

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA



FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

**“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA
IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBAS DE
CAVIDADES PROGRESIVAS EN EL CAMPO “GUSTAVO
GALINDO VELASCO” UBICADO EN LA PROVINCIA DE
SANTA ELENA”**

**PROYECTO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO EN PETRÓLEO**

DAVID FERNANDO RODRÍGUEZ LOOR

JOSÉ LUIS PILASAGUA ROMERO

**LA LIBERTAD – ECUADOR
2014**

**UNIVERSIDAD ESTATAL
PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO.
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

**“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA
IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBAS DE
CAVIDADES PROGRESIVAS EN EL CAMPO “GUSTAVO
GALINDO VELASCO” UBICADO EN LA PROVINCIA DE
SANTA ELENA”**

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

AUTORES: DAVID FERNANDO RODRÍGUEZ LOOR

JOSÉ LUIS PILASAGUA ROMERO

TUTOR: INGENIERO RAÚL MORGNER

**LA LIBERTAD – ECUADOR
2014**

APROBACIÓN DEL TUTOR

En mi calidad de **Tutor** de la Tesis de “**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS EN EL CAMPO “GUSTAVO GALINDO VELASCO” UBICADO EN LA PROVINCIA DE SANTA ELENA**” realizada por los sres. **DAVID FERNANDO RODRÍGUEZ LOOR Y JOSÉ LUIS PILLASAGUA ROMERO**, egresados de la Carrera de Ingeniería en Petróleo, Facultad de Ciencias de la Ingeniería.

Pongo en conocimiento que he revisado la Tesis de Grado y que se han realizado las correcciones pertinentes, por lo tanto sugiero se dé trámite favorable para que los mencionados estudiantes realicen su defensa de la indicada tesis.

Atentamente

.....

**Ing. Raúl Morgner Mangold, MSc.
TUTOR**

DECLARACIÓN

Nosotros, DAVID FERNANDO RODRÍGUEZ LOOR Y JOSÉ LUIS PILLASAGUA ROMERO, declaramos bajo juramento: que el trabajo descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de Propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

David Fernando Rodríguez Loor

José Luis Pillasagua Romero

AGRADECIMIENTO

A Dios, quien me brinda la vida y me guía en el camino para salir adelante.

A mis padres, que siempre se encuentran presentes con su apoyo en todo lo planeado en mi etapa estudiantil hasta culminarla con éxito.

Al ingeniero Alamír Álvarez Director de la Carrera por su colaboración para la elaboración de este trabajo de grado y por los conocimientos transmitidos durante mis años de estudio.

Al ingeniero Raúl Morgner por su apoyo y enseñanza de asesoría para la culminación de la tesis.

A la empresa Pacifpetrol, y en ella al ingeniero Juan Pablo Freire por las facilidades, asesoría y conocimientos impartidos; y, al personal de trabajo que también se sumó para el exitoso desarrollo demandado por la tesis.

David Fernando Rodríguez Loor

AGRADECIMIENTO

A Dios, quien me ha prestado vida para tener la oportunidad de cumplir una nueva meta en mi vida.

A mi Familia pilar fundamental de este logro adquirido con mucho esfuerzo.

A mi esposa Mercy, a mis hijos Fiorella y Juan Pablo, por el apoyo y sacrificio durante todo este tiempo dedicado a mi formación profesional.

A todas las personas que nunca dejaron de motivarme para lograr este objetivo, en especial a los catedráticos y directivos de la escuela de Petróleos; por sus conocimientos transmitidos durante todos estos años de estudio. En especial, al ingeniero Raúl Morgner por el apoyo y enseñanza durante el período tutorial de este trabajo investigativo.

A las compañías Pacifpetrol y FC&A, por el tiempo prestado y el gran apoyo para la elaboración de este proyecto que incrementa mis conocimientos académicos.

José Luis Pillasagua Romero

DEDICATORIA

A mis padres, Modesto Félix Rodríguez Miraba e Inés Magaly Loor Alcívar, por sus consejos, por su confianza, paciencia y amor hacia mí, con filial emoción y cariño, dedico este complejo pero al fin logrado fruto.

A mi esposa Alejandra Chamba Suasnavas, por su apoyo y constante motivación para salir adelante.

A mi hija Doménica Nicole Rodríguez Chamba, por la felicidad que me brinda y los anhelos que atrae para conquistar nuevos objetivos y luchar por ellos.

Definitivamente, creo que si Dios me sigue bendiciendo ellos estarán presentes en mis futuros proyectos, como también seguirán prestándome su apoyo incondicional.

David Fernando Rodríguez Loor

DEDICATORIA

A mis padres, familiares y amigos, por todos los consejos, apoyo, confianza, paciencia y sacrificio que generosos me brindaron para alcanzar este fruto.

A la familia Pillasagua Yagual, quienes con cuyos miembros he luchado, le rindo homenaje con este trabajo.

Y, sobre todo, a Dios por derramar bendiciones todos los días de mi vida.

José Luis Pillasagua Romero

TRIBUNAL DE GRADO

Ing. Ramón Muñoz Suárez, Msc.
DECANO DE LA FACULTAD DE
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

Ing. Alamír Álvarez Loor, Msc.
DIRECTOR DE LA ESCUELA DE
INGENIERÍA EN PETRÓLEO

Ing. Raúl Morgner Mangold, Msc.
PROFESOR TUTOR

Ing. Tarquino López Cadena, Msc.
PROFESOR DE ÁREA

Abg. Milton Zambrano Coronado, Msc.
SECRETARIO GENERAL - PROCURADOR

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS

RESUMEN

El presente trabajo consiste en la elaboración de un estudio de factibilidad para la implementación del sistema de bombas de cavidades progresivas en el campo “Gustavo Galindo Velasco”. Tiene la finalidad de analizar, por medio de un estudio técnico-económico, la posibilidad de aplicar un sistema diferente al implementado actualmente. Mediante la selección de pozos en 3 áreas de todo el campo Ancón se realizaron los estudios técnicos necesarios, considerando la baja producción que tiene el Campo ya que el yacimiento se encuentra en constante declinación porque tiene aproximadamente 100 años de explotación.

Se seleccionaron los pozos, junto con los supervisores del área de producción asignados para este trabajo de acuerdo a los parámetros para la implementación de bombas de cavidades progresivas; luego, se recopiló la información técnica existente de cada uno de los pozos que los proporcionaron para sus respectivos cálculos. Las especificaciones de bombeo, completaciones de los pozos, parámetros de producciones, se correlacionaron con las tablas de las marcas existentes en este sistema de producción (Weatherford y Netzsch) para la selección de equipos de subsuelo y superficie.

A continuación, se realizó el análisis económico para determinar los criterios de viabilidad y rentabilidad para así establecer como resultado el costo beneficio del nuevo sistema a implementarse; finalmente, se indica por medio de conclusiones y recomendaciones los resultados alcanzados.

ÍNDICE GENERAL

APROBACIÓN DEL TUTOR.....	III
DECLARACIÓN.....	IV
AGRADECIMIENTOS.....	V
DEDUCATORIAS.....	VII
RESUMEN.....	X
ÍNDICE GENERAL.....	XI
ÍNDICE DE TABLAS.....	XVII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XIX
ÍNDICE DE ANEXOS.....	XXI

CAPÍTULO I

MARCO CONTEXTUAL DE LA INVESTIGACIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN.....	2
1.2 ANTECEDENTES.....	3
1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	5
1.3.1 Formulación del problema.....	6
1.3.2 Sistematización del problema.....	6
1.4 JUSTIFICACIÓN.....	6
1.5 OBJETIVOS.....	8
1.5.1 Generales.....	8
1.5.2 Específicos.....	8
1.6 HIPÓTESIS.....	8
1.7 METODOLOGÍA.....	9
1.7.1 Diseño de la investigación.....	9
1.7.1.1 Investigación de campo.....	9
1.7.1.2 Investigación bibliográfica documental.....	9
1.7.2 Metodología de la investigación.....	9

1.8 OPERACIONALIZACIÓN DE LAS VARIABLES.....	10
1.8.1 Variable independiente: sistema de producción.....	10
1.8.2 Variable dependiente: producción petrolera.....	11

CAPÍTULO II

DESCRIPCIÓN DEL CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO

2.1 UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	13
2.2 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL CAMPO ANCÓN.....	14
2.3 PROPIEDADES DE LA ROCA Y FLUIDOS.....	16
2.4 FORMULACIONES PRODUCTORAS.....	17
2.4.1 Formación Santa Elena.....	17
2.4.2 Formación Azúcar Atlanta (paleoceno).....	18
2.4.3 Formación Tablazo (pleistoceno).....	19
2.4.4 Formación Socorro (eoceno medio temprano).....	20
2.4.5 Formación Passage Bed (capas de transición).....	20
2.4.6 Formación Clay Pebble Beds (eoceno inferior).....	21
2.4.7 Formación Cayo (cretácico).....	21
2.4.8 Formación Piñón (jurásico cretácico medio).....	22
2.4.9 Formación Santo Tomás.....	22
2.4.10 Formación Seca (eoceno medio).....	22
2.4.11 Formación Punta Ancón (eoceno medio a superior).....	22
2.5 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO.....	25
2.5.1 Porosidad.....	25
2.5.2 Permeabilidad.....	25
2.5.3 Saturación.....	25
2.5.4 Punto de burbuja.....	25
2.5.5 Razón gas petróleo (gor).....	26
2.5.6 Factor de volumen en formación.....	26
2.6 MECANISMOS DE EMPUJE DEL YACIMIENTO.....	27

2.6.1 Empuje por gas en solución.....	27
2.6.2 Empuje hidráulico.....	28
2.6.3 Flujo natural.....	28
2.6.3.1 Casquete o empuje de gas.....	29
2.6.3.2 Empuje por gas libre.....	29
2.7 RESERVAS.....	29
2.7.1 Reservas probadas.....	30
2.7.2 Reservas probables.....	30
2.7.3 Reservas remanentes.....	30
2.8 ANTECEDENTES DEL CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO.....	31
2.8.1 Historiales de producción.....	32
2.8.2 Historiales de reacondicionamientos.....	33
2.8.3 Historiales de estimulaciones.....	34

CAPÍTULO III

SISTEMAS DE PRODUCCIÓN EXISTENTES EN EL CAMPO

GUSTAVO GALINDO VELASCO

3.1 MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	37
3.2 SISTEMAS DE BOMBEO MECÁNICO.....	37
3.2.1 Principio físico.....	37
3.2.2 Equipos de superficie.....	38
3.2.2.1 Unidad de bombeo.....	39
3.2.2.1.1 Estructura.....	39
3.2.2.1.2 Soporte maestro.....	39
3.2.2.1.3 Bloque viajero.....	39
3.2.2.1.4 Biela.....	39
3.2.2.1.5 Manivela.....	39

3.2.2.1.6 Reductor de velocidades.....	39
3.2.2.1.7 Correas o bandas.....	40
3.2.2.1.8 Cabeza del balancín.....	40
3.2.2.1.9 Elevador.....	40
3.2.2.1.10 Motor de la unidad.....	40
3.2.2.1.11 Cabezal de pozo.....	41
3.2.3 Equipos del subsuelo.....	42
3.2.4 Ventajas y desventajas del bombeo mecánico.....	44
3.2.4.1 Ventajas.....	44
3.2.4.2 Desventajas.....	44
3.3 SISTEMA DE BOMBEO POR SWAB.....	45
3.3.1 Principio físico.....	45
3.3.2 Equipo de superficie.....	46
3.3.3 Equipo de subsuelo.....	46
3.3.3.1 Copas de swab.....	47
3.3.3.2 Portacopas.....	47
3.3.3.3 Standing valve.....	47
3.3.4 Ventajas y desventajas del sistema.....	47
3.3.4.1 Ventajas.....	47
3.3.4.2 Desventajas.....	48
3.4 SISTEMA DE BOMBEO POR HERRAMIENTA LOCAL.....	48
3.4.1 Principio físico.....	49
3.4.2 Componentes del sistema.....	50
3.4.2.1 Equipos de superficie y de subsuelo.....	50

CAPÍTULO IV

SISTEMAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS Y SELECCIÓN DE POZOS

CANDIDATOS

4.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE CAVIDADES	
PROGRESIVAS.....	53
4.1.1 Principio físico.....	53
4.1.2 Equipos de superficie y de subsuelo.....	54
4.1.2.1 Equipos de superficie.....	54
4.1.2.1.1 Cabezal de rotación.....	55
4.1.2.1.2 Motor.....	55
4.1.2.1.3 Sistema de transmisión.....	55
4.1.2.1.4 Sistema de correas y poleas.....	55
4.1.2.1.5 Sistema de frenado.....	56
4.1.2.1.6 Variadores de frecuencia.....	56
4.1.2.2 Equipos de subsuelo.....	57
4.1.2.2.1 Rotor.....	57
4.1.2.2.2 Estator.....	57
4.1.2.2.3 Elastómero.....	58
4.1.2.2.4 Niple de paro.....	59
4.1.2.2.5 Niple de maniobra.....	59
4.1.2.2.6 Niple de drenaje.....	59
4.1.2.2.7 Niple x.....	60
4.1.2.2.8 Ancla de torque.....	60
4.1.2.2.9 Ancla de gas.....	61
4.1.2.2.10 Centralizador de varillas.....	61
4.1.2.2.11 Tubing.....	62
4.1.2.2.12 Trozo de maniobra.....	63
4.1.2.2.13 Varillas de bombeo.....	63
4.1.3 Ventajas y desventajas del sistema.....	63
4.1.3.1 Ventajas.....	63
4.1.3.2 Desventajas.....	64
4.1.4 Selección de pozos candidatos.....	64
4.1.5 Cálculos y métodos utilizados en el sistema.....	65
4.2 DISEÑO DE SELECCIÓN DE LA BOMBA DE CAVIDADES	

PROGRESIVAS.....	65
4.2.1 Datos de los pozos.....	66
4.2.2 Selección de la bomba.....	67
4.2.3 Cálculo del caudal teórico.....	68
4.2.4 Carga dinámica total (TDH o Total Dynamic Head).....	70
4.2.5 Cálculo de potencia consumida.....	71
4.2.6 Cálculo de torques.....	71
4.2.7 Cálculo de esfuerzos axiales.....	73
4.2.8 Cálculo de tensiones combinadas.....	74
4.2.9 Cálculo de estiramiento de las varillas.....	75
4.3 SELECCIÓN DE EQUIPO DE CAVIDADES PROGRESIVAS.....	77
4.4 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE POZOS CANDIDATOS.....	79
4.4.1 Diagramas de completaciones actuales.....	81
4.4.1.1 Pozo ANC 0604.....	81
4.4.1.2 Pozo ANC 1929.....	82
4.4.1.3 Pozo PET 0101.....	83
4.4.1.4 Pozo PET 0125.....	84
4.4.1.5 Pozo SPA 0229.....	85
4.4.1.6 Pozo SPA 0244.....	86
4.4.1.7 Pozo SPA 0251.....	87
4.4.1.8 Pozo SPA 0255.....	88
4.5 ANÁLISIS DEL IPR ACTUAL.....	90
4.6 ANÁLISIS DE RESTAURACIÓN DE PRESIONES.....	98
4.7 CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO.....	98
4.8 IMPACTO SOCIO AMBIENTAL.....	100
4.9 SIMULACIÓN EN SOFTWARE.....	100
4.10 ANÁLISIS TÉCNICO DEL BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS.....	100

CAPÍTULO V

ANÁLISIS ECONÓMICO

5.1 MÉTODOS DE EVALUACIÓN DE PROYECTOS.....	103
5.2 ANÁLISIS ECONÓMICO.....	104
5.2.1 Control inversión del proyecto.....	105
5.2.2 Valor actual neto (VAN).....	107
5.2.3 Tasa interna de retorno (TIR).....	107
5.2.4 Relación beneficio/ costo (RBC).....	108
5.2.5 Viabilidad del proyecto.....	111
5.2.6 Tiempo de recuperación de la inversión.....	111

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES.....	113
6.2 RECOMENDACIONES.....	114
BIBLIOGRAFÍA.....	115
ANEXOS.....	116

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla N° 1: Coordenadas UTM del campo Ancón.

Tabla N° 2: Coordenadas geográficas del campo Ancón.

Tabla N° 3: Propiedades de las formaciones del campo Ancón.

Tabla N° 4: Producción porcentual por arenas del campo Ancón.

Tabla N° 5: Características del petróleo extraído, según las arenas pertenecientes al campo Ancón.

Tabla N° 6: Reservas de campo Ancón.

Tabla N° 7: Historial de producción de campo Ancón.

Tabla N° 8: Historial de producción acumulada del campo Ancón.

Tabla N° 9: Historial de reacondicionamiento de pozos aplicados a la zona Tigre y Santa Paula pertenecientes al campo Ancón.

Tabla N° 10: Resultados de selección de BCP en los pozos elegidos.

Tabla N° 11: Resultados de cálculos de carga dinámica total en pozos seleccionados.

Tabla N° 12: Resultados de cálculos de potencias consumidas en pozos seleccionados.

Tabla N° 13: Resultados de cálculos de torque y RPM en pozos seleccionados.

Tabla N° 14: Resultados de cálculos de esfuerzos axiales en pozos seleccionados.

Tabla N° 15: Resultados de cálculos de tensiones combinadas en pozos seleccionados.

Tabla N° 16: Resultados de cálculos en estiramiento de varillas de los pozos seleccionados.

Tabla N° 17: Equipos de fondo y superficie escogidos para los pozos seleccionados.

Tabla N° 18: Cálculo y diagrama IPR del pozo ANC-0604.

