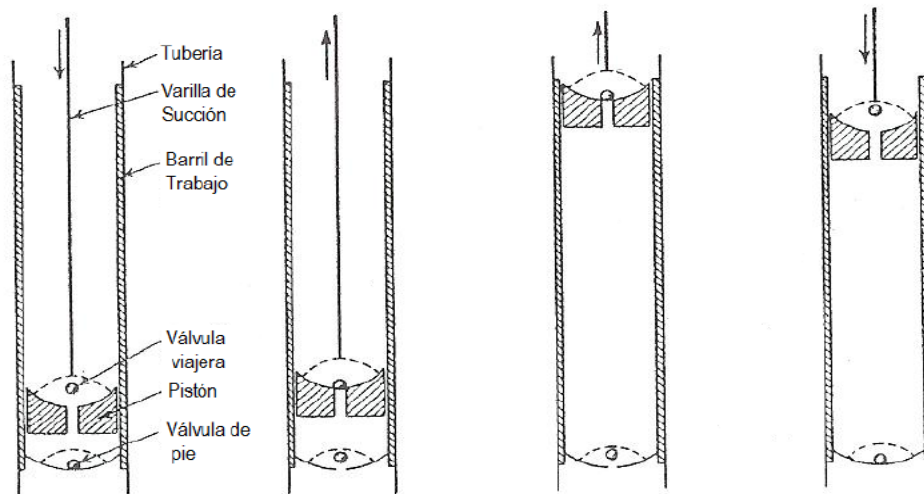


Figura 2.2 Ciclo de bombeo

Fuente: "APLICACIÓN DE TECNOLOGÍAS NO CONVENCIONALES DE BOMBEO MECÁNICO EN MÉXICO"

2.2.2 Ventajas

- Instalación simple.
- Fácil de operar.

- Bajo costo de mantenimiento.
- Puede levantar petróleo con altas viscosidades y temperaturas
- Amplio rango de tasas de producción.
- Bajo condiciones operacionales promedio puede ser usado hasta el abandono del pozo.

2.2.3 Desventajas

- Limitado por la profundidad del pozo, principalmente debido a la resistencia de las varillas.
- Afectado por la presencia de gas
- Afectado por la desviación del pozo
- La unidad de bombeo en superficie ocupa un gran espacio.

2.3 Componentes del bombeo mecánico

El sistema se divide en dos partes fundamentales:

- Equipos de Superficie
- Equipos de fondo

2.3.1 Equipos de superficie

Según (Miranda, 2015)

2.3.1.1 Motor

Es el elemento que tiene como función proveer de energía a la unidad bombeo para levantar el fluido del pozo a superficie mediante un movimiento rotacional de alta frecuencia y bajo torque. Los motores pueden ser accionados por electricidad o combustión interna.



Figura 2.3 Motor

Fuente: "Bombeo Mecánico en Ecuador", Riland-CO

2.3.1.2 Caja reductora

Componente que recibe el movimiento del motor transmitido mediante una banda y es el encargado de reducir la velocidad de rotación del eje de entrada a la velocidad requerida en el eje de salida y aumentar el torque. Las cajas reductoras pueden emplear cadenas o engranajes.



Figura 2.4 Caja reductora doble
Fuente: "Bombeo Mecánico en Ecuador", Riland-CO

2.3.1.3 Unidad de bombeo

Es el equipo que se encarga de transmitir la energía del motor a la bomba del subsuelo por medio del movimiento recíprocante de la sarta de varillas. Por lo general se suele usar un balancín. Las unidades convencionales presentan longitudes de carrera de 12 a 200 in.

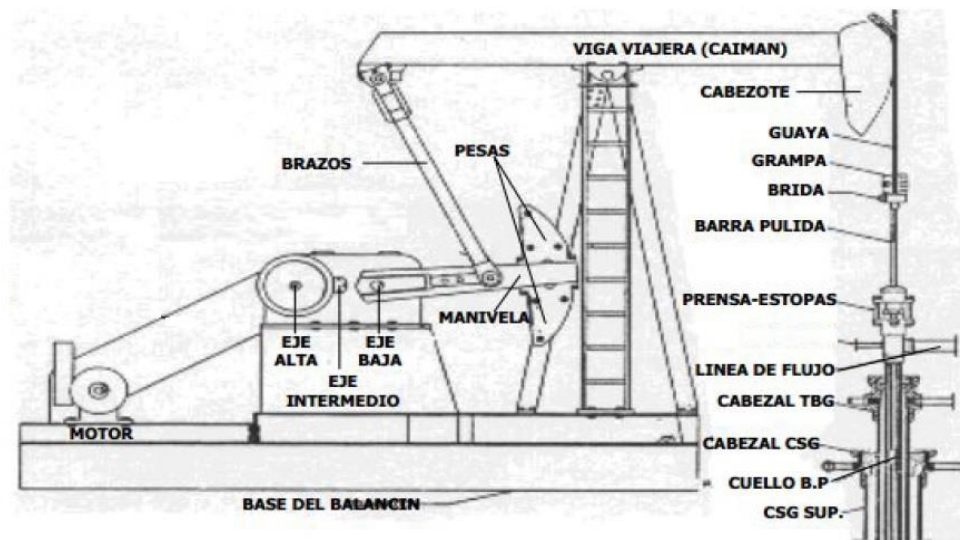


Figura 2.5 Equipos de superficie de un bombeo mecánico
Fuente: "Bombeo Mecánico Producción 3"

2.3.1.3.1 Partes de la unidad de bombeo

2.3.1.3.1.1 Manivela

Herramienta que recibe el movimiento rotacional de la caja reductora.

2.3.1.3.1.2 Brazos

Componente que transforma el movimiento rotacional que recibe de la manivela y lo convierte en movimiento en movimiento oscilante.

2.3.1.3.1.3 Viga Viajera

Soporta los esfuerzos de flexión que se generan en sus extremos.

2.3.1.3.1.4 Guaya

Permite transmitir el movimiento vertical a la barra pulida.

2.3.1.3.1.5 Pesas

Su finalidad es la de almacenar energía durante la carrera descendente para suministrarla durante la carrera ascendente y de esta manera balancear las cargas en la caja reductora y motor. Una unidad correctamente contrabalanceada tiene un torque máximo igual en el recorrido ascendente y descendente.

2.3.1.3.1.6 Barra Lisa o Barra Pulida

Es la barra que se conecta con la parte superior de la sarta de varillas, es de acero sólido y su superficie es lisa. Se mueve dentro del cabezal de la tubería de producción, soporta las cargas más altas de bombeo y sirve como sello para evitar fuga de los fluidos del pozo.

2.3.1.3.1.7 Prensa Estopa o Caja de Empaques

Su función es prevenir que el fluido producido fugue alrededor de la barra lisa. Por lo general se auto lubrica con el mismo fluido pero existen casos donde hay que usar un lubricador para evitar daños en la barra y a los empaques por sobre calentamiento.

Las empaaduras son ajustadas para prevenir fugas en el cabezal, pero si se aprietan demasiado podrían incrementar la pérdida de potencia en la barra.

2.3.1.3.1.8 Líneas de flujo

Son aquellas tuberías conectadas al cabezal del pozo que transportan el crudo hasta un separador o hasta el múltiple de producción de la respectiva estación de flujo. Altas presiones en las líneas de flujo pueden provocar elevadas cargas en la barra lisa y por ende la eficiencia del sistema disminuye.

2.3.1.3.1.9 Grampa

Es un dispositivo de seguridad que conecta el cable colgador con la barra pulida para soportar el peso del fluido y de la sarta de varillas.

2.3.1.3.1.10 Brida

Es un elemento que consta de una circunferencia de agujeros por lo cual se colocan pernos de unión, para de esta manera unir dos partes que conforman la instalación del balancín, ya sean tuberías, válvulas, entre otros.

2.3.1.3.2 Tipos de unidades de bombeo

Las unidades de bombeo han sido organizadas de acuerdo a como se realiza el contra balance de peso. Por lo tanto se clasifican en:

- Unidades Convencionales o Clase I
- Geometría Avanzada o Clase III

2.3.1.3.2.1 Unidades convencionales o clase I

Como se observa en la figura 2.6 el pivote se encuentra entre el cabezote y el extremo del brazo que conecta a la viga viajera, lo que hace que se hale a la barra pulida. Este modelo es el más antiguo dentro de la industria y la rotación puede ser en ambas direcciones.

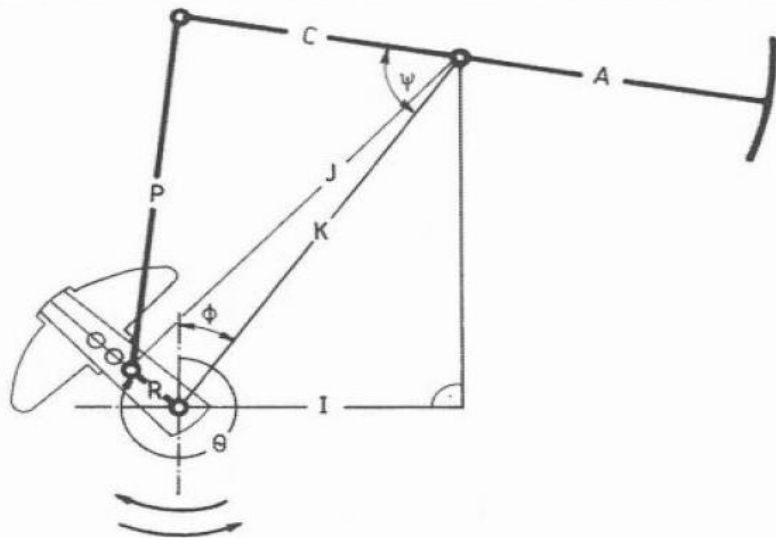


Figura 2.6 Ubicación del pivote en la Unidad convencional o Clase I
Fuente: Bombeo Mecánico, MSc. Francisco Miranda

2.3.1.3.2 Geometría avanzada o clase III

En las unidades de clase III, el extremo del brazo que conecta a la viga viajera se encuentra entre el pivote y el cabezote como se muestra en la figura 2.7. En este tipo de unidades se “empuja” a la barra pulida.