Tabla N° 19: Cálculo y diagrama IPR del pozo ANC-1929.

- Tabla N° 20: Cálculo y diagrama IPR del pozo PET-0101.
- Tabla N° 21: Cálculo y diagrama IPR del pozo PET-0125.
- Tabla N° 22: Cálculo y diagrama IPR del pozo SPA-0229.
- Tabla N° 23: Cálculo y diagrama IPR del pozo SPA-0244.
- Tabla N° 24: Cálculo y diagrama IPR del pozo SPA-0251.
- Tabla N° 25: Cálculo y diagrama IPR del pozo SPA-0255.
- Tabla N° 26: Cálculo y diagrama IPR del pozo SRY-0C02.
- Tabla N° 27: Características del fluido de los pozos seleccionados.
- Tabla N° 28: Precio promedio mensual del barril de petróleo.
- Tabla N° 29: Costo de barril producido por sistema producción.
- Tabla N° 30: Detalle de inversión a realizar en cada pozo
- Tabla N° 31: Análisis económico para los pozos.
- Tabla N° 32: Criterio de viabilidad del proyecto.

INDICE DE FIGURAS

- Figura N° 1: Mapa catastral petrolero del Ecuador 2012.
- Figura N° 2: Campamento Ancón 1917, en plena actividad de perforación. Figura N° 3: Mapa del Campo Ancón.
- Figura N° 4: Cuadro estratigráfico de las formaciones del campo Ancón.
- Figura N° 5: Principio físico de bombeo mecánico.
- Figura N° 6: Balancín del campo Ancón.

- Figura N° 7: Cabezal del pozo del campo Ancón.
- Figura N° 8: Equipos de subsuelo del campo Ancón.
- Figura N° 9: Varillas $\frac{3}{4}$ " y $\frac{5}{8}$ " del campo Ancón.
- Figura N° 10: Camión de levantamiento artificial por pistoneo o Swab.
- Figura N° 11: Cuchara de herramienta local.
- Figura N° 12: Método de uso con cuchara de herramienta local.
- Figura N° 13: Equipo utilizado para el levantamiento artificial.
- Figura N° 14: Manual del sistema BCP.
- Figura N° 15: Rotor y estator del sistema BCP.
- Figura N° 16: Sistema de bombas de cavidades progresivas.
- Figura N° 17: Manual del sistema BCP.
- Figura N° 18: Rotor, estator y elastómero utilizado en bomba de cavidades progresivas.
- Figura N° 19: Niple utilizado en BCP.
- Figura N° 20: Ancla de torque.
- Figura N° 21: Centralizador de varillas.
- Figura N° 22: Tubing BCP.
- Figura N° 23: Geometría de la bomba BCP.
- Figura N° 24: Pérdida de fricción en varilla de bombas de cavidades progresivas.
- Figura N° 25: Zonas de explotación del campo Ancón y satélites.
- Figura N° 26: Diagrama de completación pozo ANC-0604.
- Figura N° 27: Diagrama de completación pozo ANC-1929.
- Figura N° 28: Diagrama de completación pozo PET-0101.

- Figura N° 29: Diagrama de completación pozo PET-0125.
- Figura N° 30: Diagrama de completación pozo SPA-0229.
- Figura N° 31: Diagrama de completación pozo SPA-0244.
- Figura N° 32: Diagrama de completación pozo SPA-0251.
- Figura N° 33: Diagrama de completación pozo SPA-0255.
- Figura N° 34: Diagrama de completación pozo SRY-0C02.

ANEXOS I

COMPLETACIONES

1.1 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN POZO ANC-0604.....	116
1.2 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN POZO ANC-1929.....	117
1.3 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN POZO PET-0101	118
1.4 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN POZO PET-0125.....	119
1.5 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN POZO SPA-0229.....	121
1.6 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN POZO SPA-0244.....	122
1.7 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN POZO SPA-0251	123
1.8 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN POZO SPA-0255	124
1.9 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN POZO SRY-0C02	125

ANEXO II

MODELOS DE BOMBAS Y CABEZALES

2.1 MODELOS, CARACTERISTICAS Y DIMENSIONES DE BOMBAS NETZSCH.....	127
--	-----

2.2 MODELOS, CARACTERISTICAS Y DIMENSIONES DE CABEZALES

NETZSCH.....	128
--------------	-----

ANEXOS III

RESULTADO ECONÓMICO

3.1 CALCULOS ECONÓMICOS CON 5 BBL. DEL POZO ANC-1929 CON COSTO DE BARRIL \$100.....	131
3.2 CALCULOS ECONÓMICOS CON 5 BBL. DEL POZO ANC-1929 CON COSTO DE BARRIL \$105.....	133
3.3 CALCULOS ECONÓMICOS CON 5 BBL. DEL POZO ANC-1929 CON COSTO DE BARRIL \$120.....	135
3.4 CALCULOS ECONÓMICOS CON 6 BBL. DEL POZO ANC-0604 CON COSTO DE BARRIL \$100.....	137
3.5 CALCULOS ECONÓMICOS CON 6 BBL. DEL POZO ANC-0604 CON COSTO DE BARRIL \$105.....	139
3.6 CALCULOS ECONÓMICOS CON 6 BBL. DEL POZO ANC-0604 CON COSTO DE BARRIL \$120.....	141

CAPÍTULO I

**MARCO CONTEXTUAL DE
LA INVESTIGACIÓN**

1.1 INTRODUCCIÓN

Desde el siglo pasado el petróleo, se ha constituido en una de las principales fuentes de energía e ingresos económicos en el Ecuador; por lo tanto, es indispensable desarrollar diferentes tipos de estudios destinados a recuperar, mejorar e incrementar la productividad de los pozos petroleros.

El campo Gustavo Galindo Velasco es considerado como un campo maduro, con una extensión de 1.200 Km², de los cuales 480 Km² se encuentran costa fuera. La producción del campo se encuentra en declinación, debido a la disminución de presiones de flujo y aumento del corte de agua (BSW), lo que incide en el decremento de las tasas de recolección y el factor de recobro de petróleo; por ello, es necesario calcular el IPR (índice de producción relativa), al realizar un análisis técnico-económico del actual sistema de producción y verificar si resulta factible el cambio del indicado a los pozos de dicho campo con la finalidad de aumentar la eficiencia del tipo de levantamiento, bajar los costos de producción, reducir los riesgos de perdidas, aumentar la producción y maximizar la recuperación de reservas.

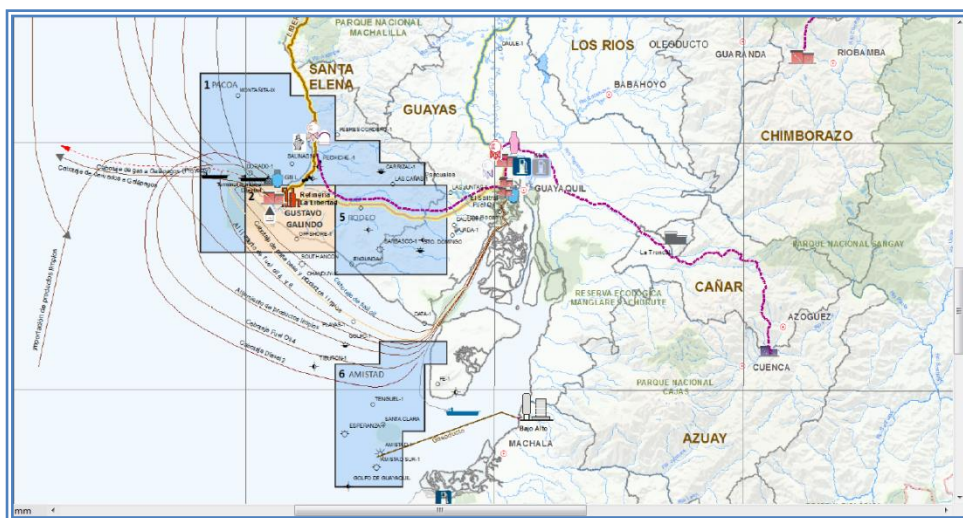


Figura 1: Mapa catastral petrolero del Ecuador 2012

Fuente: EP PETROECUADOR

En el presente, la totalidad de pozos del campo Gustavo Galindo Velasco producen por el método de bombeo mecánico, siendo la declinación de presión de yacimiento, la baja producción y el riesgo latente de trabajar con altas presiones los factores que inciden para buscar mejores alternativas de producción, lo que permitirá obtener un mayor o igual factor de recobro; de esta manera resultará económicamente rentable para la operadora PACIFPETROL.

Es muy importante tener varias alternativas con el objetivo de mantener las tasas de producción del petróleo, para lo cual el cambio de sistema de producción puede ser una buena alternativa para conseguir este objetivo.

1.2 ANTECEDENTES

La actividad petrolera en la Península de Santa Elena comenzó en el año 1911 con la compañía ANGLO, que realizó en el campo petrolero de Ancón las primeras exploraciones.

Este Campo actualmente está constituido por alrededor de 2800 pozos, de los cuales el 13% ha sido considerado “perdido” debido al crecimiento poblacional o abandono por falta de producción. Ancón se desarrolló al comenzar las operaciones de perforación, con el pozo Ancón-001 (ANC-001), que fue perforado ese mismo año dando resultados positivos; el método aplicado para la perforación fue el de percusión; sostenido por un gran castillo de madera pendía un tubo de un cable metálico, el cual subía hasta el tope del castillo y se lo dejaba caer por gravedad hacia el pozo, en donde poco a poco se extraía la tierra que éste atrapaba atravesando las variadas capas y llegando hasta la arena productora, luego de lo cual se formaba un enorme Geiser de petróleo, gas y arena combinados, debido a la presión de fondo.

Para Ecuador fue el punto de partida con miras a la industrialización y expansión económica, ya que para la época el sucre equivalía a 1 dólar norteamericano. En 1921 durante el gobierno del presidente José Luis Tamayo se perforó el pozo Ancón-004, con aproximadamente 300 barriles de petróleo al día. Desde aquella fecha los pozos iban en aumento, pero así también acrecentaba la caída de producción debido al mal manejo de los campos y al desaprovechamiento de la energía del gas de los yacimientos (Ver figura 2).

En 1976, La Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) asumió el control de todos los campos petroleros de la Península de Santa Elena, hasta que el 26 de septiembre de 1989 se creó Petroecuador, entidad que la reemplazaría.

Luego el Estado otorgó la concesión del bloque de la Península de Santa Elena, tomando el nombre de campo Gustavo Galindo Velasco a la ESPOL, en consorcio con la operadora argentina CGC, que desde el 1 de mayo de 1996 desarrolló y explotó estos campos.



Figura 2: Campamento Ancón 1917, en plena actividad de perforación.
Fuente: “Historia de Ancón 100 años”, historiadora Jenny Estrada.

Esta área estaba considerada en esa época como el bloque 3, el cual es explotado actualmente por la compañía Sinergy; comprende: Petrópolis, Carolina, Santa

Paula, San Raimundo, Achallàn, Cautivo, Matilde Carmela, Tigre, Santo Tomás, La Fuente, Certeza, Concepción, Conchas, Manantial, Valparaíso, Chapucal; que juntos, conforman la totalidad del campo Gustavo Galindo Velasco; muchos de estos campos resultaron poco productivos pero, en general, se obtuvo una producción rentable para las operaciones.

El área hidrocarburífera de Ancón se separó por secciones, de las cuales se encuentran en producción: 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, Certeza, Santa Paula, Valparaíso, Petrópolis, Matilde, Carmela y Tigre.

1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En la industria petrolera, el propósito principal es conseguir una producción elevada de petróleo que compense la inversión requerida en el menor tiempo posible; para lograr este propósito, se deben realizar diversas acciones que comúnmente se conocen como operaciones de reacondicionamiento, las que permitirán obtener este resultado al mejorar la tasa de producción.

El campo Gustavo Galindo Velasco se encuentra en la parroquia Ancón, ubicado en la provincia de Santa Elena; este es un campo maduro, considerado así, ya que, desde hace más de 100 años ha sido explotado y la vida productiva del yacimiento está en constante declinación debido a las bajas presiones de flujo y aumento del corte de agua, lo que incide en la disminución de las tasas de producción.

En la actualidad, la mayoría de los pozos del campo producen por el método de bombeo mecánico; otros, por el método de pistoneo o swab, recuperación por herramienta local o por el método de achique de pozo; como siguen siendo bajas las presiones del yacimiento, es un problema para la compañía operadora PACIFPETROL, ya que la producción está declinando constantemente, obteniéndose bajos rendimientos económicos.

1.3.1 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

¿El análisis técnico-económico para el cambio de sistema de producción de bombeo mecánico por bombeo de cavidades progresivas en el campo Gustavo Galindo Velasco operado por PACIFPETROL, nos permitirá mantener o aumentar la producción de petróleo en dicho campo?

1.3.2 SISTEMATIZACIÓN DEL PROBLEMA

1.- ¿Cómo, la implementación del sistema por bombeo de cavidades progresivas permitirá mantener la producción del petróleo?

2.- ¿De qué manera PACIFPETROL se beneficiará al implementar el sistema por bombeo de cavidades progresivas?

3.- ¿La viabilidad del sistema por bombeo de cavidades progresivas es recomendable para PACIFPETROL?

4.- ¿Cómo mantener la producción de los pozos aplicando el sistema recomendado al campo Gustavo Galindo Velasco y disminuyendo los costos de operación?

1.4 JUSTIFICACIÓN

Este tema de tesis pretende ser un aporte dentro de la Ingeniería de Petróleos, ya que el constante adelanto tecnológico en los equipos de PCP ha permitido visualizar de una forma rentable y eficiente la extracción de hidrocarburos, con una completación que requiere poco mantenimiento y no es afectada por la presencia de elementos como el agua.

El bombeo de cavidades progresivas se ha fortalecido en los últimos tiempos y actualmente puede ser empleado en distintos tipos de pozos como verticales, horizontales, desviados, niveles de producción bajos, con fluidos con alta y baja viscosidad e incluso con alta corrosión, considerándose altamente rentable para pozos con poca fuerza de empuje y con alto grado de drenaje desde el yacimiento al pozo productor.

Por el gran auge que han tenido las completaciones por cavidades progresivas en los últimos años, se aporta de forma práctica a la aplicación en futuros pozos aumentando considerablemente los ingresos económicos de una empresa.

En la actualidad el método de recobro por bombeo de cavidades progresivas puede ser instalado con un sistema de varillas de producción o puede ser aplicado como parte de un sistema electro-sumergible que lo hace competitivo en el mercado local.

En el programa de diseño, para el incremento de producción de hidrocarburos, se podrá modificar mediante los medios de levantamiento, dependiendo de las particularidades del pozo, en la fase de elaboración, presión del yacimiento y los montajes cercanos al pozo hacia la estación.

El diseño para la construcción de la completación BCP deberá ser eficiente, permitirá optimizar las zonas productoras y facilitará las operaciones de completación, para lograr mayor producción de hidrocarburos en un tiempo menor de recobro y bajos costos de operación, posibilitando de esta manera, la optimización de los pozos semejantes al aplicado.

1.5 OBJETIVOS

1.5.1 GENERALES

Determinar la factibilidad técnico-económica para implementar una completación por cavidades progresivas en pozos del campo Gustavo Galindo Velasco.

1.5.2 ESPECÍFICOS

- Analizar las ventajas y desventajas que puede ofrecer el bombeo de cavidades progresivas BCP como nueva alternativa en el campo Ancón.
- Determinar las limitaciones del bombeo de cavidades progresivas.
- Seleccionar un grupo de pozos adecuados para el posible cambio del sistema de completación.
- Determinar el incremento de la producción del campo al producir sin riesgos de daños al pozo.

1.6 HIPÓTESIS

La producción de crudo en el campo Gustavo Galindo Velasco a través de la implementación del sistema de cavidades progresivas como una nueva alternativa permitirá incrementar la producción con un factor de recobro entre 5 y 10%; y a la vez, disminuir considerablemente los costos operativos y el mantenimiento de los pozos.

1.7 METODOLOGÍA

1.7.1 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

En cuanto al diseño de la investigación tenemos:

1.7.1.1 Investigación de campo.- En esta modalidad se inspeccionarán los distintos pozos del campo Gustavo Galindo Velasco para luego proceder a la selección de los mismos y ejecutar el cambio de sistema de producción mecánico a cavidades progresivas con el fin de obtener los resultados esperados.

1.7.1.2 Investigación bibliográfica–documental.- Se obtuvieron suficientes elementos de juicio respecto al régimen de producción con bombas de cavidades progresivas con ayuda del internet, libros y registros técnicos que fundamentan el desarrollo de la tesis.

1.7.2 METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

PACIFPETROL, facilitó toda la información disponible como: registros eléctricos, para obtener las propiedades petrofísicas, historiales de producción, presiones, tipos de completaciones y reacondicionamiento de los pozos seleccionados, etc.

Método Inductivo.- Es un recurso muy utilizado, que se conforma por cuatro etapas básicas: la observación y el registro de todas las circunstancias, la prueba y la regulación de los eventos, la derivación inductiva de una generalización de los hechos, y la contrastación.

1.8 OPERACIONALIZACIÓN DE LAS VARIABLES

1.8.1 Variable Independiente: Sistema de Producción

Sistema de Producción				
CONCEPTUALIZACIÓN	CATEGORÍAS	INDICADORES	ITEMS	TECN – INSTRUM
<p>Un sistema en sí puede ser definido como un conjunto de partes interrelacionadas que existen para alcanzar un determinado objetivo, donde cada parte del sistema puede ser un departamento, un organismo o un subsistema.</p> <p>De esta manera una empresa puede ser vista como un sistema con sus departamentos como subsistemas.</p>	<p>Bombeo mecánico</p> <p>Bombeo por cavidades progresivas</p>	<p>Producción</p>	<p>1.- ¿Cómo la implementación del sistema de bombeo por cavidades progresivas permitirá mantener la producción del petróleo?</p> <p>2.- ¿De qué manera PACIFPETROL se beneficiara al implementar el sistema de bombeo por cavidades progresivas?</p> <p>3.- ¿La viabilidad del sistema de bombeo por cavidades progresivas es recomendable para PACIFPETROL?</p> <p>4.- ¿Cómo mantener la producción de los pozos del campo Gustavo Galindo Velasco minimizando costos de operación?</p>	<p>Observaciones</p>

1.8.2 Variable dependiente: Producción Petrolera

Producción Petrolera				
CONCEPTUALIZACIÓN	CATEGORÍAS	INDICADORES	ITEMS	TECN – INSTRUM
<p>La producción petrolera es la actividad de la industria que se encarga de todas las etapas necesarias para manejar los hidrocarburos (petróleo y gas) desde el yacimiento hasta el pozo, y desde éste a la superficie; es decir, donde se separan, tratan, almacenan, fiscalizan y transportan para su posterior utilización.</p>	Mantener la producción	Producción	<p>1.- ¿Cómo la implementación del sistema de bombeo por cavidades progresivas permitirá mantener la producción del petróleo?</p> <p>2.- ¿De qué manera PACIFPETROL se beneficiara al implementar el sistema de bombeo por cavidades progresivas?</p> <p>3.- ¿La viabilidad del sistema de bombeo por cavidades progresivas es recomendable para PACIFPETROL?</p> <p>4.- ¿Cómo mantener la producción de los pozos del campo Gustavo Galindo Velasco minimizando costos de operación?</p>	Observaciones

CAPÍTULO II
DESCRIPCIÓN DEL CAMPO
GUSTAVO GALINDO
VELASCO

2.1 UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

El campo Gustavo Galindo Velasco se encuentra en la Península de Santa Elena, ubicado hacia el suroeste de la indicada jurisdicción provincial. Muchos de los pozos petroleros explorados han perdido su flujo natural por el desaprovechamiento del gas natural; otros, han desaparecido por el aumento del área urbana; y, los abandonados han sido cementados para su taponamiento definitivo.

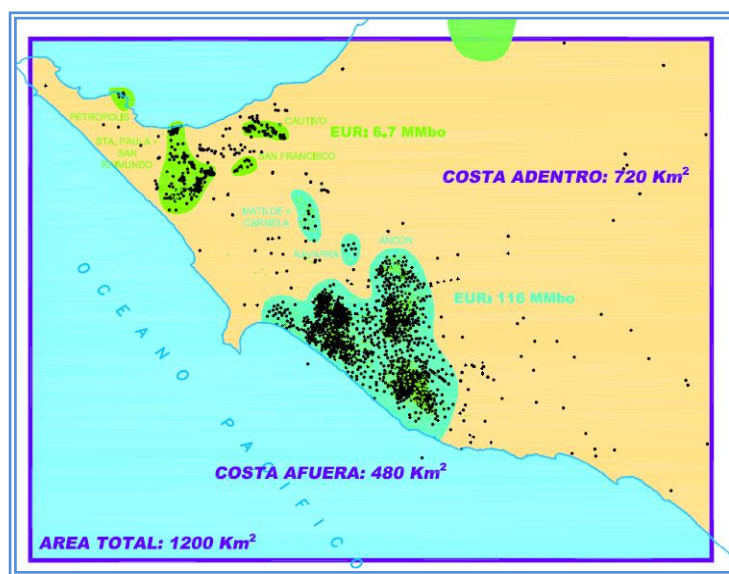


Figura 3: Mapa del campo Ancón

Fuente: Pacifpetrol

El bloque comprende 1200 Km² de los cuales el 40% está ubicado costa afuera (ver tabla 1 y 2), donde se descubren los planos de posicionamiento del campo en la periferia de la provincia de Santa Elena. El área es limitada por cuatro puntos en coordenadas UTM (tabla 1) y en coordenadas geográficas (ver tabla 2).

Latitud Norte	Longitud Este
N9'751.000	E515.000
N9'747.000	E515.000
N9'747.000	E517.000
N9'751.000	E517.000

Tabla 1: Coordenadas UTM del campo Ancón

Fuente: Pacifpetrol

Coordenadas geográficas de campo Ancón	
Lat. Sur: 2015'8.11" Long.	Oeste: 80051'53.51"
Lat. Sur: 2017'17.8" Long.	Oeste: 80051'53.51"
Lat. Sur: 2017'17.8" Long.	Oeste: 80050'48.65"
Lat. Sur: 2015'8.11" Long.	Oeste: 80050'48.65"

Tabla 2: Coordenadas geográficas del campo Ancón

Fuente: Pacifpetrol

2.2 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL CAMPO ANCÓN

Desde que fueron perforados los primeros pozos exploratorios en la Península de Santa Elena, los geólogos de Anglo correlacionaron las rocas del campo Ancón con las de Monteverde (al norte de Ancón), principalmente, en base a criterios paleontológicos y de secuencia lito-estratigráfica; observaron que existía una correlación cercana entre las series sedimentarias de estas dos áreas. Se ha determinado que la roca madre es el miembro Guayaquil de la formación Atlanta de edad del Paleoceno y constituye el principal yacimiento de este Campo.

El grupo Ancón del Eoceno medio, en el área de Ancón sobrepasa a la formación Atlanta; este hecho y otros, como la composición mineralógica Atlanta, ha inducido a considerar que esta formación corresponde a un bloque que pudo haber

sido desplazado desde el sur hasta la posición actual por efecto de algún sobre corrimiento durante la fase tectónica del Eoceno inferior.

Regionalmente, la comarca costera del Ecuador ha sido caracterizada como un terreno alóctono de origen marino, acreditado al margen continental andino durante el Cretácico superior al Terciario temprano. En este entorno se han desarrollado varias cuencas de antearco, modificadas por tectónica de desplazamiento de rumbo, que se extienden desde el límite norte del Perú hasta Colombia (Cuencas de Progreso/Santa Elena, Manabí, Daule, Esmeralda-Nariño, de sur a norte).

El bloque de Santa Elena se encuentra ubicado en la cuenca homónima, en la cuenca sedimentaria conocida como “Levantamiento de Santa Elena” y comprende la secuencia sedimentaria del Cretácico al Terciario inferior (Paleoceno–Eoceno), desarrollada sobre corteza oceánica.

El levantamiento de Santa Elena se encuentra delimitado al noreste por la falla regional de “La Cruz” que la separa de la cuenca Progreso, con sedimentación de edad Oligoceno-plioceno. Hacia el sur el Alto de Santa Elena ha servido de límite para la secuencia de Mioceno inferior al Pleistoceno que representa la apertura del Golfo de Guayaquil. Hacia el oeste el límite actual está constituido por el prisma de subducción Neógeno.

En el sector occidental del levantamiento afloran rocas pertenecientes al Cretácico (formación Santa Elena, Wildflysh, Carolina Chert), mientras que en la porción oriental y central (zona de Playas a sierra de Chanduy) aflora una gruesa secuencia de areniscas y conglomerados de la formación Azúcar. También en la parte central se encuentran extensos afloramientos del Ancón Gr. de edad Eocena.

2.3 PROPIEDADES DE LA ROCA Y FLUIDOS

Para la determinación de las propiedades de fluidos en los yacimientos, se necesita recoger muestras de fluidos de fondo representativas a condiciones de confinamiento, para obtener resultados confiables con sus posteriores estudios.

Las rocas almacenadoras de fluidos tienen diferentes características petrofísicas, tales como, saturación de fluidos, presión capilar, mojabilidad, porosidad, permeabilidad.

Actualmente no existen disponibles los análisis geoquímicos propios que permitan caracterizar detalladamente la ubicación de la roca madre de la Península de Santa Elena; sobre la base de indicios indirectos y algunos antiguos análisis, se asume que los niveles correspondientes al Cretácico se presentarían como grandes potenciales de generación hidrocarburífera.

Hay evidencias de manifestaciones y acumulaciones de hidrocarburos que se encuentran asociadas a rocas de edad Cretácica, ubicados en el sector nor-occidental de la Península de Santa Elena, como los manaderos de petróleo de La Libertad, Petrópolis, Santa Paula, Achallàn y Cautivo. Estas áreas se encuentran en el tope del Cretácico, posiblemente, han sido afectados por rocas generadoras más profundas. En la tabla 3 se detalla las propiedades de las formaciones del campo Ancón.

Existen muestras de hidrocarburos en casi toda la secuencia Terciaria; y no se puede excluir la presencia de niveles generadores en la Fm Azúcar (especialmente en la base) y en el grupo Ancón (niveles de Fm Passage Beds y CPB).

Campo	Yacimiento	Porosidad Frac	Sw Frac	API	Bo By/Bn	Vol.Roca Acre/pie	POES MMBls	FR (%)	Reservas Totales (MMBls)	Np @ 31-12-13 (*) MMBls	P1 R. Probadas Remanentes (MMBls)
ANCON	SOCORRO	0,250	0,45	36,8	1,200	267.808	238,1	14,4%	34,33	33,03	1,307
	CPB	0,100	0,50	39	1,200	72.006	23,3	10,0%	2,33	1,93	0,404
	SANTO TOMAS	0,110	0,64	38,8	1,200	521.001	133,4	8,9%	11,84	11,20	0,643
	PASSAGE BEDS	0,075	0,64	39	1,200	480.034	83,8	2,2%	1,81	1,24	0,567
	ATLANTA	0,100	0,64	40	1,200	3.963.844	922,5	8,2%	75,92	73,15	2,773
	SANTA ELENA (CHERT)	0,110	0,60	33,6	1,200	220.360	62,7	10,7%	6,68	6,39	0,292
TOTAL	TOTAL						1463,7		132,92	126,93	5,986

Tabla 3: Propiedades de las formaciones del campo Ancón

Fuente: Pacifpetrol

2.4 FORMACIONES PRODUCTORAS

El grupo Ancón está conformado por formaciones de inter-estratificaciones limonitas, areniscas, lutitas y arcillitas que varían de azul a plomo. Las limonitas son originadas cuando se forma la compactación y cementación de los sedimentos limosos.

La totalidad de las rocas de este grupo son de baja resistencia sobre la acción del agua (lluvia). Afloran en toda el área de los campos San Francisco, Matilde, Carmela, Navarra, Ancón y Concepción y en la mayor parte de los campos Cacique, Tigre, Certeza y Emporio.

2.4.1 Formación Santa Elena (Cretácico).

La formación Santa Elena está constituida por depósitos turbidíticos finos de aguas profundas, deslizamientos y flujos de detritos, representados por niveles finamente estratificados de pelitas silíceas y radiolaritas con participación tobácea de colores blanquecinos. El conjunto se caracteriza por una intensa deformación

de tipo dúctil con desarrollo de clivaje penetrativo que determina pliegues y fallamientos de diferentes órdenes y geometría. Estas estructuras definen escamas tectónicas.

Esta unidad ha sido también conocida como *Wildflisch Santa Elena*, *Olistostromo Wildflisch*, Chert de Carolina o Chert Santa Paula. La formación Santa Elena es un equivalente lateral del Miembro Guayaquil de la formación Cayo.

La base de la formación Santa Elena y, consecuentemente, su espesor son desconocidos, aunque al ser correlacionable con la formación Guayaquil, que posee unos 400 m. al NE de la Falla Chongón-Colonche, no se descartan potencias equivalentes. Según información del subsuelo, el techo está cubierto discordantemente por la formación Azúcar o grupo Ancón (mapeos de la Manabí Oil Co, Marchant, 1956).

2.4.2 Formación Azúcar Atlanta (Paleoceno)

La formación Azúcar está estratigráficamente acotada entre la formación Santa Elena y el grupo Ancón, constituye el principal yacimiento del campo Ancón. En perforaciones del distrito petrolero Ancón se reconoce un equivalente denominado formación Atlanta (Atlanta Sandstone), constituida por una arenisca gris dura con textura media a gruesa que representa el principal yacimiento por sus fracturas.

El grupo Azúcar tradicionalmente, de acuerdo a descripciones de afloramientos, estaba constituido por tres formaciones basadas por la presencia de una fase conglomerádica que separa a dos fases areno-arcillosas:

a) Fase La Estancia: Secuencia de areniscas grises, micáceas, con tonos de alteración rojizos y elevación de rodados cuarcíticos que alternan con pelitas negras duras y estratos finos de areniscas micáceas con restos de materiales carbonosos.

b) Fase Chanduy: Areniscas grises silíceas de dureza media, conglomerados de rodados de cuarcitas con alternancias de areniscas y conglomerados y el tope alternancias de pelitas negras y areniscas duras. En subsuelo son las denominadas Atlanta Sandstones

c) Fase Engabao: Areniscas castañas macizas, friables, con concreciones de tipo "bala de cañón" con intercalaciones de bancos delgados de pelitas y areniscas y conglomerados de rodados de cuarcita donde, a veces, las pelitas son localmente dominantes. Estas fases corresponderían en el subsuelo al denominado San José Shales.

La existencia de las tres fases anteriormente descritas (Estancia, Chanduy y Engabao), representan un gran evento de abanicos submarinos superpuestos cuya base presenta secuencias de lóbulos de abanicos medios (areniscas turbidíticas) e interlóbulos (turbiditas finas y pelitas arcillosas) con una tendencia general estratocreciente.

Esta secuencia presenta diferentes valores de espesor: en afloramientos de Estancia se han medido 2255m., mientras que en los afloramientos de Playas el valor más confiable parece ser de 644m medido por Moreno (1983). En el subsuelo de Ancón, en el pozo San Gabriel-1 se han perforado 2255m. de arenas, espesor que se considera exagerado debido a repeticiones estructurales y alta inclinación de los estratos. La edad de esta formación es Paleoceno - Eoceno inferior.

2.4.3 Formación Tablazo (Pleistoceno).

Se compone de aglomerados, areniscas y arenas fosilíferas, especialmente moluscos. Son niveles aterrizados marinos de edad Pleistocena que descansan en fuerte discordancia erosiva y angular sobre las rocas Cretácicas y Paleógenas de la Península de Santa Elena. Son poco potentes (hasta algunas decenas de metros: promedio 30 m.) y se disponen sub horizontalmente.

Están en los campos Cautivo, San Raymundo, Santa Rita, Santa Paula, Achallán, Seca, Central, Tablazo, San Joaquín, La Fe; también, en la parte del área de los campos Santo Tomás, Emporio, Tigre y Hecotea.

2.4.4 Formación Socorro (Eoceno Medio temprano).

Constituye el yacimiento de segunda importancia en Ancón, son areniscas turbidíticas y pelitas que recubren la formación Clay Pebble Bed, corresponden a la transición de abanicos turbidíticos–talud, con depósitos de lóbulos y canales de plataforma. Son una alternancia de lutitas deleznableles grises hasta negro y de areniscas turbidíticas delgadas verdosas.

El espesor medido en la localidad tipo de Ancón, Marchant (1956) es de 390 m.; en el subsuelo se indica un espesor máximo perforado de 457 m. Consta de una arenisca basal (saturada de petróleo) con conglomerados erosivos y areniscas canalizadas con texturas de descarga de fluidos, depositados por corrientes densas. Le siguen niveles arcillo-limosos masivos con intercalaciones de areniscas turbidíticas centimétricas a decimétricas con ondulitas indicativas de turbiditas distales. Hacia el tope se presentan areniscas limosas con deslizamientos con tendencia grano creciente. El contenido fosilífero indica edades Eoceno Medio-superior a Eoceno superior.

2.4.5 Formación Passage Bed (capas de transición).

Esta unidad se conoce solamente en el subsuelo de Ancón y fue definida por Marchant (1956) como la transición entre el grupo Azúcar y el grupo Ancón también, parte de estos niveles fueron identificados como "Atlanta Shales". Son pelitas duras con estratos delgados de areniscas, que incluyen intercalaciones de areniscas calcáreas de grano medio a grueso y arcillitas con restos carbonosos.. Esta secuencia sobreyace en discordancia angular sobre la formación Azúcar/Atlanta, sobrelapándola, con una potencia variable entre 0 a 500 m. Los

mayores espesores se dan en los ejes sinclinales o labio bajos de fallas, disminuyendo hacia los altos estructurales de la formación Azúcar/Atlanta.

Esta dependencia entre espesor y posición estructural hace sospechar de una depositación coetánea con la deformación y la erosión de las rocas subyacentes (Benítez, 1995). Se le asigna una edad Eoceno inferior a medio. Las asociaciones paleontológicas y las características litológicas indican una depositación rápida en un medio bastante profundo que recicló e involucró materiales provenientes de depósitos litorales.

2.4.6 Formación Clay Pebble Beds (Eoceno inferior).

El techo de esta unidad aflora en los acantilados de Ancón, con un espesor de 180 m. totales asignados en el subsuelo. Se trata de una secuencia diamictítica maciza de matriz arcillosa, originados por el deslizamiento sedimentario del tipo de flujos de barro densos submarinos e interestratificados con turbiditas. Las asociaciones paleontológicas determinan edades Eoceno medio.

2.4.7 Formación Cayo (Cretácico).

Consiste de una espesa secuencia volcánica y volcano-sedimentaria cuya localidad tipo se encuentra en los alrededores de Guayaquil, con aproximadamente 3000 m de espesor que no aflora en la Península. Está constituida por sedimentos marinos (lutitas bituminosa y turbiditas finas), volcánicos (lavas almohadilladas) y volcanoclásticos (tobas).