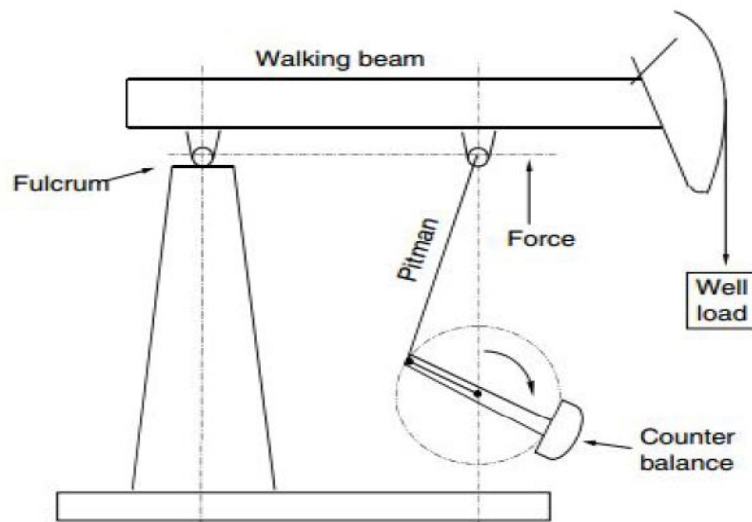


Figura 2.7 Ubicación del pivote en la unidad de bombeo clase III
Fuente: Bombeo Mecánico, MSc. Francisco Miranda

Este modelo tiene dos variantes:

- Unidad Balanceada por aire
- Lufkin Mar II o Unitorque

2.3.1.3.2.1 Unidad balanceada por aire

Esta unidad usa la presión dentro de un cilindro para generar el contrapeso requerido. El cilindro puede ser presurizado mediante compresores o cilindros de aire a alta presión como se muestra en la figura 2.8.

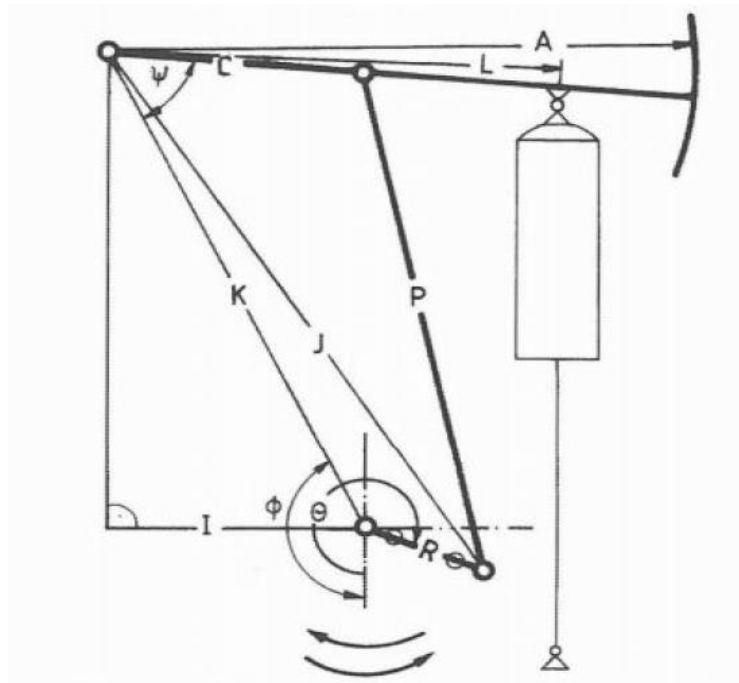


Figura 2.8 Diagrama de la Unidad de bombeo balanceada por aire

Fuente: Bombeo Mecánico, MSc. Francisco Miranda

Requieren un mayor mantenimiento pero eliminan el peligro de manipular piezas muy pesadas al balancearlos, en promedio pesan 40% menos que una unidad convencional. Son preferidas para uso off-shore. La rotación de la manivela puede ser en ambas direcciones.

2.3.1.3.2.2 Lufkin mark II o Unitorque

Su diseño permite una carrera ascendente más rápida, a aceleración más baja donde la carga es más alta, lo cual resulta en menores

B: Unidad Convencional Balanceada en la viga viajera.

A: Unidad Clase III, balanceada con aire.

M: Unidad Mark II.

R: Unidad Rotaflex

Segundo grupo: Es el torque máximo de la caja reductora en miles de libras por pulgadas y una letra indicando el número de reducción, por lo general es “D” que significa “reducción doble”.

Tercer grupo: Es la máxima carga en la barra pulida, en cientos de libras.

Cuarto grupo: Es la máxima carrera de la barra pulida por stroke, en pulgadas.

2.3.1.4 Válvula de Contrapresión

Está diseñada para lograr la máxima eficiencia de bombeo en pozos con liberación importante de gas manteniendo la presión constante en el tubing para que el gas permanezca en solución, permitiendo así el buen funcionamiento de la bomba y evitando la deposición de parafinas (Weatherford, 2010).

2.3.1.4.1 Características principales

- Minimiza el bloqueo por gas.

- Evita la deposición de parafinas en la tubería de producción debido al mantenimiento de una presión estable que evita la liberación de gas.
- Garantiza la tubería llena de fluido de producción sin gas libre, por lo que asegura la lubricación del vástago, con el consiguiente ahorro de empaquetaduras de prensa estopa.
- Utiliza la fuerza de un resorte sobre la bola para mantener la contrapresión deseada.
- Tiene un orificio roscado, con tapón de $\frac{1}{4}$ ", para el montaje de un manómetro.
- Se repara sin ser removida de la línea.
- Puede utilizarse en pozos surgentes y con bombeo.
- Normalmente se suministra en acero al carbono con bola y asiento de acero inoxidable, y en acero inoxidable 316, con bola de nitruro de silicio y asiento de carburo de tungsteno. A solicitud, se puede

entregar con otro conjunto de bola y asiento, ya que utiliza el conjunto V11-175 de una bomba de subsuelo.

2.3.2 Equipos de fondo

2.3.2.1 Varillas

Elementos esenciales del sistema que se usan como enlaces entre la unidad de bombeo en superficie y la bomba de subsuelo, su función principal es transmitir el movimiento oscilatorio de la barra pulida a la bomba. La sarta de varillas está compuesta de varillas conectadas entre sí, que pueden ser de acero o de fibra de vidrio, aunque en algunos casos, la combinación de éstas resulta útil para pozos con problemas de corrosión o para reducir cargas en la unidad de bombeo (Miranda, 2015).

2.3.2.2 Bombas de subsuelo

Son bombas de desplazamiento positivo que tiene como función trasladar los fluidos del yacimiento desde el fondo del pozo hasta la superficie por el interior de la tubería de producción. Y están formadas por:

- Un barril o cámara.
- Un pistón o émbolo.
- Una válvula viajera contenida en el pistón.

- Una válvula fija contenida en el sistema de anclaje.
- Un sistema de anclaje.

La válvula que está fija al cilindro (barril) actúa como una válvula de succión y se la conoce como válvula fija. La otra válvula se ubica en el pistón, actúa como válvula de descarga y se la conoce como válvula viajera. Ambas válvulas operan como válvulas check (dejan pasar el fluido en un solo sentido) (Marttelo, 2010).

2.3.2.2.1 Tipos de bombas de subsuelo

2.3.2.2.1.1 Bombas de tubería (T)

- El barril forma parte de la tubería de producción.
- El pistón, válvula viajera y la válvula fija se bajan una vez que se tiene el barril instalado.
- Mayor diámetro de barril.
- Para darle mantenimiento se necesita sacar toda la tubería.
- Maneja mayor caudal de líquido que una bomba insertada.
- Menor eficiencia cuando hay presencia de gas.

2.3.2.2.1.2 Bombas insertadas (R)

- Todos los componentes se encuentran en un solo ensamblaje.
- Sólo se necesita disponer de un anclaje en el tubing para alojar la bomba.

2.3.2.2.2 Clasificación API de las bombas

De acuerdo a las normas API la nomenclatura de las bombas de subsuelo es:

Por lo tanto su clasificación es:

- Bombas TH y TP
- Bombas RHA, RWA, RSA
- Bombas RHB, RWB, RSB
- Bombas RHT, RWT, RST

2.3.2.2.2.1 Bombas TH y TP

Bombas de tubería con una gran capacidad de bombeo debido a mayor diámetro de barril ($\frac{1}{4}$ "). Su diseño es más robusto, el barril soporta más carga; sin embargo, la profundidad es limitada. Puede producir fluidos viscosos y su desempeño en presencia de gas es muy pobre (Miranda, 2015).

2.3.2.2.2 Bombas RHA, RWA, RSA

Son bombas insertadas de barril estacionario ancladas en el tope. Preferentemente para pozos con producción de arena. Controla la producción de gas. Este sistema presta estabilidad mecánica cuando se requiere de un barril de gran longitud.

2.3.2.2.3 Bombas RHB, RWB, RSB

Son bombas insertadas de barril estacionario ancladas en la base. El exterior de barril está sometido a la presión hidrostática de la columna del tubing, lo que hace que el diferencial de presión en el barril sea menor que en una R-A, y se pueda manejar a mayor profundidad.

2.3.2.2.4 Bombas RHT, RWT, RST

Son bombas insertadas de barril viajero ancladas en la base. El barril viajero mantiene el fluido en movimiento alrededor del ancla y evita la acumulación de arena.

2.3.2.2.3 Designación API de bombas

Es un código o conjunto de letras y números ordenados de tal manera que la identificación de una bomba sea más rápida y fácil. A continuación se presenta un ejemplo detallado en la figura 2.10.