Los planos de fracturamiento por lo general son ondulados y lisos. La presencia de esta formación se encuentra en los siguientes campos petroleros:

- En el campo Petrópolis, desde la punta San Lorenzo hasta Santa Rosa en toda la zona de playa (9756000 N y 506000 E).
- En el campo San Raymundo (9753800 N y 510700 E).

- En el extremo norte de los campos Matilde, Carmela y Navarra, a la altura de las coordenadas 9750500 N entre 516000 E y 518000 E.

2.4.8 Formación Piñón (Jurásico- Cretácico medio).

La formación Piñón, considerada el basamento de la región costera del Ecuador, es de origen cortical oceánico y naturaleza basáltica. Está constituida por basaltos afaníticos almohadillados, doleritas intrusivas y algunas intrusiones gabroides y ultramáficas. La edad ha sido determinada como Aptiano superior-Albiano.

Se ha notado mediante el método de K/Ar una basandesita proveniente de localidad de la Carolina, que arrojó una edad de 180 Ma (Jurásico medio). Esta roca posiblemente represente relictos de corteza oceánica atrapada en el complejo de subducción.

2.4.9 Formación Santo Tomás.

La arenisca Santo Tomás consiste de un banco de areniscas de potencias modestas conocida solamente en el subsuelo en el sector homónimo, en el extremo NE del campo petrolero de Ancón. Constituye una culminación del ciclo turbidítico de la formación Passage Beds.

2.4.10 Formación Seca (Eoceno medio).

Se dispone en concordancia sobre la anterior y constituye la roca sello de los yacimientos de la formación Socorro en el campo Ancón, está constituida por arcillitas grises verdosas con raras intercalaciones de areniscas finas que hacia el techo obtienen un color amarillento rojizo. Corresponden a depósitos marinos de plataforma que se intercalan con las fases de abanicos submarinos. El espesor promedio es 300 m. La edad se asigna al Eoceno medio a superior.

2.4.11 Formación Punta Ancón (Eoceno medio a superior).

Son areniscas grises con base erosiva con alternancias de pelitas grises que se

manifiestan con niveles finos de color castaño e incluyen la arenisca blanca de Punta Ancón. Presentan un espesor de 160 m de sección que corresponden a depósitos marinos localizados entre la plataforma externa y la parte superior del talud continental (Benítez, 1995).

Hacia el extremo norte de la comarca estudiada, existen niveles equivalentes de esta formación y están cartografiados como formación Zapotal (Olsson, 1931), nombre formacional corrientemente utilizado en la cordillera Chongón-Colonche, el contenido paleontológico de la formación Punta Ancón señala una edad Eoceno medio a superior. En la figura 4 se detalla la estratigrafía completa de las formaciones del campo Ancón.

La producción por arena productora está clasificada de acuerdo a sus características petrofísicas se describen en la tabla 4.

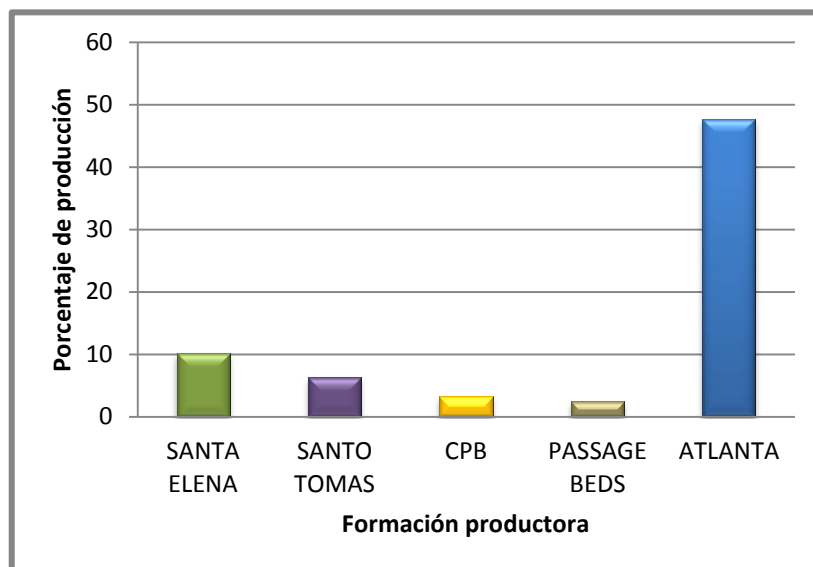


Tabla 4: Producción porcentual por arenas del campo Ancón

Fuente: Pacifpetrol

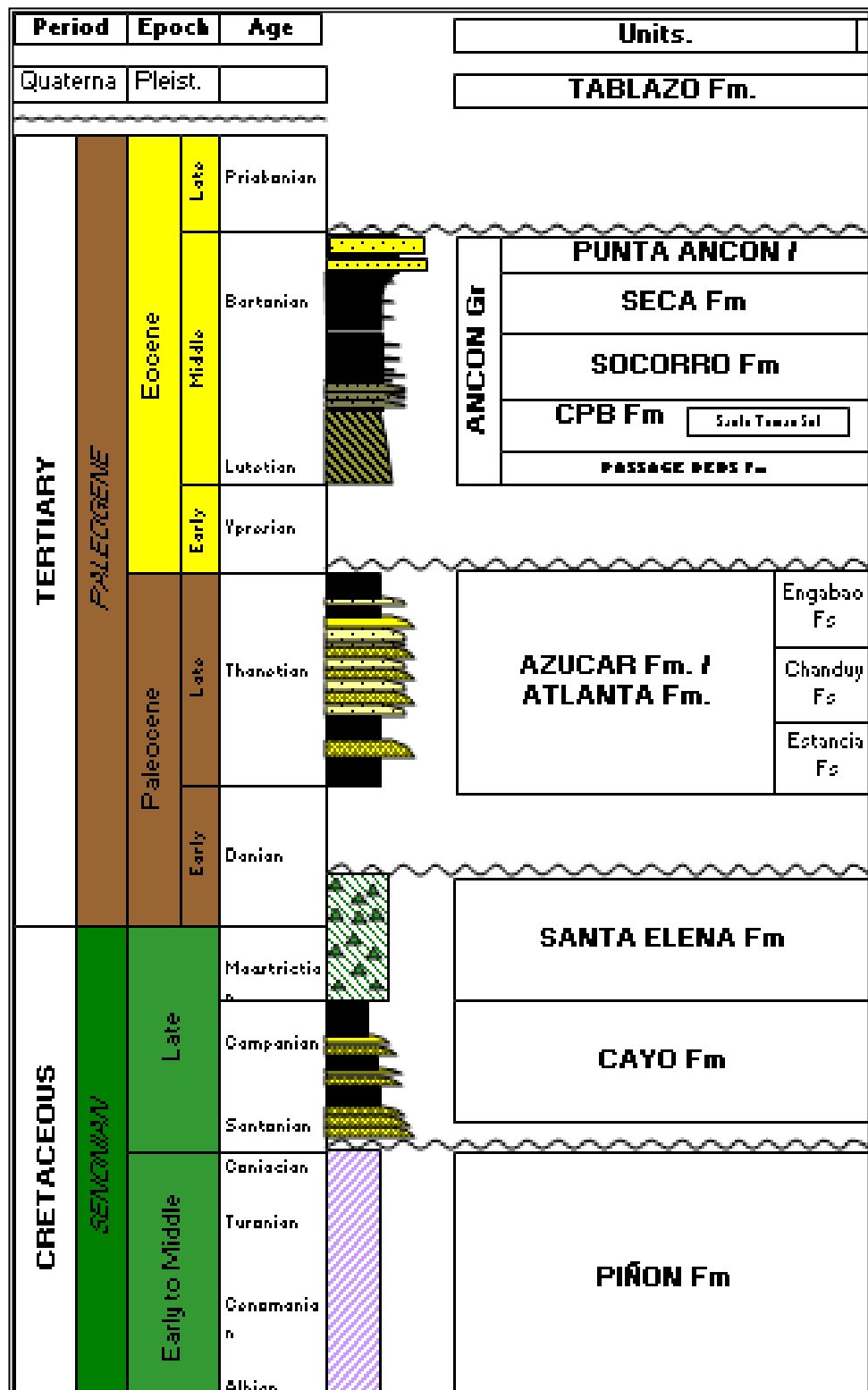


Figura 4: Cuadro estratigráfico de las formaciones del campo Ancón

Fuente: Pacifpetrol

2.5 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO

2.5.1 POROSIDAD

Es la capacidad de las rocas para contener fluidos y es el resultado de la relación entre el volumen de espacios vacíos sobre el volumen total de la roca. Está expresada en términos porcentuales.

$$\emptyset = \frac{\text{Volumen Vacío}}{\text{Volumen Total}} \times 100$$

2.5.2 PERMEABILIDAD

Es la habilidad de un yacimiento que permite el flujo de un fluido a través de los espacios vacíos interconectados. La permeabilidad, depende fundamentalmente de: tamaño y abertura de los poros, grado de conectividad y tipo de cemento entre los granos y se mide en Darcys.

2.5.3 SATURACIÓN

Es la relación del volumen del fluido dentro del volumen total poroso. Está expresada como un porcentaje del volumen poroso. Esta expresada en términos porcentuales.

$$S_o = (1 - S_w - S_g)$$

S_o : Saturación de petróleo.

S_w : Saturación de agua.

S_g : Saturación de gas.

2.5.4 PUNTO DE BURBUJA

Es la presión a la cual el gas disuelto en solución se separa y se divide el contenido del yacimiento en bifásica (petróleo y gas); claro está que el agua se encuentra en las partes intersticiales de la roca.

2.5.5 RAZÓN GAS-PETRÓLEO (GOR)

Es el volumen de gas en pies cúbicos que pueden disolverse en un barril de petróleo, ambos a condiciones normales, cuando son llevados a condiciones de presión y temperatura en el yacimiento.

$$GOR = \frac{Q_g}{Q_o}$$

GOR: Relación gas - petróleo de producción; SCF/STB.

Qg: Tasa de producción de gas; SCF/día.

Qo: Tasa de producción de petróleo; STB/día.

2.5.6 FACTOR DE VOLUMEN EN FORMACIÓN

El factor volumétrico del petróleo se define como la razón entre el volumen de petróleo más su gas en solución, a condiciones de yacimiento, respecto al volumen de un barril de petróleo producido medido a condiciones de superficie. El factor volumétrico del petróleo, (β_o), de los yacimientos del campo Ancón, además las arenas productoras de este campo Ancón se caracterizan por poseer un diferente grado de β_o , ya que, la presencia de agua connata eleva el valor de dicho parámetro y se ilustra en el tabla 4 el valor de los barriles de petróleo obtenido en base a su β_o .

$$\beta_o = \frac{\text{Volumen de petróleo con su gas en solución}}{\text{unidad volumétrica de petróleo acond. normales}} \left[\frac{BY}{BN} \right]$$

CAMPO	YACIMIENTO	°API	β_o BY/BN
ANCÓN	SOCORRO	36.8	1,200
	CLAY PEBBLE BEDS	39.0	1,200
	SANTO TOMAS	38.8	1,200
	PASSAGE BEDS	39.0	1,200
	ATLANTA	40.0	1,200
	SANTA ELENA	33.6	1,200

Tabla 5: Características del petróleo extraído, según las arenas pertenecientes al campo Ancón

Fuente: RED (Ralph E. Davis) Associates Inc. 2009.

2.6 MECANISMOS DE EMPUJE DEL YACIMIENTO

2.6.1 EMPUJE POR GAS EN SOLUCIÓN

El empuje por gas en solución se califica usualmente como empuje de gas interno, gas disuelto, depletación, volumétrico o empuje de expansión de fluidos. Este es el principal mecanismo para aproximadamente un tercio de todos los yacimientos de hidrocarburos del mundo.

La presión inicial del reservorio se encuentra sobre o igual a la presión del punto de burbuja. Si asumimos esto, entonces la presión como consecuencia de la producción declinará rápidamente hasta el punto de burbuja. Durante este periodo, todo el gas que tiene el yacimiento permanece en solución; este sistema es a menudo llamado empuje por expansión de fluidos.

La recuperación de petróleo por este mecanismo frecuentemente tiene el rango de 5% al 30 % del petróleo original en-sitio. Los factores que tienden a favorecer una

gran recuperación incluyen alta gravedad API del crudo (baja viscosidad), alto GOR y homogeneidad de la formación.

2.6.2 EMPUJE HIDRÁULICO

En este tipo de depósito no existe capa de gas; por lo tanto, la presión inicial es mayor que la presión del punto de burbuja. Cuando la presión se reduce debido a la producción de fluidos, se crea un diferencial de presión a través del contacto agua-petróleo. De acuerdo con las leyes básicas de flujo de fluidos en medio poroso, el acuífero reacciona haciendo que el agua contenida en él, invada al depósito de petróleo originando intrusión o influjo, lo cual, no solo ayuda a mantener la presión sino que permite un desplazamiento inmiscible del hidrocarburo que se encuentra en la parte invadida. La Intrusión ocurre debido a:

(a) Lo apreciable expansión del agua del acuífero. A medida que se reduce la presión, el agua se expande y reemplaza parcialmente los fluidos extraídos del reservorio.

(b) Que el acuífero es parte de un sistema artesiano. El agua que rodea al yacimiento de petróleo está en contacto con agua proveniente de la superficie.

2.6.3 FLUJO NATURAL

Esto se origina por la presión en el yacimiento, tanto que el petróleo fluye naturalmente hacia la superficie sin necesidad de algún mecanismo artificial, mezclado con gas y agua. Se ha estipulado que este empuje se puede producir por la presencia de:

- Casquetes de gas libre.
- Volumen de gas libre en el petróleo.

- Empuje por gravedad.

Por lo general, se da el caso de que uno de estos mecanismos es relevante en empujar el petróleo hacia los pozos.

2.6.3.1 Casquete o empuje de gas.

Para este yacimiento, con los parámetros originales de presión y temperatura, hay un equilibrio entre el gas libre y el petróleo original. La presión junto con la temperatura, bajo los parámetros normales, está relacionada con la profundidad. Cuando el pozo produce controladamente, la diferencia entre la presión del yacimiento y la presión en el cabezal del pozo hacen que el crudo y el gas disuelto lleguen a la superficie. Por su mecanismo y características de operatividad, el casquete o empuje de gas ofrece la posibilidad de una extracción primaria de crudo de 15% a 25%.

2.6.3.2 Empuje por gas libre.

Para este tipo de mecanismo no existe capa o casquete de gas. Ya que todo el gas disuelto en el petróleo forma una sola fase, a presión y temperaturas originalmente altas en el yacimiento.

Al comenzar la etapa de producción, el diferencial de presión creado hace que el gas empiece a expandirse y su vez arrastre el petróleo del yacimiento hacia los pozos por una gran parte de la vida productiva del mismo. Este tipo de extracción es más eficiente que el de casquete de gas. La práctica ha demostrado que la extracción primaria puede alcanzar del 20% al 40% del petróleo en sitio.

2.7 RESERVAS

Son todos los volúmenes estimados que se encuentran en yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos (petróleo crudo, condensado, gas natural y líquidos provenientes del gas natural) que, por medio de un sistema de

producción, se pueden recuperar comercialmente de las acumulaciones conocidas. Las reservas se clasifican en: probadas, probables y remanentes.

2.7.1 RESERVAS PROBADAS

Las reservas probadas son todos los volúmenes de hidrocarburos en el yacimiento estimado con razonable certeza y recuperables de yacimientos conocidos, de acuerdo con la información geológica y de ingeniería disponible, bajo las distintas condiciones operacionales.

El término "razonable certeza" indica un alto grado de confianza en las cantidades estimadas que serán recuperadas para poder iniciar las operaciones.

2.7.2 RESERVAS PROBABLES

Son todas aquellas reservas que se encuentran en el límite del yacimiento, los volúmenes estimados del yacimiento de hidrocarburos asociados a las acumulaciones conocidas, en los cuales la información geológica, de ingeniería, contractual y económica, bajo las condiciones operacionales prevalecientes, indican (con un grado menor de certeza al de las reservas probadas) que se podrán recuperar.

2.7.3 RESERVAS REMANENTES

Es el volumen de hidrocarburos medido en condiciones atmosféricas de un yacimiento que será recuperado lo que queda del mismo, si es económicamente rentable, con las técnicas de explotación aplicables. En otra forma, es la diferencia entre la reserva original y la producción acumulada de hidrocarburos en una fecha específica. Véase la tabla 6.

Reservas del campo " Gustavo Galindo Velasco."							
Campo	Yacimiento	POES MMBls	FR (%)	RESERVA TOTALES (MMBLS)	R. PROBADAS TOTALES (MMBls)	R. PROBABLES (MMBls)	R. Posibles (MMBls)
ANCÓN	Socorro	238.1	13%	31.47	0.21	0.01	0.01
	CPB	23.3	10%	2.33	0.50	0.02	0.01
	Santo T.	133.4	9%	12.17	0.47	0.01	0.01
	PB	83.8	3%	2.42	1.10	0.03	0.01
	Atlanta	922.5	8%	73.53	0.10	0.67	
	Santa E.	62.7	10%	6.43	0.32		

Tabla 6: Reservas de campo Ancón

Fuente: RED (Ralph E. Davis) Associates Inc. 2009.