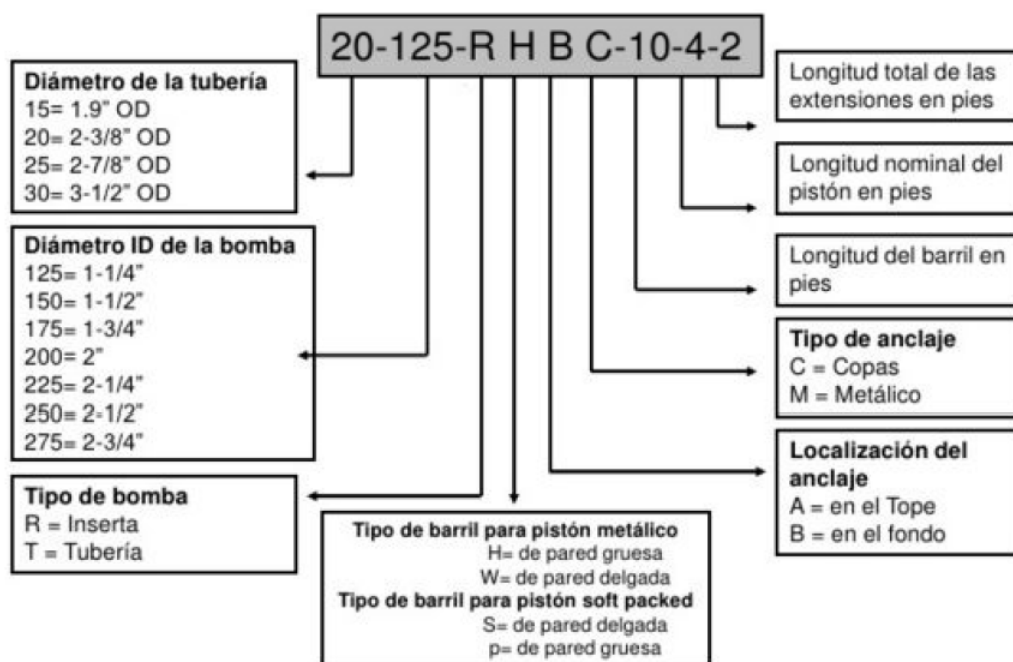


Figura 2.10 Designación API de la bomba
Fuente: Bombeo Mecánico, MSc. Francisco Miranda

2.3.2.2.1 Sistema de anclaje

Su función es mantener fija la sección estacionaria de la bomba (barril pistón). El ancla es acoplada al niple de asiento (presente en el tubing) mediante un dispositivo mecánico o por fricción.

2.3.2.3 Separadores de gas de fondo

Son estructurados para el manejo de elevados volúmenes de gas en la producción de un pozo. La tasa de producción depende del diseño y propiedades del separador y la presión de entrada de la bomba.

2.3.2.3.1 Separador tipo Niple Perforado

Consiste en un tubo exterior perforado denominado tubo de barro unido con un tubo de succión interior de menor diámetro conectado a la bomba. La separación se realiza entre los dos tubos debido a la diferencia de densidades (Marttelo, 2010).

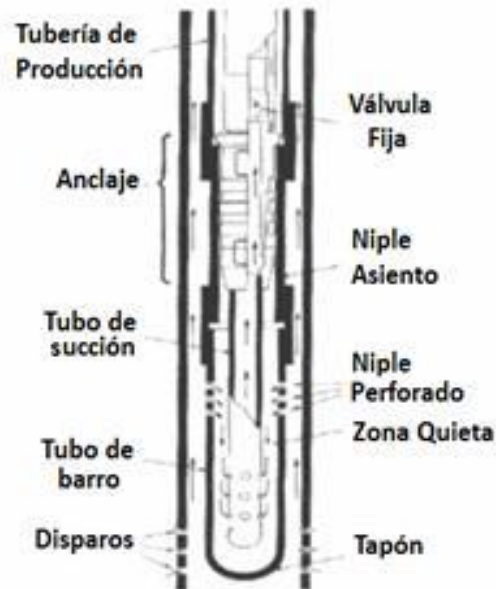


Figura 2.11 Separador tipo niple perforado
Fuente: "APLICACIÓN DE TECNOLOGÍAS NO CONVENCIONALES
DE BOMBEO MECÁNICO EN MÉXICO"

2.4 Completación de pozos

Se denomina así a la combinación de procedimientos que se efectúan en el pozo después de la perforación, para adaptarlo a condiciones de producir de manera eficiente los fluidos de la formación o destinarlo a otros usos, como inyección de agua o gas.

Los trabajos pueden incluir el revestimiento del intervalo productor con tubería lisa o ranurada, la realización de empaques con grava o el cañoneo del revestidor y finalmente la instalación de la tubería de producción (Arrieta, 2010).

2.4.1 Tipos de completaciones de acuerdo a las características del pozo

Existen tres tipos de completaciones considerando las características de la zona a producir:

- Hueco abierto
- Hueco abierto con forro o tubería ranurada
- Tubería de revestimiento cañoneada

2.4.1.1 Completación a hueco abierto

Se realiza en zonas donde la formación está altamente compactada, siendo el intervalo de completación o producción normalmente grande (100 a 400 ft) y homogéneo en toda su longitud. Consiste en correr y cementar el

revestimiento de producción hasta el tope de la zona de interés, seguir perforando hasta la base de esta zona y dejarla sin revestimiento. Este tipo de completación se realiza en yacimientos de arenas consolidadas, donde no se espera producción de agua/gas ni producción de arena o derrumbes de la formación caliza o dolomita (Arrieta, 2010).

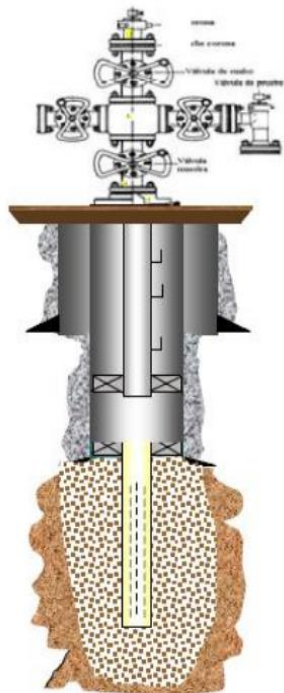


Figura 2.12 Completación a hueco abierto
Fuente: "Completación de pozos petroleros". Arrieta

2.4.1.2 Completación con tubería ranurada

Este tipo de completación se utiliza mucho en formaciones no compactadas debido a problemas de producción de fragmentos de rocas y de la

formación (100 a 400 ft). En una completación con forro, el revestidor se asienta en el tope de la formación productora y se coloca un forro en el intervalo correspondiente a la formación productora.

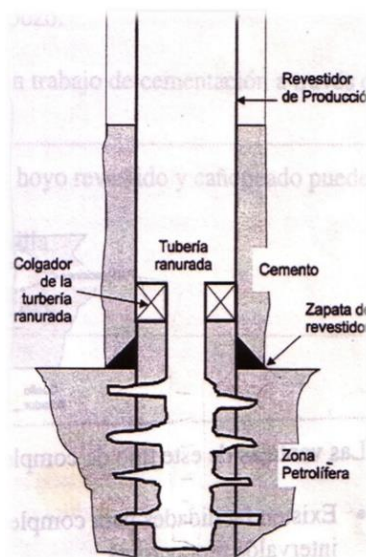


Figura 2.13 Completación con tubería ranurada
Fuente: "Completación de pozos petroleros", Arrieta

2.4.1.3 Completación con tubería de revestimiento cañoneada

Es el tipo de completación que más se usa en la actualidad, ya sea en pozos poco profundos (4000 a 8000 ft), como en pozos profundos (10000 ft o más). Consiste en correr y cementar el revestimiento hasta la base de la zona objetivo, la tubería de revestimiento se cementa a lo largo de todo el intervalo o zonas a completar, cañoneando selectivamente frente a las zonas de interés para establecer comunicación entre la formación y el hueco del pozo.

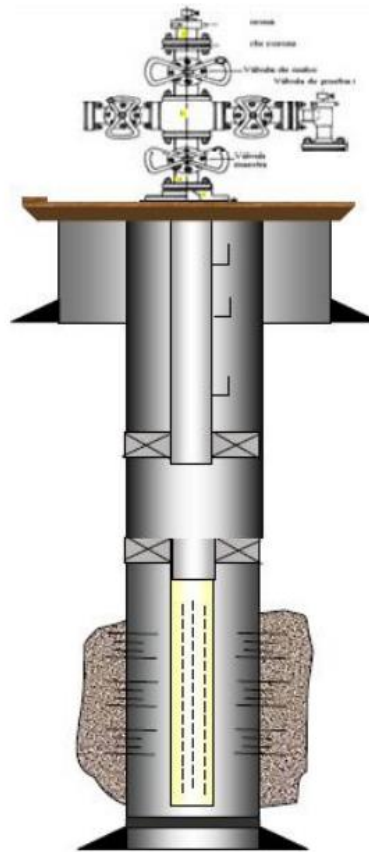


Figura 2.14 Completación con tubería de revestimiento cañoneada
Fuente: "Completación de pozos petroleros", Arrieta

CAPÍTULO 3

3. ANÁLISIS DE LA COMPLETACIÓN PREVIO A LA OPTIMIZACIÓN.

3.1 Historial de Producción del Pozo

En esta sección se mostrará el diseño de la completación del pozo SAC-142. A su vez se realizará una descripción de la tasa de producción vs tiempo, y el análisis de los registros obtenidos de los programas TAM y TWM.

3.1.1 Completación Inicial del Pozo sac-142

La sarta de producción del pozo SAC-142 se diseñó empleando un sistema de Bombeo Mecánico la cual se muestra a continuación. El intake de la bomba se encuentra ubicado a 9225 ft y a 181 ft sobre las perforaciones.

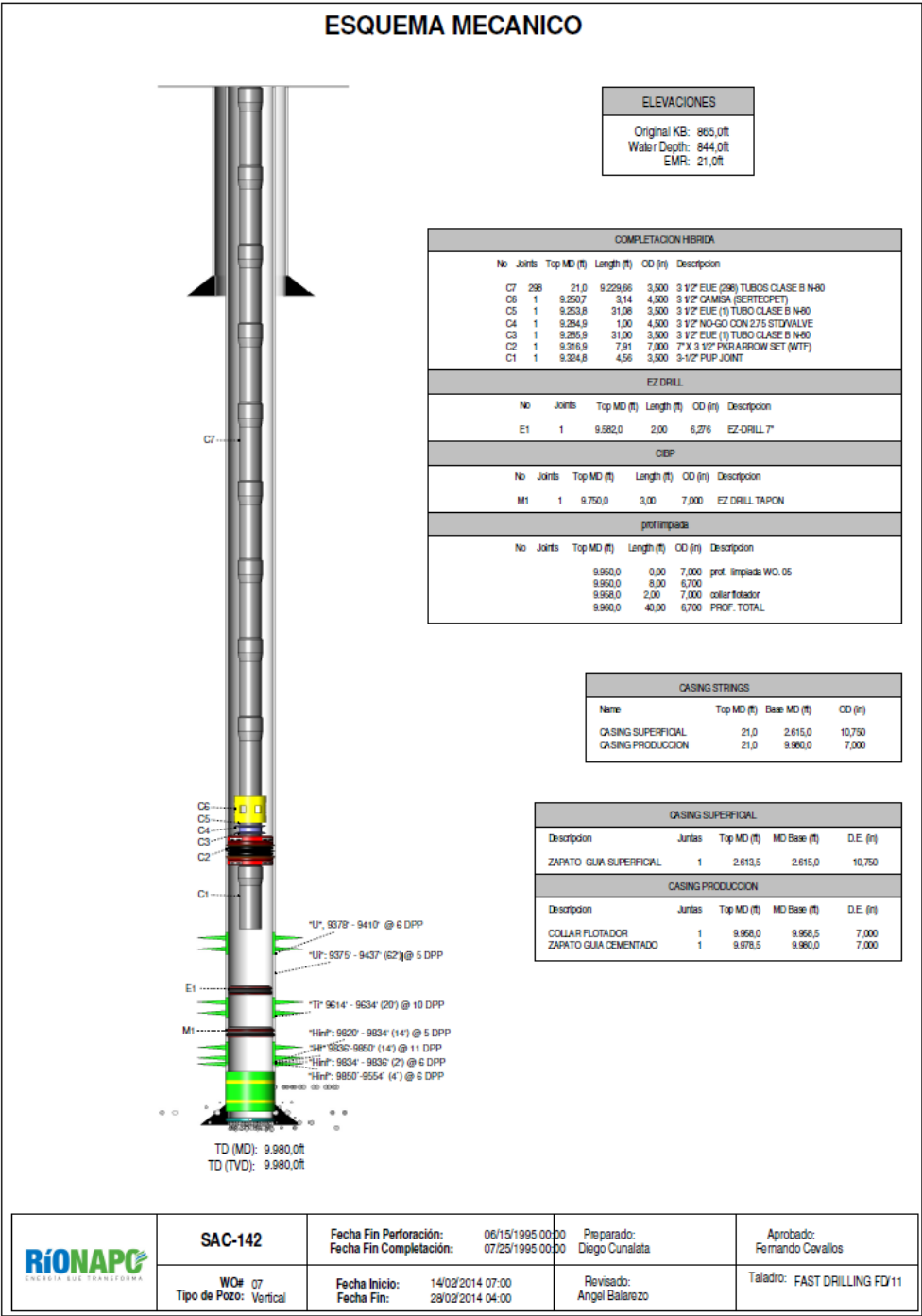


Figura 3.1 Diagrama mecánico de la completación del pozo Sac-142
Fuente: Cia. Río Napo

3.1.2 Historial de Producción del Pozo

El pozo SAC-142 es un pozo vertical que se encuentra ubicado al sur del campo Sacha. Fue completado el 25 de julio de 1995 alcanzando una profundidad aproximada de 9980 TVD.

La arena U inferior empezó su producción a una tasa de 167 BFPD con un BSW de 4.7%.

La figura 3.2 muestra la caída de producción del pozo y la variación del corte de agua a través del tiempo.

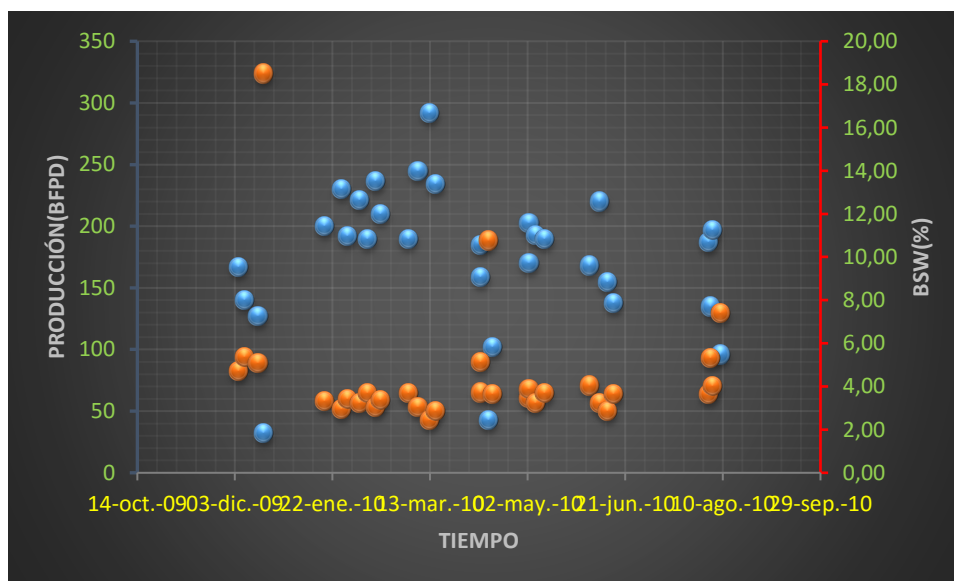


Figura 3.2 Producción de fluido diario y corte de agua en función del tiempo del pozo SAC 142
Elaborado por: Ana Tapia y Juan Chicaíza

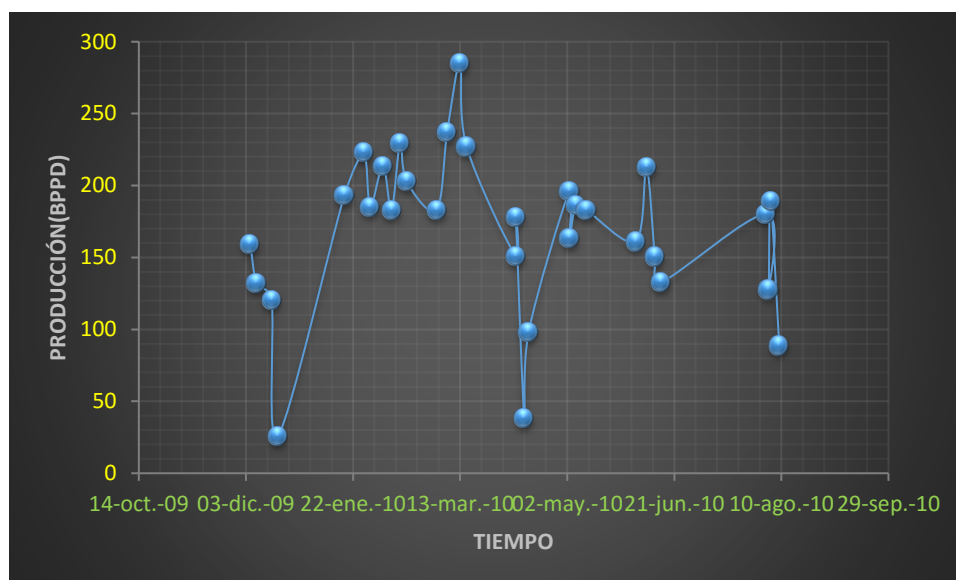


Figura 3.3 Gráfico de producción de petróleo en función del tiempo del pozo SAC-142
Elaborado por: Ana Tapia y Juan Chicaíza

3.2 Interpretación de registros obtenidos en el software TAM

El TAM es el programa empleado por el analizador del pozo para el registro y análisis de pruebas. Consiste en una serie de rutinas para la adquisición de datos, análisis y presentación de resultados. Es empleado principalmente para obtener una descripción detallada del pozo, da una referencia de su profundidad y el funcionamiento de la bomba.

3.2.1 Cartas Dinagráficas

Las cartas dinamométricas permiten interpretar el comportamiento y el estado del sistema de bombeo, en este caso Bombeo Mecánico. La carga máxima tomada por el dinamómetro es 21720 lbs mientras que la carga máxima de la unidad de bombeo es 42700 lbs con una longitud máxima de 168 in, siendo la carga estructural del pozo Sac-142 de 49% (ver Anexo A).

El comportamiento de la curva mostrada en la figura 3.4 indica la presencia de gas. Puesto que las bombas son diseñadas para manejar el bombeo de líquido más no de gas, éste ingresa en la bomba generando un efecto de bloqueo (sección roja) que disminuye la eficiencia de llenado en la cámara.

Un comportamiento ideal de descarga de la cámara estaría representado por la línea punteada mostrada en la figura 4.1, asemejándose a un paralelepípedo.