2.8 ANTECEDENTES DEL CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO

En el año de 1911, se perfora el primer pozo petrolero en la Península de Santa Elena, denominado Ancón 1, con resultados positivos; desde esa fecha se inicia la explotación de petróleo en el Ecuador. El campo Ancón es el principal productor de petróleo y está dividido en 15 áreas: Perito, La Fuente, Certeza, Emporio, Santo Tomás, San Joaquín, La Fe, Tablazo, Tigre, Cacique, Central, Ancón, Seca, Hecotea y Concepción. Las áreas Navarra y Asturias, al norte de éste Campo, fueron productoras de gas. Además, existen los campos de Petrópolis, San Raymundo, Santa Paula, Cautivo, Carmela y El Tambo.

Desde 1971 a 1989, CEPE se convirtió en el símbolo nacional, cuyo esfuerzo estaba dirigido a dotar al país de la infraestructura necesaria para la naciente industria del petróleo. Actualmente, a la Agencia de Regulación y Control de

Hidrocarburo(ARCH) le corresponde la planificación y coordinación de las actividades y a sus Filiales, administrar, fiscalizar y controlar los contratos de prestación de servicios, de participación y de servicios específicos, referentes a la explotación de hidrocarburos y celebrados con compañías internacionales; además, de la comercialización del petróleo y sus derivados en el mercado interno y externo (Artículo 11 de la reforma de la Ley de Hidrocarburos con fecha 24-11-2011 del decreto ejecutivo 2967 del registro oficial).

2.8.1 HISTORIALES DE PRODUCCIÓN

La producción del campo Ancón ha estado dominada por deficientes gestiones de producción y prevención de pérdida de presión, el valor del Pwf ha decaído tanto desde más de 100 años de explotación de este Campo; entonces, es inevitable aplicar métodos de recuperación secundaria a todo pozo perforado, ya que el yacimiento ha depletado la capa de gas inicial que poseía y generaba una presión adicional para el recobro del petróleo. En la tabla 6 se presenta la historia de producción del campo Ancón de acuerdo al número de pozos perforados, datos correlacionados por la empresa Pacifpetrol que, precisamente, opera los campos en la actualidad.

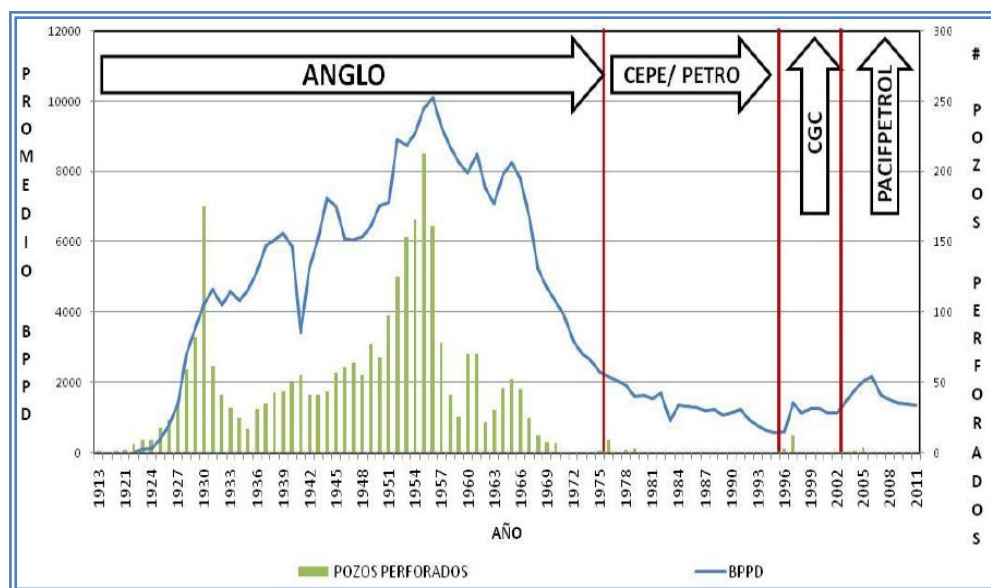


Tabla 7: Historial de producción de campo Ancón

Fuente: Pacifpetrol

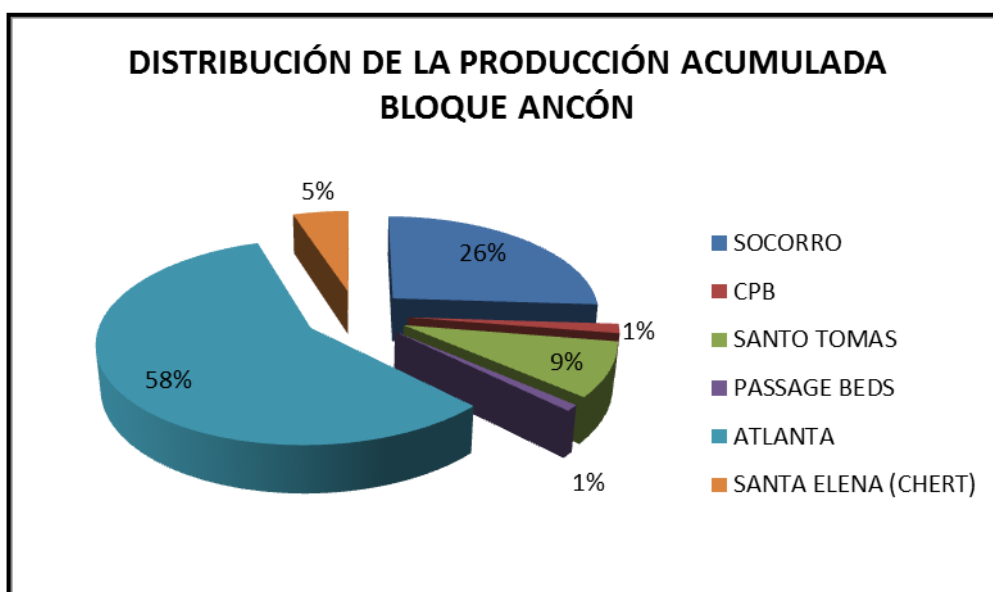


Tabla 8: Historial de producción acumulada del campo Ancón

Fuente: Pacifpetrol.

Las proyecciones estadísticas indican una declinación del 3,6% anual como demuestra la tabla 7 (estudio presentado en el 2012), tanto así que está proyectado para el año 2016 una producción de tan solo 535,1 Bbl/día.

Es decir, el campo Ancón debe implementar mejoras técnicas para la recuperación de petróleo de sus campos, ya que en el yacimiento no cuentan con mecanismos suficientes para su ascenso hasta la superficie; pero, como se mencionó anteriormente, las cantidades remanentes de hidrocarburo se impregna en la roca y en cierta cantidad, el petróleo ha migrado por las fallas existentes en esta área.

2.8.2 HISTORIALES DE REACONDICIONAMIENTOS

El reacondicionamiento se extiende a todos los pozos que se encuentran productivos o en stand by por “descanso” previo la extracción de petróleo.

En el historial expuesto en la tabla 8 puede apreciarse que hay formaciones elegibles para el cambio de completación de bombeo mecánico por el de bombeo por cavidades progresivas; una de las características principales es la cantidad de petróleo a extraer frente a los problemas de escala presentes en estos pozos; la parafina se ha constituido en un problema habitual, pues, para reducir su presencia y adherencia a los equipos se necesita una acidificación.

Algunos estudios han determinado la factibilidad de realizar fracturamiento hidráulico con arenas artificiales, de tamaño mayor a las que existen en el yacimiento para mejorar el drene desde la zona de segregación hacia el pozo.

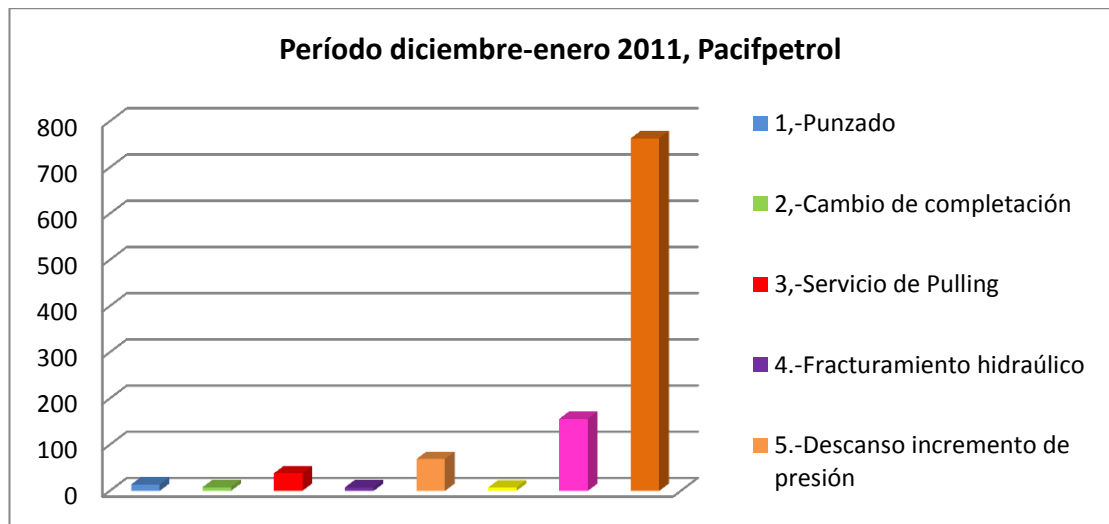


Tabla 9: Historial de reacondicionamiento de pozos aplicados a la zona Tigre y Santa Paula pertenecientes al campo Ancón

Fuente: Pacifpetrol.

2.8.3 HISTORIALES DE ESTIMULACIONES

De acuerdo al historial de estimulaciones realizados hasta diciembre de 2013 en el campo Gustavo Galindo Velasco se puede resaltar que desde la década de los 50

las estimaciones más relevantes han sido las siguientes: tratamiento con aceite absorbente y tratamiento antiparafina con aceite absorvedor o kerex.

Cabe destacar que el Campo no cuenta con registro de estimaciones recientes de acuerdo a los datos proporcionados por la actual compañía operadora.

CAPÍTULO III
SISTEMAS DE PRODUCCIÓN
EXISTENTES EN EL CAMPO
GUSTAVO GALINDO
VELASCO

3.1 MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Cuando el pozo deja de producir por flujo natural, se requiere el uso de una fuente externa de energía la cual concilia la oferta con la demanda de energía. La utilización de esta fuente es con el fin de levantar los fluidos desde el fondo del pozo hasta el separador, es lo que se denomina levantamiento artificial. El propósito de este método es minimizar los requerimientos de energía en la cara de la formación productora, con el objeto de maximizar el diferencial de presión a través del yacimiento y provocar, de esta manera, la mayor afluencia de fluidos, sin que generen problemas de producción: arenamiento, conificación de agua, etc.

3.2 SISTEMAS DE BOMBEO MECÁNICO

El bombeo mecánico es uno de los sistemas más empleados en los campos administrados por Pacifpetrol; el conjunto funciona mediante un método de succión el cual mantiene una producción continua hasta la superficie.

3.2.1 PRINCIPIO FÍSICO

El principio de funcionamiento de este sistema es mediante válvulas (viajera y estacionaria), el cual, interviene el movimiento vertical ascendente, libera la válvula estacionaria haciendo un efecto de absorción que permite llenar el barril de la bomba, una vez alcanzado su máximo tope de elevación, comienza su carreteo descendente el cual permite cerrar la válvula estacionaria comprimiendo el fluido del barril de la bomba abriendo la válvula viajera y liberando el hidrocarburo hacia la parte superior del barril que nos va a permitir levantarlo en la siguiente carrera.

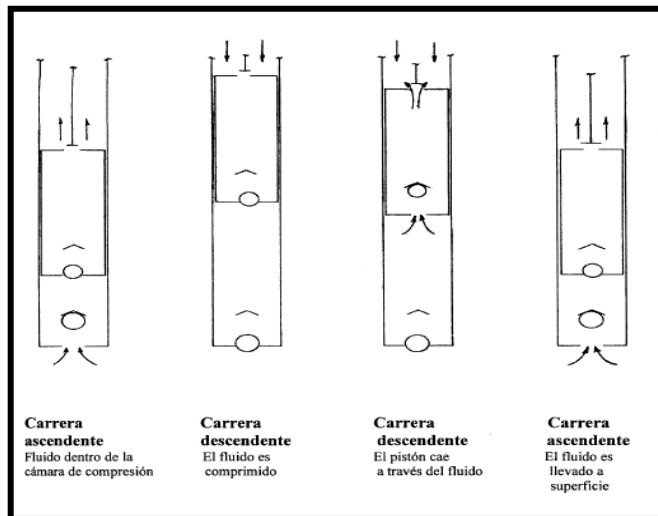


Figura 5: Principio físico de bombeo mecánico
Fuente: Pacifpetrol

El sistema de bombeo mecánico consta de las siguientes partes: equipos de superficie y equipos de subsuelo.

3.2.2 EQUIPOS DE SUPERFICIE

Es la parte en el cual se desarrolla como soporte en el sistema de bombeo espontáneo, generando también la energía necesaria para el buen funcionamiento del sistema.

Las partes principales que se encuentran en la superficie de un sistema de bombeo mecánico son la cabeza, el cuerpo de soporte, el contra peso, las patas, la caja reductora, y el motor.

El equipo de superficie se conforma de la siguiente manera:

- Unidad de bombeo
- Motor de la unidad
- Cabezal del pozo

3.2.2.1 Unidad de bombeo.

Es un aparato integrado cuyo objetivo es facilitar un cambio angular a rectilíneo normal, a una velocidad apropiada con el deseo de accionar la sarta de varillas y la bomba de subsuelo. Las partes principales de la unidad de bombeo son:

3.2.2.1.1 Estructura es la parte principal estructural de la unidad de bombeo, es la base la cual se fabrica con perfiles de acero. Sirve como miembro rígido que une el soporte maestro, reductor y motor con una alineación apropiada para el mecanismo de trabajo.

3.2.2.1.2 Soporte maestro constituido de tres soportes de perfiles de acero. Debe tener suficiente rigidez y resistencia para soportar el doble de la carga máxima del varillón pulido.

3.2.2.1.3 Bloque viajero este elemento está constituido de un perfil de acero, el mismo que se coloca sobre un cojinete central que se encuentra en el centro del soporte maestro.

3.2.2.1.4 Biela es un elemento fabricado de acero, el mismo que sirve para transmitir el movimiento al bloque viajero.

3.2.2.1.5 Manivela se fabrica de hierro fundido y están acopladas al eje del reductor de velocidades para transmitir el movimiento a las bielas.

3.2.2.1.6 Reductor de velocidades es un conjunto de engranajes helicoidales cuyo objetivo es reducir la velocidad y cambiar el movimiento de rotación entre el motor y el sistema biela - manivela que esta accionado por medio de correas o bandas.

3.2.2.1.7 Correas o Bandas son elementos muy importantes dentro de la unidad de bombeo ya que se utilizan para transmitir el movimiento del motor al reductor de velocidades.

3.2.2.1.8 Cabeza del balancín es un elemento constituido por placas metálicas, el mismo que sirve como guía a los cables que van acoplados mediante el elevador con el varillón pulido.

3.2.2.1.9 Elevador es un elemento que sirve como unión entre los cables y el varillón pulido, permitiendo de esta manera transmitir el movimiento rectilíneo vertical del varillón pulido sin dificultad.



Figura 6: Balancín del campo Ancón

Fuente: Pacifpetrol

3.2.2.1.10 Motor de la unidad

El motor es considerado como una máquina motriz que suministra la fuerza requerida para la operación de la unidad. Los motores se los utiliza para abastecer de energía mecánica a las unidades de bombeo para que logren llegar a la superficie los fluidos del pozo. En este campo petrolero se maneja únicamente

motores de combustión interna a gas, este gas es el mismo que emana del pozo, ya que el Campo está muy alejado de las fuentes que suministran energía eléctrica; por lo tanto, no se instalan motores eléctricos porque la inversión sería muy alta.

Dentro de los motores de combustión interna tenemos: Motores de alta velocidad y baja velocidad, los mismos que se utilizan considerando los requerimientos para realizar el bombeo con la unidad. Los motores de alta velocidad, generalmente tienen seis cilindros; operan a velocidades que superan los 1500 RPM, con polea grande para producir efecto de inercia. Los motores de baja velocidad, usualmente funcionan a velocidades que están bajo las 1500 RPM, estos tienen también polea grande para producir el efecto de inercia.

3.2.2.1.11 Cabezal de pozo

Está constituido por una serie de dispositivos y de válvulas que permiten el paso del fluido del pozo a la tubería. Conjuntamente con la prensa estopa, esto permite el paso del varillón pulido en el ciclo de bombeo.



Figura 7: Cabezal del pozo del campo Ancón

Fuente: Pacifpetrol.

3.2.3 EQUIPOS DEL SUBSUELO

Están compuestas por la sarta de varillas y la bomba.