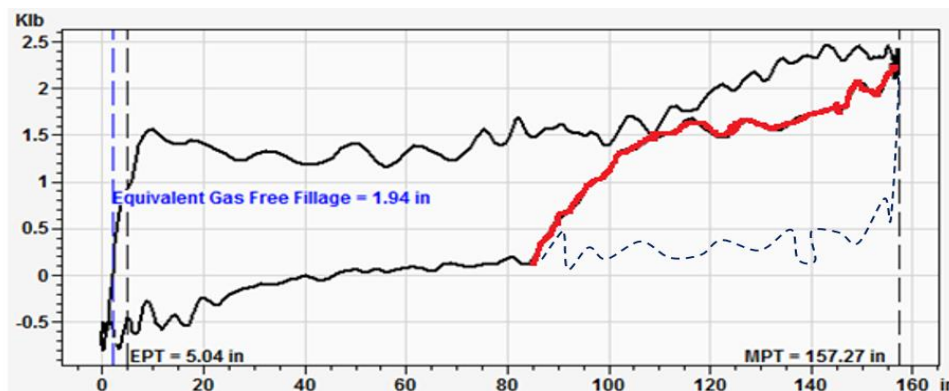


Figura 3.4 Carta dinográfica tomada antes de la optimización de SAC-142
Fuente: Weatherford

La carrera ascendente se ve representada en la figura 3.5 desde el punto 1 al 2. En el punto 2 se abre la válvula fija y empieza el llenado de la cámara hasta el punto 3. En el punto 3 la válvula viajera se abre mientras se forma un colchón de gas en la parte superior de la cámara. Este gas que está comprimido no permite que la varilla realice su recorrido descendente correctamente. Es así que desciende de forma gradual mientras la válvula fija se cierra y el fluido pasa de la cámara a la tubería de producción.

La máxima longitud del movimiento del pistón respecto al barril (MPT) durante una carrera completa es 157.27 in mientras que la longitud de la carrera del pistón cuando la carga total del fluido (EPT) está actuando sobre la válvula fija es 5.04

in, dando como resultado una eficiencia de llenado de la bomba del 3% aproximadamente.

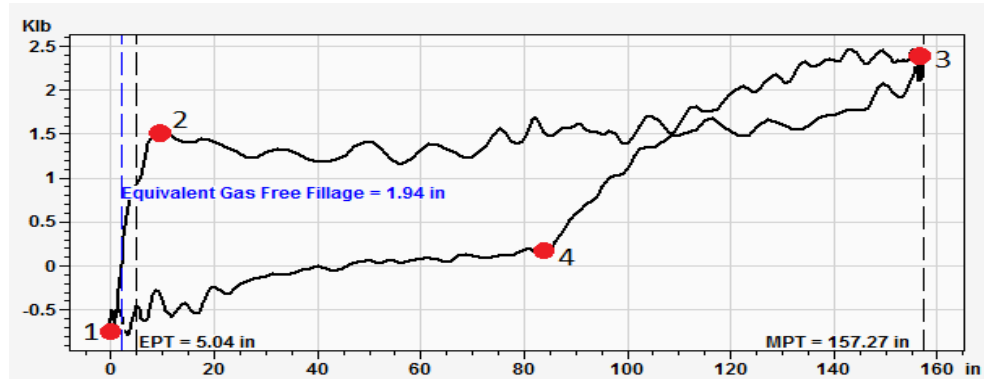


Figura 3.5 Carta dinagráfica tomada antes de la optimización

Fuente: Weatherford

3.2.2 Nivel de fluido

Para la toma del nivel del fluido se efectúan disparos en superficie que generan ondas acústicas, las mismas que se expanden a través del medio. Su amplitud cambia cuando la onda pasa de un estado a otro. La figura 3.6 registra que el nivel del fluido se encuentra a una profundidad de 2528 ft.

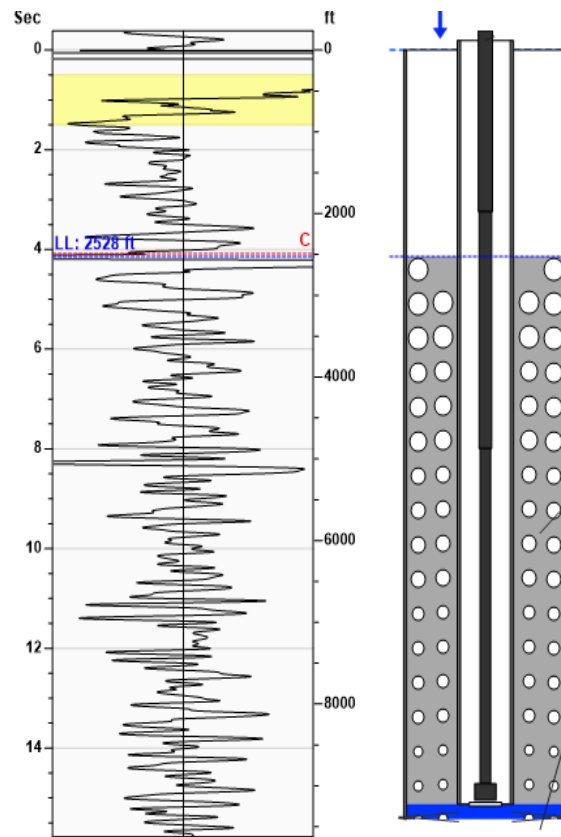


Figura 3.6 Nivel de fluido del pozo SAC-142

Fuente: Weatherford

3.2.3 Presión dentro del barril de la bomba

Este registro fue tomado el 9 de marzo del 2014, con una velocidad de bombeo de 5,77 spm. Se emplea para analizar los siguientes parámetros: el comportamiento de la presión en la cámara, la carga y el cambio de posición del émbolo en función del tiempo de recorrido.

En la figura 3.8, del punto 1 al punto 2 el desplazamiento inicial del émbolo es de 0 a 13 in y la presión en la cámara disminuye de 3790 a 2800 psig debido a la succión que efectúa el pistón de la bomba.

Del punto 2 al punto 3 la presión disminuye de 2800 psig a 2550 psig de forma discontinua mientras el émbolo se eleva.

Del punto 3 al punto 4 la presencia de gas hace interferencia en la cámara por lo cual la presión decrece irregularmente y luego aumenta hasta llegar al punto 4 con una presión de 3440 psig. Esto se debe a que el gas es más compresible que el líquido y por lo tanto a medida que el émbolo desciende la presión aumenta lentamente.

Del punto 4 al punto 1 la presión aumenta de 3440 psig a 3790 psig de forma discontinua debido a la excesiva presencia de gas en el barril.

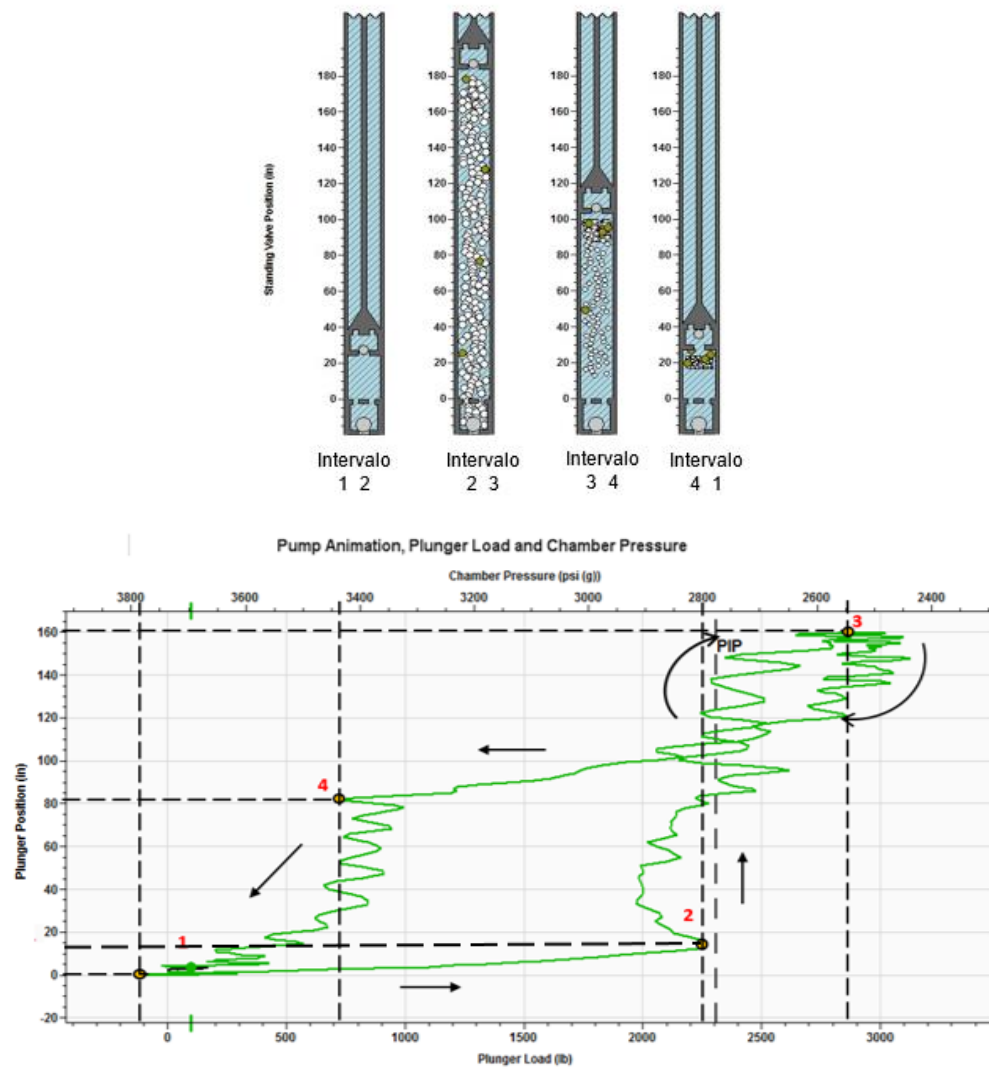


Figura 3.7 Registro de la presión dentro de la cámara antes de la optimización
Fuente: Programa de diseño TAM

CAPÍTULO 4

4 REDISEÑO DE LA COMPLETACIÓN DEL POZO SAC-142

El principal objetivo de una completación es obtener la producción óptima de hidrocarburos al menor costo. De acuerdo al estudio previamente realizado a la completación del pozo sac-142, la causa de la caída de la producción se debe a la interferencia de gas en los ciclos de bombeo provocando una eficiencia de llenado cercano al 0%, es decir que la producción de crudo se redujo a 0 BPPD.

El rediseño consiste en:

- Instalar un separador de gas.
- Ubicar la bomba por debajo de las perforaciones.
- Implementación de una válvula contrapresión.

4.1 Instalación de un separador de gas

Se selecciona el separador tipo niple perforado mostrado en la figura 4.1, el cual permite que el gas suba por el espacio anular mientras el crudo pasa a la cámara. Se instala a una profundidad de 9489 ft cerca del intake de la bomba.

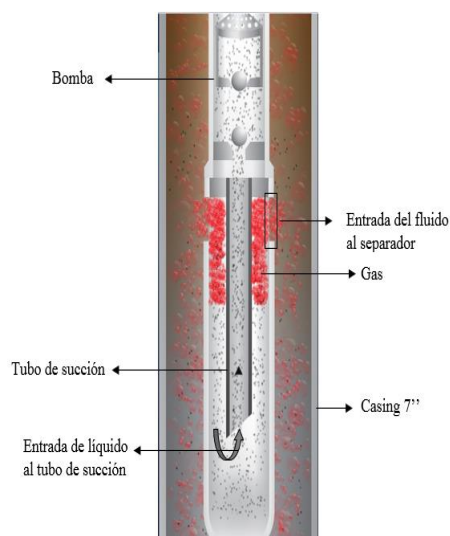


Figura 4.1 Separador tipo niple perforado

Fuente: Gas Separator Simulator

Para su dimensionamiento se empleó el software Gas Simulator Separator, que requiere de los siguientes parámetros:

- Producción diaria.
- Capacidad de la bomba de subsuelo.
- Diámetro del casing.
- Tipo y tamaño de conexión.

La tabla I especifica los parámetros requeridos para dimensionar el separador a usarse en la completación.

Tabla I Parámetros para el dimensionamiento del separador

Caudal	220 BFPD
Diámetro del casing	7 in
Capacidad de la bomba de subsuelo	26 lbs/ft
Conexión	3-1/2 EU

La figura 4.2 muestra las dimensiones del separador. Este separador tiene una capacidad de flujo de 630 BFPD.



Figura 4.2 Dimensiones del separador de gas
Fuente: Gas Separator Simulator
Elaborado por: Juan Diego Chicaíza y Ana Tapia

4.2 Ubicación de la bomba por debajo de las perforaciones

Cuando hay presencia considerable de gas, como es el caso del pozo SAC 142 cuyo GOR es de 1403 scf/stb, la ubicación ideal del intake de la bomba es por debajo de las perforaciones para evitar que ingrese gas a la bomba.

Para este caso específico el intake se coloca a una profundidad de 9432 ft, a 26 ft por debajo de las perforaciones.

La bomba empleada posee las siguientes características:

30-175-RHBC-20-5-2-2

OD de la tubería: 3 ½

ID de la tubería: 1 ¾

R: Bomba insertada

H: Tipo de barril para pistón metálico de pared gruesa

B: Anclaje localizado en el fondo

C: Anclaje tipo Copas

24: Longitud del barril en pies

5: Longitud nominal del pistón en pies

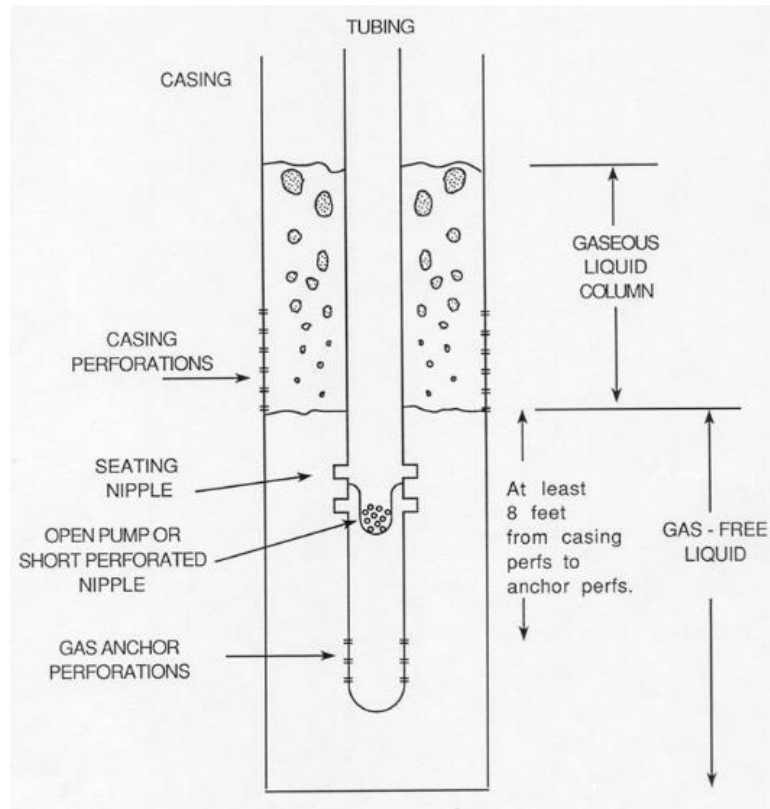


Figura 4.3 Esquema de la profundidad de la bomba en presencia de altas tasas de gas

Fuente: Weatherford

4.3 Implementación de válvula contrapresión

Con la finalidad de mejorar la producción se instala una válvula de contrapresión en el puente de producción con el fin de mantener una presión constante en el tubing evitando la liberación continua de gas en solución.

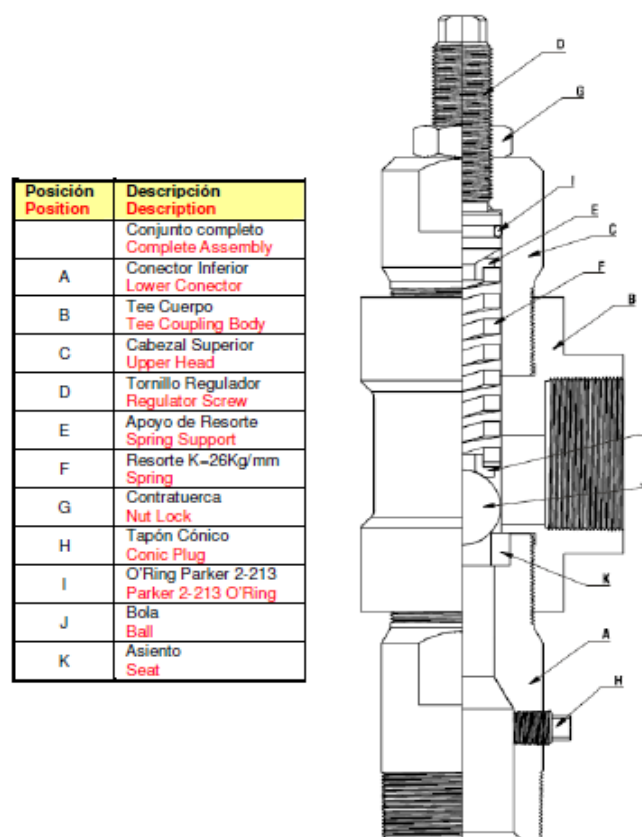


Figura 4.4 Válvula contrapresión
Fuente: Tomado del Manual de Weatherford

4.4 Completación final del pozo

La completación final del pozo se muestra en la figura 4.3.