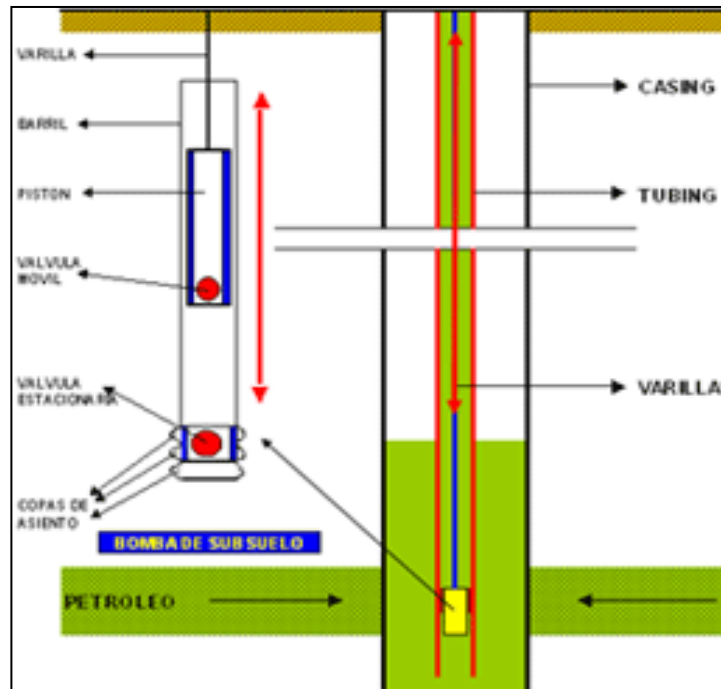


Figura 8: Equipos de subsuelo del campo Ancón

Fuente: Pacifpetrol

La varilla es una herramienta que tiene como actividad principal proveer el pronunciamiento vertical desde la bomba y además soporta el peso del fluido y del propio peso de las varillas utilizadas.



Figura 9: Varillas $\frac{3}{4}$ " y $\frac{5}{8}$ " del campo Ancón

Fuente: Pacifpetrol

La bomba trabaja mediante diferenciales de presiones que se originan por las bolas y asientos, que ayudan a la entrada y sello del fluido en ciclos periódicos sincronizados. Las funciones de la bomba son:

- Recibir el fluido desde la formación hacia dentro de la sarta de producción.
- Levantar el fluido hacia la superficie.

Los Componentes principales de la bomba de subsuelo

- Barril de trabajo
- Pistón
- Válvula fija
- válvula viajera.

El funcionamiento de una bomba de subsuelo se acciona mediante sus válvulas; la válvula fija ayuda a que el petróleo circule en el cilindro de la bomba. En la corrida descendente de las varillas, la válvula estática se cierra y se abre; la válvula viajera permite que el petróleo pase de la bomba a la tubería. En la carrera ascendente, la válvula viajera se cierra para mover hacia la superficie el petróleo que está en la tubería y la válvula viajera da paso a el petróleo para que entre en la bomba. La repetición continua del movimiento ascendente y descendente mantiene el flujo.

3.2.4 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL BOMBEO MECÁNICO

3.2.4.1 VENTAJAS

- Se utiliza generalmente en crudos pesados y con viscosidades considerables.
- Puede utilizar alternadamente combustible o electricidad como fuente de energía.
- El equipo es capaz de ponerse en marcha a temperaturas elevadas sin complicaciones.
- Varía la velocidad de embolada y longitud de carrera para el control de los indicadores de producción.

3.2.4.2 DESVENTAJAS

- Altos costos de mantenimiento.
- El equipo es de gran peso y ocupa mucho espacio.
- Alta producción de sólidos.
- No es apto en locaciones urbanas.

3.3 SISTEMA DE BOMBEO POR SWAB

Es una técnica de extracción de fluidos del interior de un pozo, esto es desde una profundidad dada hacia la superficie. Este trabajo significa que la presión de la formación del pozo no es lo idóneamente grande como para lograr vencer la columna hidrostática del fluido que existe y poder expulsar el líquido drenado a superficie. El drenaje de estos pozos es muy lento con respecto al tiempo. Para hacer producir estos pozos, se utiliza cable de acero que va enrollado en el winche o tambor de Swab de la unidad de servicio (Tubing o Casing) y con ayuda de otros componentes y accesorios que hacen posible la recuperación de fluidos, los cuales, se definen como conjunto de fondo y de superficie.

3.3.1 PRINCIPIO FÍSICO

Esta operación consiste en succionar la columna de fluido petróleo o petróleo-agua que se encuentra en la tubería de producción, desde una profundidad determinada hasta la superficie utilizando un cable de acero enrollado o winche. Una desventaja que presenta este método de levantamiento artificial a la empresa PACIFPETROL es el alto costo de operación por barril producido.

La unidad de extracción por pistoneo se ubica en la locación, es estabilizada por unos mandos hidráulicos; una vez pasada se levanta la pluma para iniciar la operación de extracción. Luego, se coloca una reducción para que el fluido que se recupere del pozo se dirija al tanque de almacenamiento de la unidad.

El siguiente paso es soltar el standing valve por caída libre hasta la cruceta, si el pozo no tuviera standing fijo, ahorraría significativamente el tiempo en los trabajos de producción. Luego, se baja el cable, que incluye el varillón copas y porta copas.

Una vez alcanzado el nivel de fluido, se efectúan carreras ascendentes y descendentes que generan succión permitiendo al fluido entrar a la válvula de retención (standing) y luego sobre las copas. El peso del fluido hace que las copas se hinchen y produzcan un sello para que el petróleo no retorne al fondo. Cuando el operador considere oportuno, levantará el conjunto de Swab hasta la superficie y la producción se canalizará por la manguera de producción hasta el tanque de almacenamiento.



Figura 10: Camión de levantamiento artificial por pistoneo o Swab.

Fuente: Pacifpetrol

3.3.2 Equipo de superficie.

Los elementos primordiales de la unidad son: el motor a diésel, una pluma, un malacate, sistema hidráulico de estabilización, cable 9/16”, manguera de producción, lubricador y tanque de almacenamiento.

3.3.3 Equipo de subsuelo.

Los principales componentes del equipo de subsuelo son los siguientes:

3.3.3.1 Copas de Swab.

Las copas de Swab, usualmente son de caucho y se combinan también algunas con metal, son utilizadas primordialmente con el propósito de extraer o succionar el fluido de la tubería de producción y ejercer un sello con las paredes del tubing.

3.3.3.2 Porta copas.

Son acoples donde se colocan las copas, van ubicadas en el extremo inferior del varillón y éstas quedarán disponibles al diámetro de la tubería de producción sin ningún inconveniente.

3.3.3.3 Standing valve.

Esta es una válvula para el control del flujo que se encuentra asentada en una cruceta o asiento de bomba y no permite que el fluido retorne hacia el pozo. El standing se lo coloca por medio de un cable de acero, o soltándolo desde la superficie para que caiga libremente hasta la profundidad de la cruceta.

3.3.4 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL SISTEMA SWAB

3.3.4.1 VENTAJAS

- Trabaja con caudales moderados desde cualquier profundidad con relación a los otros sistemas de levantamiento artificial.
- Tiene flexibilidad para adaptarse a los cambios de caudales en las arenas productoras.
- No requiere de torre de producción.
- el mantenimiento es reducido y económico

3.3.4.2 DESVENTAJAS

Cuando se está operando un pozo se pueden encontrar distintos tipos de inconvenientes que pueden dificultar la operación. Aquí se mencionan algunos de los contratiempos más comunes:

- Tubos 2 3/8" colapsados (no se calibró o se colapsó por excesivo torque aplicado por la tenaza o llave hidráulica) pueden aprisionar el conjunto de Swab o no permitir que baje hasta el nivel de fluido.
- Presencia de lodo de perforación.
- Rotura del tubo (por el rozamiento de la bajada del conjunto de Swab, o deteriorado por la presencia de carbonato).
- Herramientas presas.
- Presencia de parafina suave o dura.
- Daños en el lubricador hidráulico (pérdida de tiempo).

3.4 SISTEMA DE BOMBEO POR HERRAMIENTA LOCAL

Es una unidad similar a la utilizada en el sistema de Swab, así mismo consta de una unidad que contiene las herramientas y mecanismos necesarios para la extracción de fluidos mediante un recipiente denominado botella o también conocida como cuchara; se trata de un cilindro de material acerado o fibra de vidrio, cuyas dimensiones son: 3, 4 o 6 pulgadas de diámetro dependiendo del diámetro del casing de los diferentes pozos y de 6 a 10 m de longitud, con una válvula de retención en su parte inferior.



Figura 11: Cuchara y equipo móvil de la herramienta local

Fuente: Pacifpetrol

3.4.1 PRINCIPIO FÍSICO

La botella se sumerge en el casing por gravedad hasta alcanzar el nivel de fluido en el fondo, la válvula inferior se abre e ingresa el petróleo hasta que la botella se llene. Luego, la botella es levantada mediante un cable de acero el cual se encuentra conectado hacia el malacate por del motor auxiliar permitiendo que la válvula se cierre por el peso del fluido; llega a la superficie y se descarga el crudo en un embudo que lo canaliza a un tanque de almacenamiento adaptado a la unidad. Este proceso se repite varias veces hasta lograr recuperar la producción acumulada en el fondo del pozo.



Figura 12: Método de uso con cuchara de herramienta local

Fuente: Pacifpetrol

3.4.2 COMPONENTES DEL SISTEMA

La unidad de herramienta local consta de diferentes partes:

- Tanque de almacenamiento principal, con capacidad de 23 bbls.
- Tanque de recobro en la parte posterior, de la unidad con capacidad de 1.5 bbls.
- Motor, unicamente ejerje la fuerza para levantar la botella.
- Malacate, donde se ejerce y se guia el cable de wireline desde el tambor hasta la botella.
- Pluma, sirve para centrar u elevar la cuchara hacia la superficie.

3.4.2.1 EQUIPOS DE SUPERFICIE Y DE SUBSUELO

- Tanque.- sirve para almacenar el fluido recuperado desde el pozo.

- Tanque de recobro.- sirve para almacenar el fluido recuperado desde el pozo.
- Motor.- Es el que genera el movimiento y la fuerza para el mecanismo movimiento del malacate.
- Malacate.- Es un tambor que hace la función de sostener el cable de acero, y darle el mecanismo de levantamiento al fluido dentro del pozo.
- Pluma.- Es un eje que sirve para ubicar la botella y permitir la entrada o salida del pozo y verter el contenido en el tanque de recobro con mayor facilidad.



Figura 13: Equipo utilizado para el levantamiento artificial

Fuente: Pacifpetrol

CAPÍTULO IV
SISTEMAS DE CAVIDADES
PROGRESIVAS Y
SELECCIÓN DE POZOS
CANDIDATOS

4.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE CAVIDADES PROGRESIVAS

El bombeo por cavidades progresivas (BCP), es una clase de levantamiento artificial que se puede utilizar en manejo de fluidos muy viscosos y posee pocas partes móviles por lo que su mantenimiento es relativamente sencillo y económico.

Un sistema BCP está formado por un cabezal de accionamiento en superficie y una bomba de fondo compuesta de un rotor de acero, en forma helicoidal de paso simple y sección circular, que gira dentro de un estator de elastómero vulcanizado. En la figura N° 14, se presenta la unidad de bombeo de cavidades progresivas.

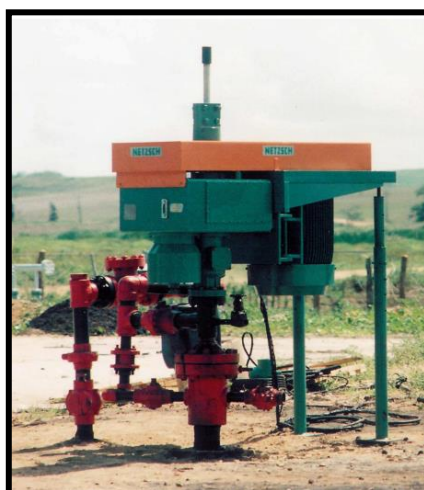


Figura 14: Manual del sistema BCP

Fuente: Netzsch

4.1.1 PRINCIPIO FÍSICO

El rotor es accionado desde la superficie por medio de un sistema impulsor que conduce el movimiento rotativo hasta llegar a la sarta de cabillas donde, a su vez, está conectada al rotor. Mientras que el estator es la parte estático o fija de la bomba, contiene un polímero de alto peso molecular con la capacidad de deformación y recuperación elástica llamado elastómero.

El funcionamiento de las BCP está basado en el principio de René Moineau, en el que se utiliza un rotor de forma helicoidal de n lóbulos dentro de un estator en forma de helicoide de $n+1$ lóbulos. Se basa en el contacto del fluido en el fondo del pozo con un rotor el cual al girar sobre su propio eje y al hacer contacto con el fluido, ejerce una presión en dirección vertical contrarrestando la presión hidrostática y desplazando el fluido hacia la superficie.

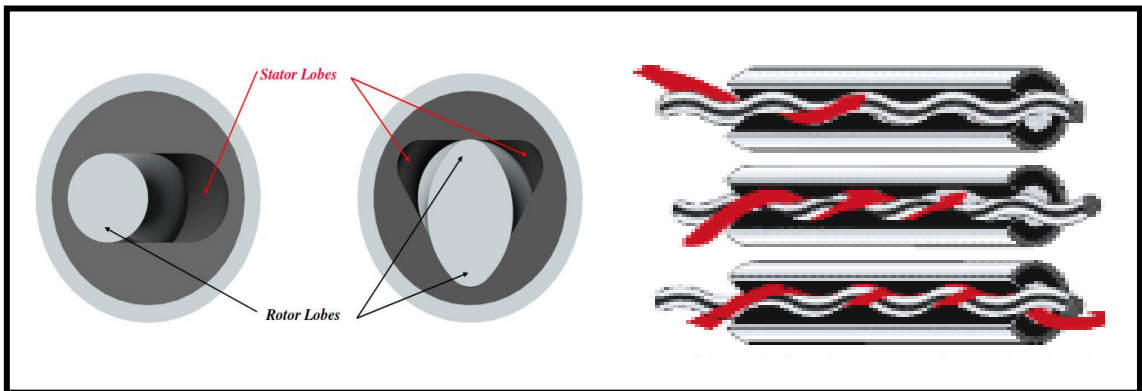


Figura 15: Rotor y estator del sistema BCP

Fuente: Weatherford.

4.1.2 EQUIPOS DE SUPERFICIE Y DE SUBSUELO

4.1.2.1 Equipos de superficie

Los equipos que se encuentran en superficie deben tener la capacidad de proveer suficiente energía para abastecer el sistema, debiendo realizar lo siguiente:

- Suspender la sarta de varillas y soportar la carga axial del equipo de fondo.
- Entregar el torque requerido en el vástago.
- Rotar el vástago a la velocidad indicada.
- Prevenir la fuga de fluidos en superficie.

4.1.2.1.1 Cabezal de rotación: Este es un equipo de accionamiento mecánico instalado en la superficie directamente sobre la cabeza del pozo. Consiste en un sistema de rodamientos o cojinetes que soportan la carga axial del proceso, un sistema de freno (mecánico o hidráulico) que puede estar integrado a la estructura del cabezal o ser un dispositivo externo, y un ensamblaje que incluye el sistema de empaque para evitar la filtración de fluidos a través de las conexiones de superficie.

4.1.2.1.2 Motor: La principal función del motor en el sistema es proveer la potencia requerida para generar el movimiento de rotación que se le debe suministrar al rotor. La potencia es función directa del torque y esta relación está expresada por la siguiente ecuación:

$$P \text{ requerida} = \frac{C * T \text{ sarta} * N}{\mu \text{ transmisión}}$$

dónde:

P requerida= Potencia total requerida por el sistema (Kw o HP).

T sarta= Torque total sobre la sarta de varillas (N*m o Lbs.*ft.).

N = Velocidad de rotación del sistema (rpm).

μ transmisión= Eficiencia de transmisión (%).

C = Constante (Sistema internacional: $1,504*10^{-2}$ o sistema inglés: $1,917*10^{-6}$).

4.1.2.1.3 Sistema de transmisión: Es el dispositivo utilizado para transferir la energía desde la fuente primaria (motor eléctrico o de combustión interna) hasta el cabezal de rotación. Existen tres tipos de sistemas de transferencia utilizados: poleas y correas, transmisión a engranajes e hidráulica.

4.1.2.1.4 Sistema de correas y poleas: La relación de transmisión con poleas y correas debe ser determinada dependiendo del tipo de cabezal seleccionado y de la potencia/torque que se debe transmitir a las varillas de bombeo (BCP). En el caso

de los cabezales sin cajas reductoras (Directos) la relación es directa y viene determinada por la velocidad del motor y la requerida por el sistema.

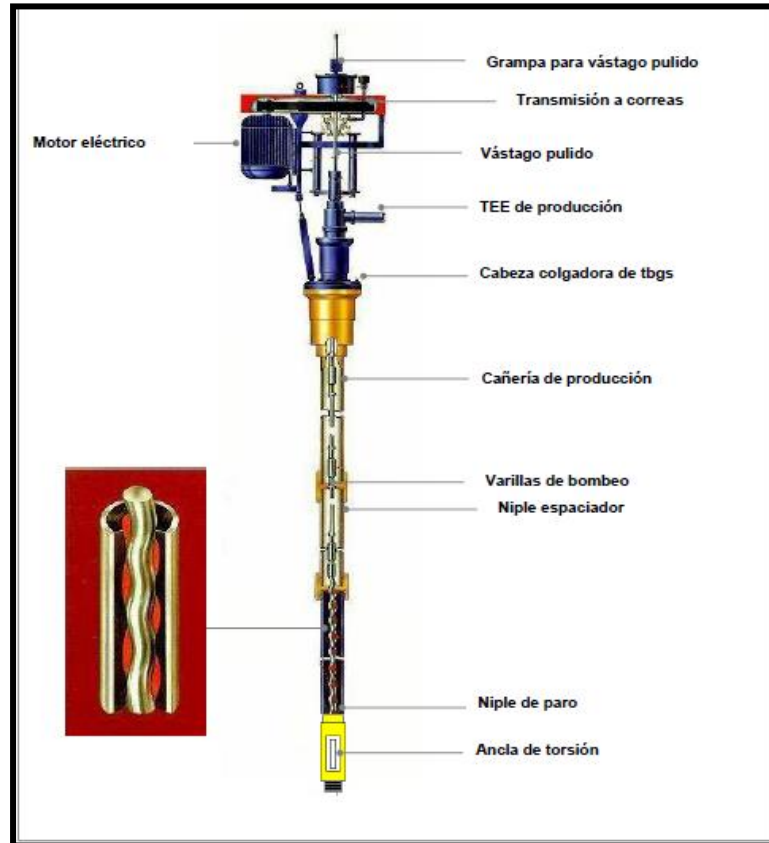


Figura 16: Sistema de bombas de cavidades progresivas

Fuente: Weatherford

4.1.2.1.5 Sistema de frenado: La segunda función importante del cabezal es el frenado, que requiere el sistema una vez y rota en marcha inversa, llamado “*Back-Spin*”. Cuando un sistema BCP está en operación, una cantidad significativa de energía se acumula en forma de torsión sobre las varillas. Si el sistema se para repentinamente, la sarta de varillas de bombeo libera esa energía girando en forma inversa para liberar la torsión.