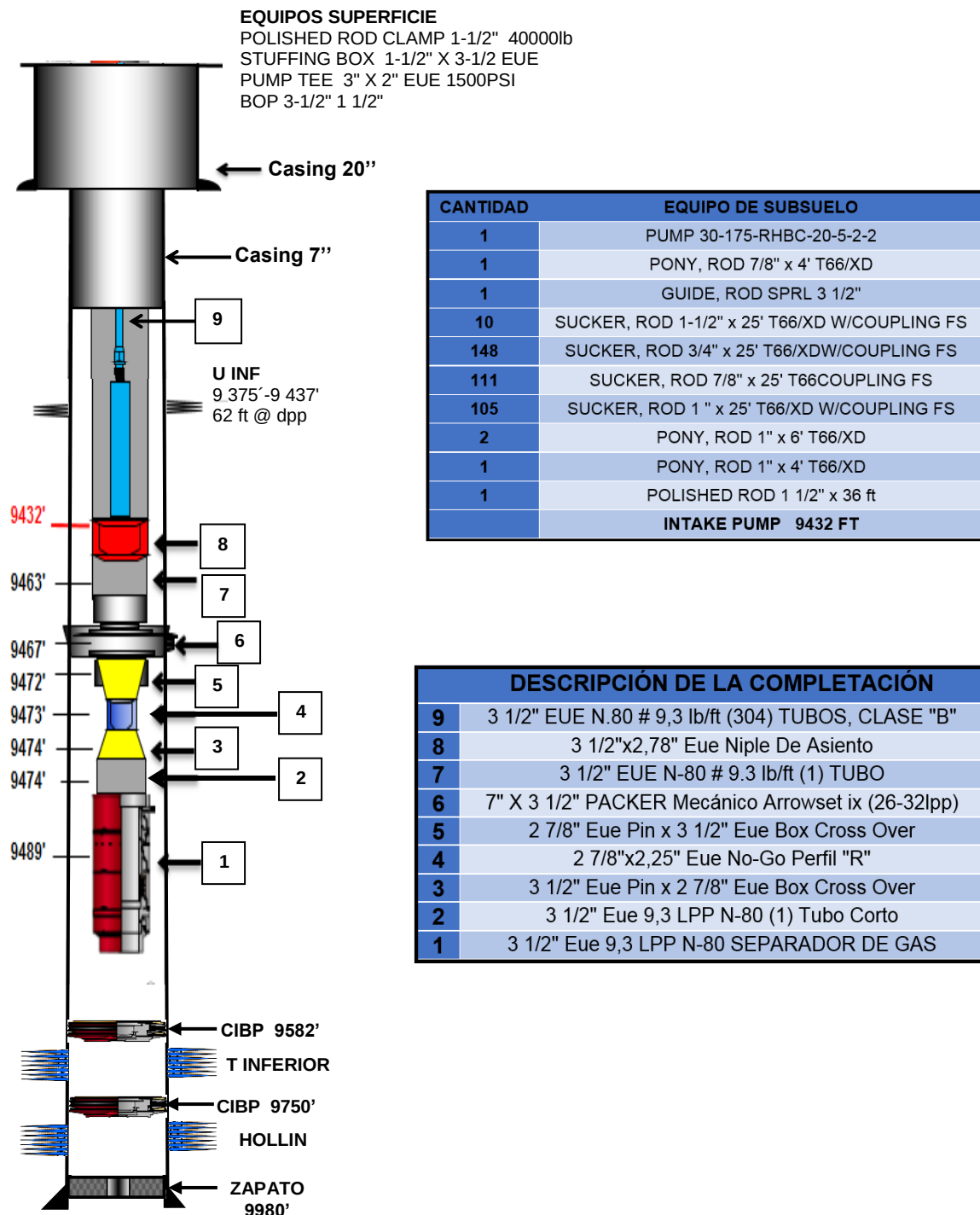


Figura 4.5 Completación final del pozo SAC 142
 Elaborado por: Ana Tapia y Juan Chicaíza

4.5 Análisis de la completación luego de la optimización

4.5.1 Carta dinagráfica

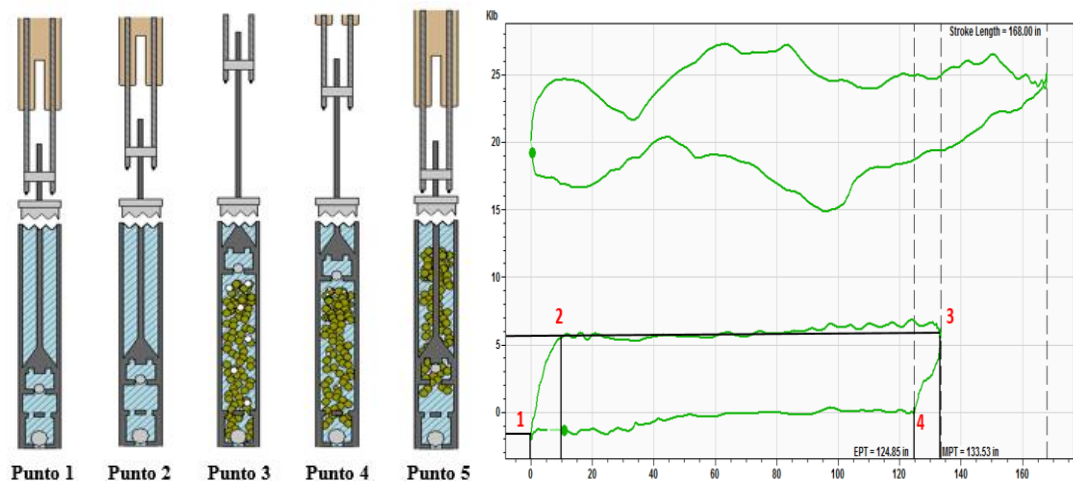


Figura 4.6 Carta dinagráfica del pozo sac-142 tomada luego de la optimización

Fuente: Weatherford

La carrera ascendente se ve representada en la figura 4.5 desde el punto 1 al 2. En el punto 2 se abre la válvula fija y empieza el llenado de la cámara hasta el punto 3. En el punto 3 la válvula fija se cierra. Del punto 3 al 4 empieza la carrera descendente del pistón, cuyo recorrido es el esperado luego del uso de un separador de gas y el desplazamiento de la bomba. En el punto 4 la válvula viajera se abre permitiendo el paso del fluido de la cámara a la tubería de producción.

La máxima longitud del movimiento del pistón respecto al barril (MPT) durante una carrera completa es 133.53 in mientras que la longitud de la carrera del pistón cuando la carga total del fluido (EPT) está actuando sobre la válvula fija es 124.85

in, dando como resultado una eficiencia de llenado de la bomba del 93% aproximadamente. A una velocidad de bombeo de 5,45 spm y una producción de 200 BOPD, 15 BWPD y 260 MSCFD mejorando en más de un 75% la producción.

4.6.2 Nivel del fluido

Basado en los resultados de registro acústico (figura 4.6) el nivel de fluido se encuentra a 6246 ft, descartando la posibilidad de falta de sumergencia de la bomba en el proceso de producción del pozo. La profundidad del intake de la bomba es de 9432 ft mientras que la profundidad de la formación es de 9406 ft.

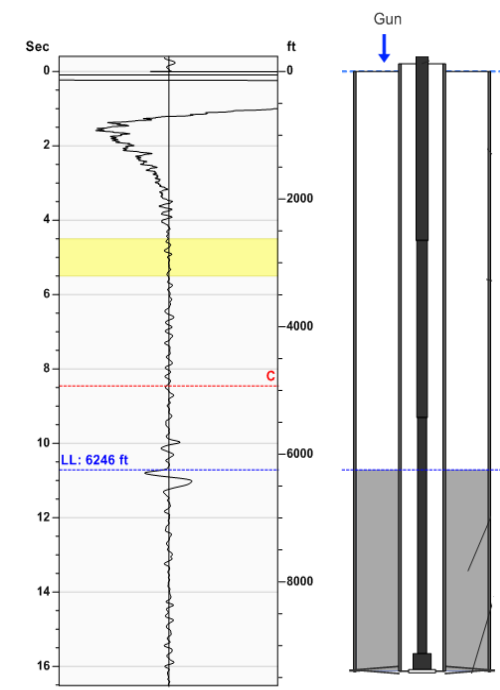


Figura 4.7 Nivel del fluido del pozo Sac-142 luego de la optimización
Fuente: Registro obtenido del software TAM