4.1.2.1.6 Variadores de frecuencia: Estos equipos son utilizados para brindar flexibilidad al cambio de velocidad en corto tiempo y sin recurrir a

modificaciones mecánicas en los equipos. El variador de frecuencia rectifica la corriente alterna requerida por el motor y la modula electrónicamente produciendo una señal de salida con frecuencia y voltaje diferente. Al variar la frecuencia, varía la velocidad de rotación ya que ambas son proporcionales; finalmente, al variar la velocidad de operación, varía la producción.

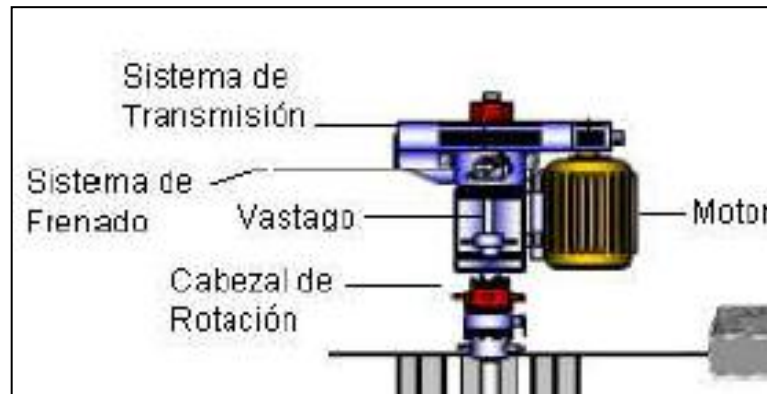


Figura 17: Manual del sistema BCP

Fuente: Weatherford

4.1.2.2 EQUIPOS DE SUBSUELO

4.1.2.2.1 Rotor: Se fabrica con acero altamente resistente, hecho con precisión en un torno especial y se recubre con una capa de material de alta resistencia a la abrasión por medio de un proceso electroquímico de cromado.

El rotor a diferencia de los elastómeros se elaboran a diferentes diámetros y espesores de cromado; la variación de estos dos parámetros permiten un ajuste fino de la interferencia. Este se conecta a una sarta de varillas de bombeo, las cuales le transmiten el movimiento de rotación desde la superficie (accionamiento o impulsor).

4.1.2.2.2 Estator: Es un cilindro de acero (tubo) revestido internamente con un elastómero sintético (Polímero de alto peso molecular), moldeado en forma de hélice dispuestas entre sí, cuyos pasos son el doble de la hélice del rotor.

4.1.2.2.3 Elastómero: Es la base del sistema BCP en el que está moldeado el perfil de doble hélice del estator. Constituye el elemento más “delicado” de la bomba de cavidades progresivas, de su correcta determinación, la interferencia con el rotor depende en gran medida la vida útil de la BCP. El elastómero reviste internamente al estator, también es un polímero de alto peso molecular con la propiedad de deformarse y recuperarse elásticamente; esto, hace que se produzca la interferencia entre el rotor y el estator, la cual determina la hermeticidad entre cavidades contiguas; en consecuencia, la eficiencia de la bomba (bombeo). Los elastómeros deben tener resistencia química para manejar los fluidos corrosivos y excelentes propiedades mecánicas para resistir los esfuerzos y la abrasión.

Los elastómeros más utilizados en la aplicación BCP, tienen bases nitrílicas (convencionales), hidrogenación catalítica (elastómeros hidrogenados) y fluoelastómeros.

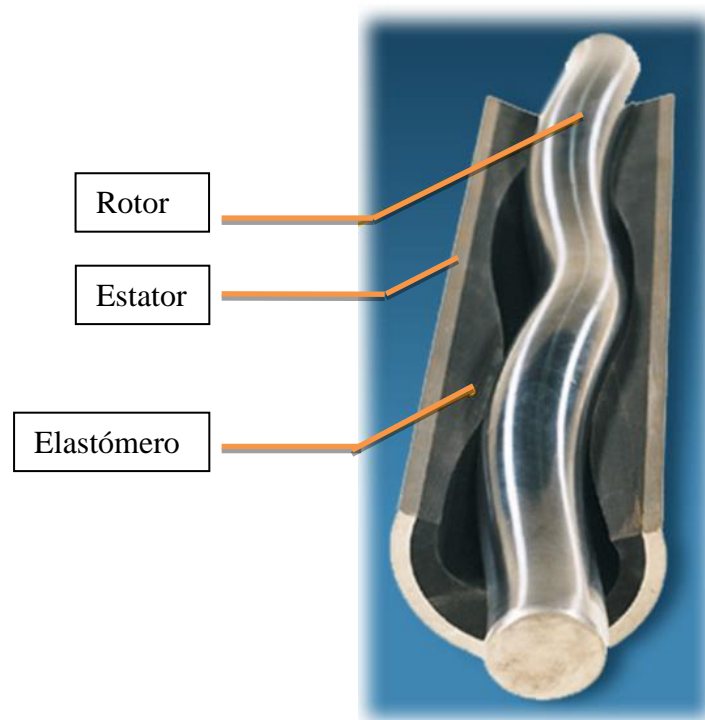


Figura 18: Rotor, estator y elastómero utilizado en bomba de cavidades progresivas

Fuente: Weatherford

4.1.2.2.4 Niple de paro: Es un tubo de dimensiones pequeñas, el cual se instala bajo el estator, sus funciones son:

- Servir de punto tope al rotor cuando se realiza el espaciado del mismo.
- Brindar un espacio libre al rotor de manera que permita la libre elongación de la sarta de varillas durante la operación del sistema.
- Impedir que el rotor y/o las varillas lleguen al fondo del pozo en caso de producirse rotura o desconexión de estas últimas.
- Servir de punto de conexión para accesorios tales como anclas de gas o anti torque, filtros de arena, etc.

4.1.2.2.5 Niple de maniobra: El movimiento excéntrico de la cabeza del rotor junto con el acople de unión a la primera varilla, describe un círculo de diámetro mayor que el propio. El diámetro que permitiría este movimiento es de $D + 2E$, donde:

- “D” es el mayor de los dos diámetros, el de la cabeza del rotor o el diámetro externo del acople.
- “E” es la excentricidad de la bomba (dato suministrado por el fabricante).

El niple de maniobra debe contar con un diámetro interno mayor que el resultado obtenido con la expresión $D + 2E$. En cuanto a su longitud, deberá ser de tamaño suficiente para garantizar que la cabeza del rotor (en condiciones de operación) se encuentre en el interior de dicho niple.

4.1.2.2.6 Niple de drenaje: Se utiliza para desocupar el crudo de la tubería de producción en aquellos casos cuando no es posible sacar el rotor de la bomba.

La mayoría de los niples de drenaje se activan aplicando presión interna a la tubería de producción.

4.1.2.2.7 Niple X: Se emplea con el fin de detectar agujeros o uniones defectuosas en la sarta de tubería; se acostumbra realizar una prueba de presión durante la operación de bajada de la misma. Para realizar esta prueba se puede instalar un niple de asiento “X”, sobre el estator de la bomba, en el cual se asienta una válvula fija con pescante, que es fácil de recuperar luego de la prueba.

Si el pozo presenta problemas de corrosión y la tubería es re-utilizada, es recomendable asentar la válvula en el niple “X” e ir probando a medida que se bajan los tubulares. Por ejemplo, cada 10 tubos; de esa manera es más fácil detectar y corregir la existencia de algún tubo defectuoso.



Figura 19: Niple utilizado en BCP

Fuente: Netzsch

4.1.2.2.8 Ancla de torque: Al girar la sarta en el sentido de las agujas del reloj, se realiza la acción de girar la columna también hacia la derecha, es decir hacia el sentido de desenrosque de la tubería. A esto se suman las vibraciones producidas en la columna por las ondas armónicas ocasionadas por el giro de la hélice del rotor dentro del estator. La suma de estos efectos podría provocar el desprendimiento del tubing. El ancla de torque elude esta dificultad.

Cuanto más tiende la columna al desenrosque, más se ajusta el ancla. Debe ir siempre instalada debajo del estator, elemento de la columna donde el esfuerzo de torque es mayor. No siempre es necesaria su instalación, ya que en bombas de menor caudal a bajas velocidades o bajas profundidades, no se tienen torques

importantes y/o se producen grandes vibraciones. No obstante, es recomendable en todos los casos.



Figura 20: Ancla de torque

Fuente: Netzsch

4.1.2.2.9 Ancla de gas: La eficiencia volumétrica del BCP, al igual que la de otros tipos de bombas, es afectada de manera significativa por la presencia de gas libre en su interior. Anclas de gas es el nombre que comúnmente se emplea para referirse a los separadores estáticos gas-líquido de fondo de pozo, generalmente la separación gas – líquido ocurre fuera del ancla desviándose el gas al espacio anular entre el revestidor y la tubería de producción y el líquido es enviado a la bomba; sin embargo, las anclas de gas no son 100% eficientes, por lo que, una porción del mismo es arrastrado a su interior y de allí a la bomba.

4.1.2.2.10 Centralizador de varillas: Los centralizadores de varillas se suelen colocar sólo en aquellos pozos con desviaciones o inclinaciones muy pronunciadas para evitar el desgaste de varillas/tubería y reducir el torque. El cojinete de los centralizadores es de plástico duro para resistir las incrustaciones de arena, aromáticos, ácido sulfhídrico, dióxido; un buen diseño de su ubicación alarga la vida útil de las varillas y el tubing.



Figura 21: Centralizador de Varillas

Fuente: Netzsch

4.1.2.2.11 Tubing: En caso de haber instalado un ancla de torque, la columna se arma con torque óptimo API, correspondiente a su diámetro. Si existiera arena, aún con ancla de torque, se debe ajustar con el torque máximo API. De este modo, en caso de quedar el ancla atrapada, existen más posibilidades de librarla, lo que se realiza girando la columna hacia la izquierda. Si no hay ancla de torque, se debe ajustar también, con el máximo API, para prevenir el desenrosque del tubing.

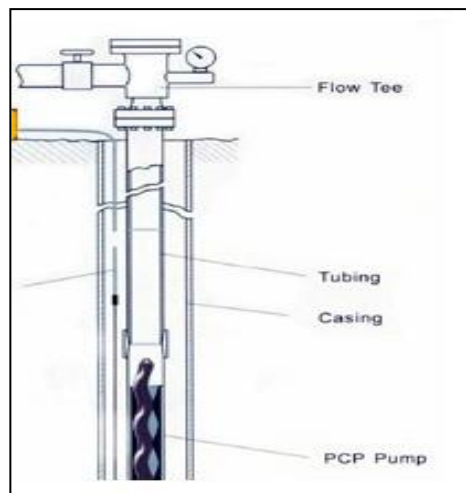


Figura 22: Tubing BCP

Fuente: Netzsch

4.1.2.2.12 Trozo de maniobra: Es una varilla corta, la cual, es muy importante instalar encima del rotor cuando el sistema gira a una velocidad superior a 250 rpm.

Debido a su longitud y al movimiento excéntrico del motor que se transmite directamente a ella, la varilla instalada tiende a doblarse y rozar contra las paredes del interior de la tubería de producción.

4.1.2.2.13 Varillas de bombeo API: Son las encargadas de transmitir el movimiento rotatorio generado por el sistema de impulsión en superficie al rotor de la bomba. Las varillas en este sistema soportan la carga axial generada por el propio peso de la sarta, más el par de torsión debido al movimiento rotatorio.

La combinación de estas dos fuerzas da el esfuerzo total que debe soportar el sistema, el mismo que tiene el valor máximo en el extremo superior de la sarta de varillas (eje de impulsión) cuyo valor no debe sobrepasar los 14000 psi. Los diámetros máximos utilizados están limitados por el diámetro interior del tubing.

4.1.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL SISTEMA

4.1.3.1 VENTAJAS

- Produce fluidos viscosos y con alto contenido de arenas.
- Tolera altos contenidos de gas libre
- Ausencia de válvulas evitando el desgaste de partes móviles
- Bajos costos de inversión inicial
- Bajos costos de energía
- Bajos costos de mantenimiento
- Simple instalación y operación
- Baja emisión de ruido.

4.1.3.2 DESVENTAJAS

- Resistencia a temperaturas menores de 350 °F.
- Poca experiencia en el diseño, instalación y operación del sistema.
- Opera con bajas capacidades volumétricas.
- Los fluidos pueden dañar los elastómeros por ser altamente sensibles.

4.1.4 SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS

Una vez bien definidas las características del sistema de cavidades progresivas, se evaluó la factibilidad que tendría para ser aplicado en el presente proyecto. A continuación se enumeran las consideraciones para la selección de pozos:

- Tendido eléctrico cerca de la zona a aplicar BCP.
- Alto aporte de agua al pozo.
- Aportación constante de hidrocarburos líquidos.
- Cierta información existente proporcionada por la compañía operadora.

En todo caso se decidió seleccionar pozos referentes de cada sector estratégico de todo el Campo Gustavo Galindo Velasco.

- ✓ ANC 0604
- ✓ ANC 1929
- ✓ PET 0101
- ✓ PET 0125
- ✓ SPA 0229
- ✓ SPA 0244
- ✓ SPA 0251
- ✓ SPA 0255
- ✓ SRY 0C02

4.1.5 CÁLCULOS Y MÉTODOS UTILIZADOS EN EL SISTEMA

La selección de bombeo por cavidades progresivas se efectuó en base a las características similares de los pozos con sistemas de bombeo mecánico utilizados en el campo Gustavo Galindo Velazco. Los diagramas de completación de los pozos seleccionados se encuentran en el Anexo I, los mismos que, en la actualidad, están produciendo con el sistema de bombeo mecánico (Balancín).

Se detallan los pasos a seguir para calcular y analizar las variables de diseño de una instalación con BCP (Bomba de Cavidades Progresivas):

- Datos del pozo.
- Selección de la bomba.
- Cálculo del caudal teórico.
- Carga dinámica total (TDH o Total Dynamic Head).
- Cálculo de la potencia consumida.
- Cálculo de torques.
- Cálculo de esfuerzos axiales.
- Cálculo de las tensiones combinadas.
- Cálculo del estiramiento de la sarta de varillas.

4.2 DISEÑO DE SELECCIÓN DE LA BOMBA DE CAVIDADES PROGRESIVAS

Los cálculos se realizan luego de elegir un modelo previo de bomba, teniendo en cuenta los requerimientos de caudal, diámetro de tubería y profundidad de asentamiento de la bomba. Para la selección de la bomba se utiliza el catálogo de bombas de cavidades progresivas marca NETZSCH (Anexo II). Se procede con los cálculos siguiendo el método dado en el punto anterior:

4.2.1 Datos de los pozos.

DATOS DEL POZO	NOMBRE DEL POZO								
	ANC 604	ANC 1929	PET 101	PET 125	SPA 229	SPA 244	SPA 251	SPA 255	SRY C02
Casing , milímetros	146,05	114,3	219	127	127	127	127	127	
Tubing , milímetros	60,325	60,325	60,325	60,325	73,025	73,025	60,325	60,325	60,325
Varilla, pulgadas y pies	5/8"*25' 3/4"*25'	5/8"*25' 3/4"*25'	5/8"*25' 3/4"*25' 3/4"*30'	5/8"*25' 3/4"*25'	5/8"*25' 3/4"*25'	3/4"*25'	5/8"*25' 3/4"*25'	5/8"*25' 3/4"*25'	5/8"*25'
Caudal requerido, Bbl/D	6	5	6	5	5	6	5	5	5
Profundidad de inst. pies	3688,5	2699.1	2032	2841,2	1873,1	1998,1	4496,3	3785	618,4
Nivel dinámico, pies	3378	2412,1	1797	2610,2	1623	1648	4134,3	3445	588,4
BSW, %	0,64	0,64	0,6	0,6	0,6	0,64	0,64	0,6	0,6
Densidad del petróleo	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
Densidad del agua	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Presión en boca de pozo, Psi	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Bombas Seleccionadas	NTZ 238*120SI T1,1	NTZ 238*120SI T0,8	NTZ 238*120SI T1,1	NTZ 238*120SI T0,8	NTZ 278*120SI T1,6	NTZ 278*120SI T1,6	NTZ 238*120SI T0,8	NTZ 238*120SI T0,8	NTZ 238*120SI T0,8

Tabla N° 10: Resultados de selección de BCP en los pozos elegidos
Elaborado por: José Pillasagua y David Rodríguez.

4.2.2 Selección de la bomba.

Una vez seleccionadas las bombas requeridas para cada pozo (ver Tabla N°10) se pueden determinar las variables como:

- Geometría (“single-lobe”, “multi-lobe”).
- N° de etapas.
- Diámetro del tubing y varillas de bombeo.
- Tipo de elastómero (Contenido de acrilonitrilo, Hidrogenados, Bitón, etc.), quedando detallada la selección de la manera siguiente:

Pozo ANC 0604 NTZ 238*120SIT1.1

Descripción: Bomba tubular single lóbulo, 2 3/8” rosca, 120 bar (Máxima presión diferencial), 1.1 m³/día @100 rpm y cero presión.