4.6.3 Presión dentro del barril de la bomba

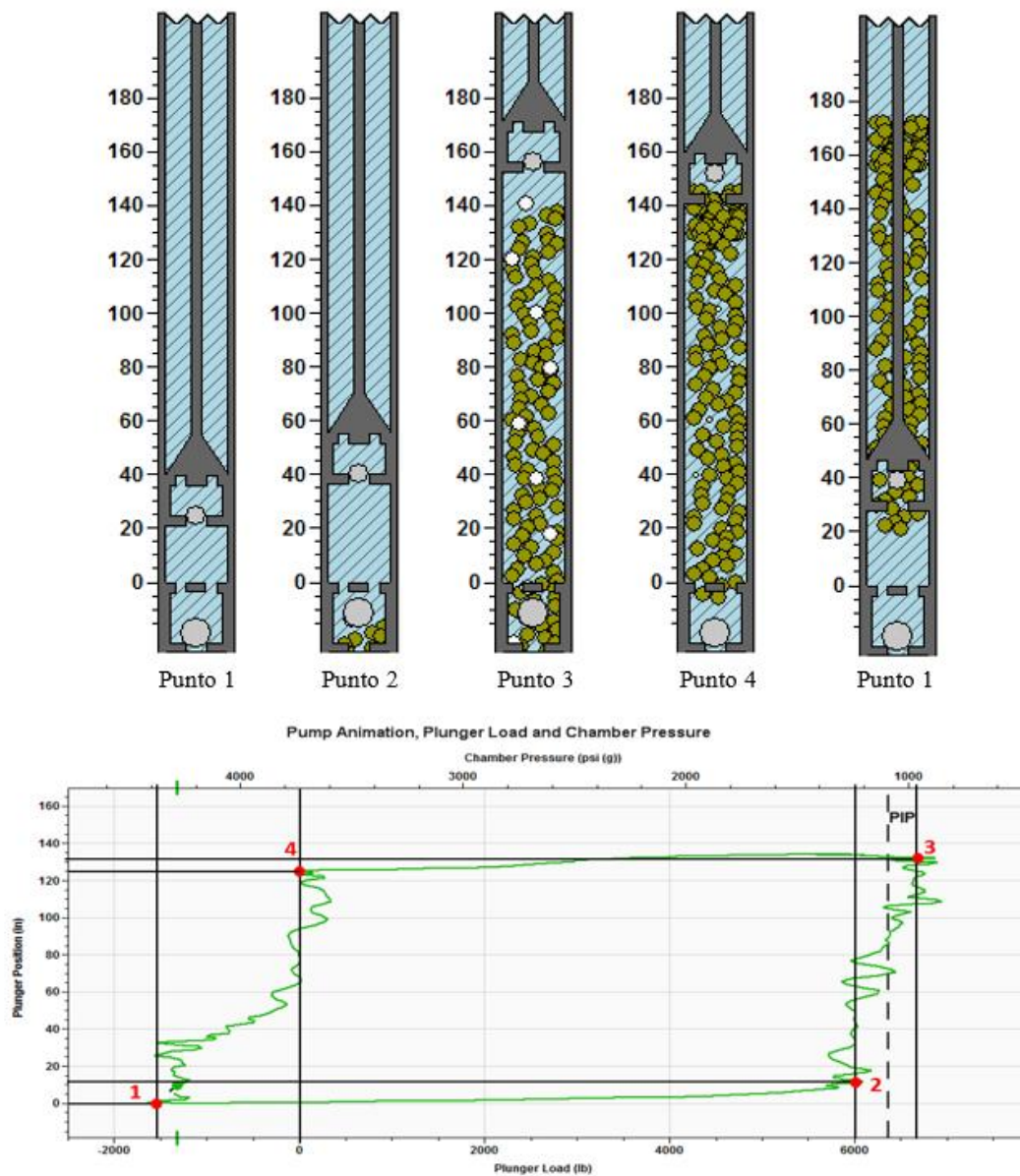


Figura 4.8 Registro de la presión dentro de la cámara después de la optimización

Fuente: Programa de diseño TAM

El siguiente análisis se lo ha dividido en 4 puntos. En el intervalo 1-2 se inicia la carrera ascendente donde el pistón se desplaza de la posición 0 a 11 in, la carga en el pistón se incrementa hasta llegar a 6000 lb y la presión en la cámara comienza a disminuir de 4500 hasta 1220 psig para dar paso al efecto en el tramo 2 – 3 donde existe un leve aumento en la carga del émbolo de 6000 a 6700 lbs, una disminución de la presión dentro de la cámara de 1220 psig hasta 980 psig y el pistón llega a su posición tope del recorrido ascendente 130 in aproximadamente. Del tramo 3 – 4 podemos determinar un aumento rápido de la presión dentro de la cámara de 980 psig a 3750 psig esto es debido a que el pistón empieza su descenso y ahora el fluido dentro del barril posee mayor cantidad de líquido (mayor compresibilidad) que gas, se registra también una disminución de 6700 lbs a 0 lbs en la carga del émbolo y una diminuta variación de 130 in a 125 in en la posición del pistón. En el último intervalo 4 – 1 se desarrolla el desplazamiento descendente del pistón hasta su posición inicial, el aumento de presión de 3750 a 4400 psig provoca que la válvula viajera se abra y se empiece a producir el pozo. La reducción de 0 a -1500 lbs en la carga del pistón se refiere a que ya no se está elevando sino más bien se está empujando final, por medio del sistema de varillas, el pistón.

4.6.3 Análisis de resultados de la optimización del pozo Sac-142

En el siguiente cuadro se muestra la comparación de las condiciones antes y después de la optimización.

Tabla II Comparación de las condiciones antes y después de la optimización

Parámetros	Condiciones Iniciales	Optimización
Tipo de unidad	C-1280-427-168	C-1280-427-168
Bomba	30-175-RHBC-32-5-1-1	30-175-RHBC-20-5-2-2
Tasa de producción(BFPD)	15	192
BSW(%)	100%	7.81%
Tasa de producción de aceite(BPPD)	0	177
Eficiencia de la bomba	0.1%	84.85 %
eficiencia volumétrica	3.2 %	95%

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

1. El pozo sac-142 con una relación gas-petróleo ($GOR=1403$ scf/stb) presenta un decaimiento de producción debido a la presencia de gas en la bomba, factor que no se tomó en cuenta en la completación inicial. El intake de la bomba está sobre las perforaciones y la completación no contaba con un elemento que separe el gas al momento de ingresar el fluido a la bomba.
2. Mediante el uso de un dispositivo acústico se determinó el nivel de fluido antes y después de la optimización resultando para ambos casos una buena sumergencia de la bomba.

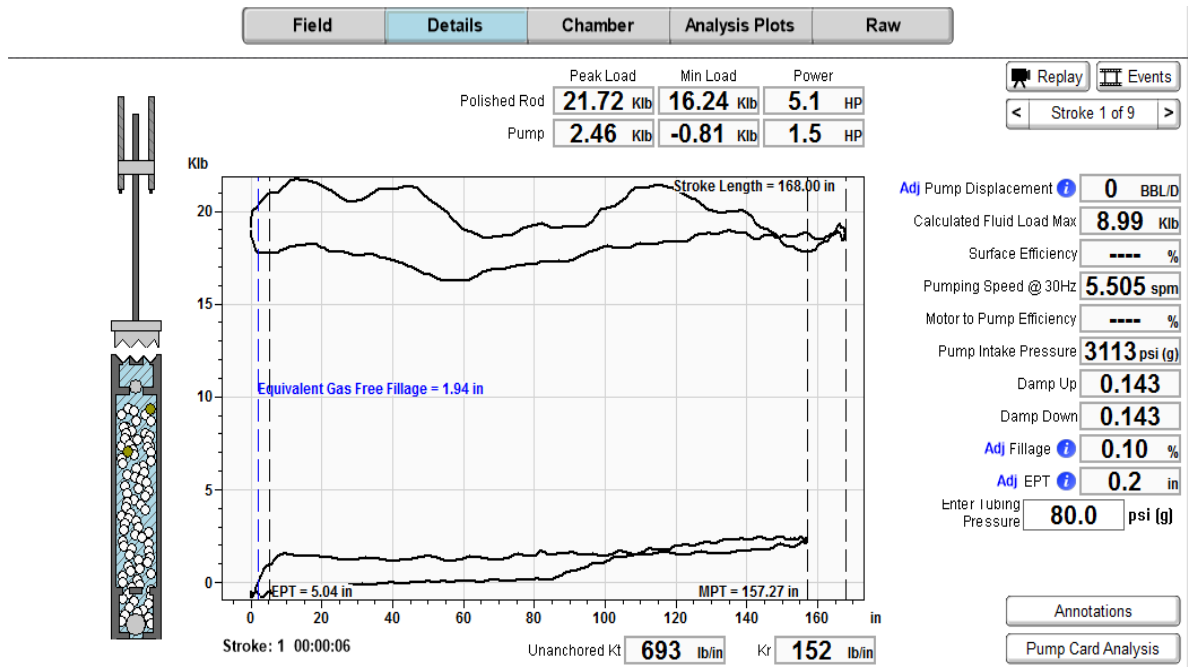
3. El comportamiento inicial de la curva en la carta dinagráfica indica presencia de gas generando un efecto de bloqueo causante de la disminución de la eficiencia de llenado de la bomba.
4. Las modificaciones realizadas al equipo de fondo del Bombeo Mecánico en el pozo Sac-142 causaron una notoria mejora en la producción de crudo, lo cual se ve reflejado en el comportamiento de la curva dinagráfica tomada luego de la optimización.
5. Los registros obtenidos del software TAM muestran un incremento en la eficiencia de llenado de la bomba del 0.1 % al 84.85%.

RECOMENDACIONES

1. En pozo con GOR elevado es recomendable emplear un separador de gas para evitar cavitación y una baja eficiencia de llenado de la bomba.
2. Se sugiere que el intake de la bomba se instale por debajo de las perforaciones para restringir el ingreso de gas.
3. El intake de la bomba no debería instalarse al mismo nivel de las perforaciones con el fin de evitar erosión de los equipos debido a la producción de finos del yacimiento del pozo.

ANEXO

ANEXO A



BIBLIOGRAFÍA

1. (2003), T. G. (2007). *Sucker-Rod Pumping Manual*. PennWell Corporation .
2. Arrieta, M. (2010). *Profesor Mario*. Obtenido de <https://profesormario.files.wordpress.com/2010/04/completacic3b3n-de-pozos.pdf>
3. Campos, O., & Panchi, C. (6 de Octubre de 2011). *DSpace-EPN*. Obtenido de <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/4222>
4. Cedeño, E. E. (Julio de 2013). Estudio técnico económico de la aplicación de diferentes técnicas de cañoneo para incrementar la producción en el campo Sacha. Quito.
5. Cedeño, E. S. (Julio de 2013). *Biblioteca EPN*. Obtenido de <http://biblioteca.epn.edu.ec/cgi-bin/koha/opac-detail.pl?biblionumber=12118>
6. Hinojosa, N. V. (Mayo de 2015). *Aplicaciones del Sistema de Levantamiento por Bombeo Mecánico en Ecuador*. Obtenido de https://www.academia.edu/16674693/PRESENTACION_SPE_UTE_BOMBEO_MECANICO_EN_EL_ECUADOR
7. Hirschfeldt, M. (Junio de 2008). *Oil Production* . Obtenido de <http://www.oilproduction.net/files/PCPump-Handbook-2008V1.pdf>
8. Hoffstetter, & Bristow. (1997). *Léxico estratigráfico del Ecuador*.

9. Lima Componentes SRL North Peruvian Global. (2016). *Lima Componentes*. Obtenido de <http://www.limacomponentes.com/index.php/27-home/main-services/74-research-development-2>
10. Llorenty, G. (27 de Mayo de 2014). *DSpace - ESPOL*. Obtenido de <https://www.dspace.espol.edu.ec/retrieve/89177/D-70089.pdf>
11. Madrid, M. (2012). *Portal del petróleo* . Obtenido de <http://www.portaldelpetroleo.com/2012/07/bombeo-electrosumergible-diseno.html>
12. Madrigal, A. (21 de Septiembre de 2012). *Empleos Petroleos* . Obtenido de <https://empleospetroleros.org/2012/09/21/sistemas-de-levantamiento-sistema-de-bombeo-de-cavidades-progresivas/>
13. Marttelo, C. (Junio de 2010). *Ptolomeo - UNAM*. Obtenido de <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/jspui/bitstream/132.248.52.100/1319/1/Tesis.pdf>
14. Miranda, M. F. (2015). *Bombeo Mecánico*. Guayaquil, Ecuador .
15. PAN AMERICAN ENERGY. (s.f.). *Oil Production* . Obtenido de <http://oilproduction.net/files/rotaflex-PAE.pdf>
16. Rivadeneira, B. P. (Enero de 2016). *Repositorio digital*. Obtenido de <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/5833>
17. Rivadeneira, B. P., & Guerra Badillo, M. (Enero de 2016). *Repositorio digital UCE*. Obtenido de <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/5833>
18. Tenaris . (2003). *Tenaris* . Obtenido de <http://www.tenaris.com/es-ES/Products/SuckerRods/Accessories.aspx>
19. Weatherford. (Abril de 2010). *Válvula de contrapresión* . Cordoba , Argentina .
20. Weatherford. (2015). *Weatheford*. Obtenido de www.weatherford.com/doc/wft277238

21. Zapata, L. B., & Cevallos Miranda, E. (Julio de 2012). *Dspace UCE*.
Obtenido de <http://www.dspace.uce.edu.ec/bitstream/25000/649/1/T-UCE-0012-137.pdf>