Pozo ANC 1929 NTZ 238*120SIT0.8

Descripción: Bomba tubular single lóbulo, 2 3/8” rosca, 120 bar (Máxima presión diferencial), 1.1 m³/día @100 rpm y cero presión.

Pozo PET 0101 NTZ 238*120SIT1.1

Descripción: Bomba tubular single lóbulo, 2 3/8” rosca, 120 bar (Máxima presión diferencial), 1.1 m³/día @100 rpm y cero presión.

Pozo PET 0125 NTZ 238*120SIT0.8

Descripción: Bomba tubular single lóbulo, 2 3/8” rosca, 120 bar (Máxima presión diferencial), 1.1 m³/día @100 rpm y cero presión.

Pozo SPA 0229 NTZ 278*120SIT1.6

Descripción: Bomba tubular single lóbulo, 2 7/8” rosca, 120 bar (Máxima presión diferencial), 1.1 m³/día @100 rpm y cero presión.

Pozo SPA 0244 NTZ 278*120SIT1.6

Descripción: Bomba tubular single lóbulo, 2 7/8” rosca, 120 bar (Máxima presión diferencial), 1.1 m³/día @100 rpm y cero presión.

Pozo SPA 0251 NTZ 238*120SIT0.8

Descripción: Bomba tubular single lóbulo, 2 3/8” rosca, 120 bar (Máxima presión diferencial), 1.1 m³/día @100 rpm y cero presión.

Pozo SPA 0255 NTZ 238*120SIT0.8

Descripción: Bomba tubular single lóbulo, 2 3/8” rosca, 120 bar (Máxima presión diferencial), 1.1 m³/día @100 rpm y cero presión.

Pozo SRY 0C02 NTZ 238*120SIT0.8

Descripción: Bomba tubular single lóbulo, 2 3/8” rosca, 120 bar (Máxima presión diferencial), 1.1 m³/día @100 rpm y cero presión.

4.2.3 Cálculo del caudal teórico

El caudal de la bomba se puede extraer de la información del catálogo, se dan los pasos a seguir para determinar el caudal teórico de desplazamiento de una bomba BCP de geometría “Single-lobe”:

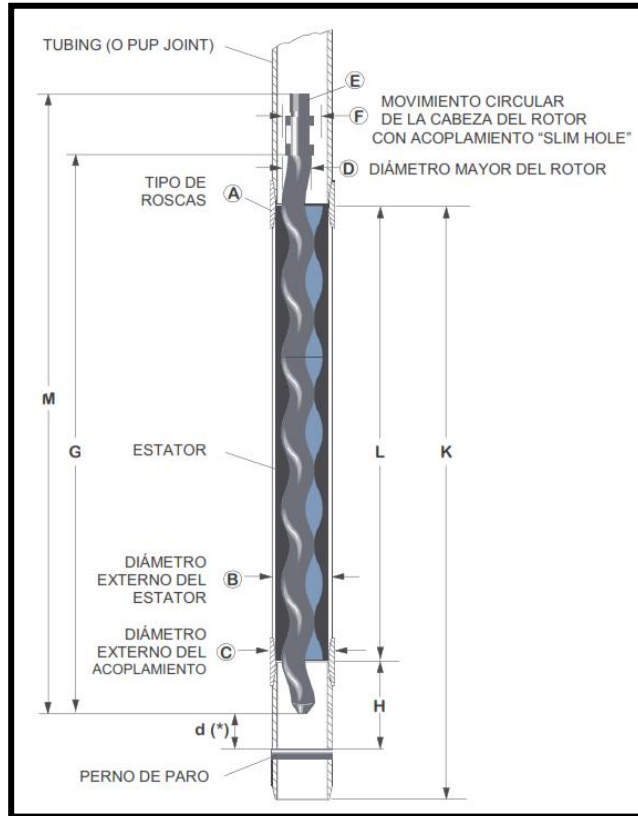


Figura 23: Geometría de la bomba BCP

Fuente: Netzsch

E: excentricidad del rotor.

Pr: Paso del rotor.

Pe: paso del estator = 2 * Pr.

$D-d = 2 * E$.

La sección de cada cavidad generada es:

$$A = 4 * d * E$$

La mínima longitud requerida por la bomba para crear un efecto de acción de bombeo es un paso del estator. Ésta es entonces una bomba de una sola etapa.

Cada longitud adicional de rotación da por resultado una etapa más.

El desplazamiento de la bomba, es el volumen producido por cada rotación del rotor (es función del área y de la longitud de la etapa).

$$V = A * Pe$$

En tanto, el caudal es directamente proporcional al desplazamiento y a la velocidad de rotación N.

$$Q = V * N = V * RPM$$

4.2.4 Carga dinámica total (TDH O Total Dynamic Head).

La carga dinámica total (presión total sobre la impulsión de la bomba) está dada por los términos siguientes:

$$CARGA DINÁMICA TOTAL (TDH) = Pbdp + PNivel$$

a) Pbdp: presión de boca del pozo.

c) PNivel: presión debido a la columna de líquido a elevar.

$$PNivel = [kg/cm^2] = \frac{nivel[m]*\rho[gr/cm^3]}{10}$$

POZO	TDH kg/cm ²
ANC 604	85.04
ANC 1929	83.52
PET 101	64.77
PET 125	89.56
SPA 229	59.47
SPA 244	60.23
SPA 251	136.01
SPA 255	115
SRY CO2	27.93

Tabla N° 11: Resultados de cálculos de carga dinámica total en pozos seleccionados.

Elaborado por: José Pillasagua y David Rodríguez

4.2.5 Cálculo de potencia consumida

Potencia hidráulica [HHp] = Caudal [m³/d] * Presión [kg/cm²] * 0.0014

Potencia consumida [Hp] = HHp / η

Donde η es el rendimiento energético = [potencia teórica]/[potencia suministrada]

Para el caso de las bombas de cavidades progresivas se considera un rendimiento ≈ 0.6

POZO	HHP	HP
ANC 604	0.1135	0.1900
ANC 1929	0.0929	0.1548
PET 101	0.0865	0.1442
PET 125	0.0997	0.1662
SPA 229	0.0662	0.1103
SPA 244	0.0804	0.1340
SPA 251	0.1514	0.2523
SPA 255	0.1280	0.2133
SRY CO2	0.0311	0.5180

Tabla N° 12: Resultados de cálculos de potencias consumidas en pozos seleccionados.

Elaborado por: *José Pillasagua y David Rodríguez*

4.2.6 Cálculo de torques

Al transmitir la rotación al rotor desde la superficie a través de las varillas de bombeo, la potencia necesaria para elevar el fluido genera un torque resistivo el cual tiene la expresión siguiente:

$$\text{Torque} = K * Hp / \text{RPM.}$$

La componente total del torque medido en la boca del pozo contiene lo siguiente:

Torque total: Torque hidráulico + Torque fricción + Torque resistivo

Para este caso solo se considera el torque hidráulico, debido a su incidencia. Si bien el torque por fricción posee un valor relativamente bajo, el mismo se puede incrementar al producir fluidos con arena o si el elastómero del estator comienza a endurecerse o hincharse. Se debe calcular cuántos RPM deberá girar el rotor (las varillas) para poder calcular el torque requerido en superficie.

En un punto anterior se calculó el caudal teórico hipotético de la bomba, es decir cuánto volumen desplaza por día y por RPM.

Para estimar la eficiencia volumétrica de la bomba se analizó la curva de prueba (RPM) que se aproxima al caudal que se quiere producir. La eficiencia calculada es de 0.82 para todos los casos.

Determinación de las RPM de operación estimada:

$$\text{RPM} = Q [\text{m}^3/\text{d}] / C / \% \text{efic.}/100$$

POZO	CONSTANTE VOLUMÉTRICA M³/D/RPM	RPM	TORQUE LB*FT
ANC 604	0.33	3.5252	282
ANC 1929	0.38	2.5510	319
PET 101	0.33	3.5252	215
PET 125	0.38	2.5510	342
SPA 229	0.38	2.5150	227
SPA 244	0.31	3.7525	188
SPA 251	0.38	2.5510	519
SPA 255	0.38	2.5510	439
SRY CO2	0.38	2.5510	1066

Tabla N° 13: Resultados de cálculos de torque y RPM en pozos seleccionados.

Elaborado por: José Pillasagua y David Rodríguez

$$\text{Potencia de la bomba} = C * N * T_{\text{total}}$$

C= constante $1.91E^{-4}$

N= RPM bomba

T_{total}=Torque total

4.2.7 Cálculo de esfuerzos axiales

La carga axial que soportan las varillas de bombeo consta de dos componentes principales.

- Debido al peso de las varillas
- Debido al efecto de la presión sobre la impulsión de la bomba.

Debido al peso de las varillas (F1)

$$F1 = \text{Longitud[m]} * \text{peso varilla Kg/m}$$

Debido a la presión sobre la bomba (presión diferencial) (F2)

Para calcular la carga axial debido a la presión sobre la bomba se debe considerar el efecto de la presión sobre la proyección efectiva del rotor de la bomba.

$$F2 = \text{Presión total} * \text{Área efectiva}$$

Se llama proyección efectiva del rotor a la superficie del rotor, menos la sección de la varilla de bombeo.

$$\text{Área efectiva} = \text{Área proyectada del rotor} - \text{área de la varilla de bombeo}$$

$$F = F1 + F2 \text{ [kg]}$$

Los parámetros utilizados para los cálculos de las varillas fueron tomados según las normas API – RP-11L.

POZO	F1 Kg	F2 Kg	F Kg
ANC 604	4907.15	1275.60	6182.75
ANC 1929	3382,00	1252.80	4634.80
PET 101	2664.45	971.55	3636
PET 125	6072.48	1343.40	7415.88
SPA 229	2374.20	951.52	3325.72
SPA 244	1464.22	963.68	2427.9
SPA 251	5827,63	2040.21	7867.84
SPA 255	4999.13	1725.00	6724.13
SRY CO2	681.00	418.95	1099.95

Tabla N° 14: Resultados de cálculos de esfuerzos axiales en pozos seleccionados

Elaborado por: José Pillasagua y David Rodríguez

4.2.8 Cálculo de tensiones combinadas

Para calcular las tensiones combinadas se debe tener conocimiento de las componentes:

- Axial (tensión a la tracción): σ .
- Tangencial (tensión a la torsión) T.

Definiciones:

$$\sigma = F / \text{área de la barra}$$

$$T = M. \text{Torsor} / Wt$$

M. Torsor= Torque calculado

Wt: Módulo resistente polar = $J_p / \text{radio de barra}$

J_p : Momento de inercia polar = $\Pi * d^4 / 32$ (para una barra cilíndrica maciza).

Tensión combinada $\sqrt{(\delta^2 + 4 * T^2)}$

(*) σ adm varilla grado “D” = 6300 [Kg / cm²] (tensión de escurrimiento).

POZO	M.TORSOR Kg*m	JP Cm ⁴	WT Cm ³	AREA DE LA BARRA Cm ²	T Kg/cm ²	σ Kg/cm ²	Tensión combinada Kg/cm ²
ANC 604	419.83	1.29	1.35	2.85	31098	2169	62234
ANC 1929	474.91	1.29	1.35	2.85	35548	1626	71115
PET 101	320.08	1.29	1.35	2.85	23709	1276	47435
PET 125	509.16	1.29	1.35	2.85	37715	2602	75475
SPA 229	337.95	1.29	1.35	2.85	25033	1167	50080
SPA 244	279.89	1.29	1.35	2.85	20732	852	41473
SPA 251	772.66	1.29	1.35	2.85	57234	2760	114501
SPA 255	653.57	1.29	1.35	2.85	48412	2359	96853
SRY CO2	1587.02	1.29	1.35	2.85	117557	386	235114

Tabla N° 15: Resultados de cálculos de tensiones combinadas en pozos seleccionados.

Elaborado por: José Pillasagua y David Rodríguez

4.2.9 Cálculo del estiramiento de las varillas

Una vez bajada la instalación de las varillas de bombeo con el rotor se debe ajustar la medida de dicha sarta para que el rotor trabaje dentro del estator durante su operación.

Antes de la puesta en marcha, la columna de fluido entre el espacio anular tubing-casing es igual a la columna de líquido que se encuentra en el espacio anular varilla-tubing. De esta forma no existe presión diferencial en la bomba, por lo tanto las varillas de bombeo no se encuentran sujetas a un alargamiento debido a la presión sobre el rotor. Cuando la bomba comienza a producir, aumenta la columna de líquido en el interior del tubing y se produce el descenso del nivel de fluido en el anular casing-tubing hasta llegar a una condición de equilibrio dada por el índice de potencial del yacimiento. Este aumento en la carga axial en las varillas (ver punto 4.2.7), produce un estiramiento en la sarta de varillas de bombeo, el cual está regido por la Ley de Hooke.

Esta distancia, junto a la longitud del niple de paro se deberá tener en cuenta ya que permite realizar el ajuste de medida en condiciones estáticas, las cuales se modificarán y adaptarán en condiciones dinámicas.

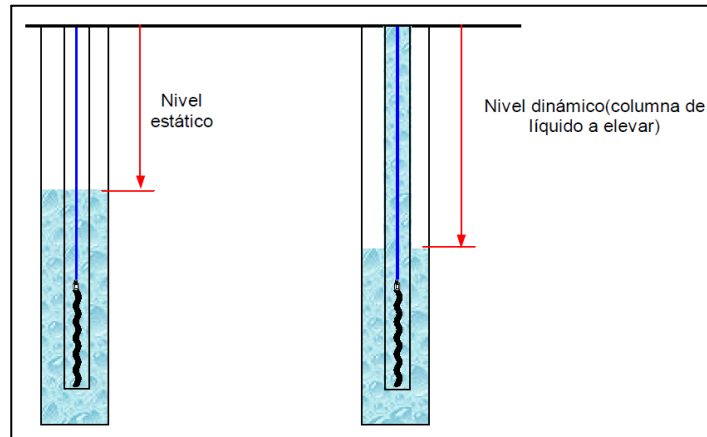


Figura 24: Pérdida de fricción en varilla de bombas de cavidades progresivas.

Fuente: Netzsch

$$X = (\Delta L + \Delta LT) + D$$

X: elongación total

ΔL : elongación debido a carga axial por presión diferencial

ΔLT : elongación debido a dilatación térmica (solo se considera si instala un Ancla de Tensión)

D: longitud del niple de paro

$$\Delta L = l_0 * F_2 / E * S$$

l_0 : longitud de la sarta de varillas [cm]

F_2 : carga axial debido a presión diferencial sobre la bomba [Kg]

E: Módulo de elasticidad del acero (2000000 Kg/cm²)

S: área transversal de la barra [cm²]

POZO	Lo Cm	ΔL Cm	D cm	X Cm
ANC 604	112014	25	50	75
ANC 1929	80772	17.8	50	67.8
PET 101	61567	10.5	50	60.5
PET 125	86106	20.3	50	70.3
SPA 229	56388	9.4	50	59.4
SPA 244	60198	10.2	50	60.2
SPA 251	136398	48.8	50	98.8
SPA 255	115824	35.1	50	85.1
SRY CO2	18288	1.3	50	51.3

Tabla N° 16: Resultados de cálculos en estiramiento de varillas de los pozos seleccionados.

Elaborado por: José Pillasagua y David Rodríguez

4.3 SELECCIÓN DE LOS EQUIPOS DE CAVIDADES PROGRESIVAS

Una vez realizados todos los cálculos necesarios y habiendo obtenido resultados se puede definir los equipos de subsuelo y superficie necesarios para la completación final del diseño de sistema de BCP, quedando así:

POZOS	Equipos de fondo	Equipos de superficie
ANC 604	<p>Bomba: NTZ 238*120SIT1.1, con elastómero HNBR</p> <p>Varillas: 59 unidades de ¾*25 + 88 unidades de 5/8*25.</p> <p>Tubing: 88 TC 2 3/8 8H EUE + 55 TL 2 3/8 8H EUE</p> <p>ACCESORIOS</p>	<p>Cabezal: NDH 005 DH 5</p> <p>Motor: 10 HP</p> <p>BOP</p> <p>Varilla Pulida 12 ft</p> <p>Variador de frecuencia de 20hp.con filtro y datalogger</p> <p>Transformador eléctrico</p>
ANC 1929	<p>Bomba: NTZ 238*120SIT0.8, con elastómero HNBR</p> <p>Varillas: 30 unidades de ¾*25 + 76 unidades de 5/8*25.</p> <p>Tubing: 87 TL 2 3/8 8H EUE</p> <p>ACCESORIOS</p>	<p>Cabezal: NDH 005 DH 5</p> <p>Motor: 10 HP</p> <p>BOP</p> <p>Varilla Pulida 12 ft</p> <p>Variador de frecuencia de 20hp.con filtro y datalogger</p> <p>Transformador eléctrico</p>

PET 101	<p>Bomba: NTZ 238*120SIT1.1, con elastómero HNBR</p> <p>Varillas: 7 unidades de ¾*25 + 19 unidades de ¾*30 + 51 unidades de 5/8*25.</p> <p>Tubing: 85 TC 2 3/8 8H EUE + 4 TL 2 3/8 8H EUE</p> <p>ACCESORIOS</p>	<p>Cabezal: NDH 005 DH 5</p> <p>Motor: 10 HP</p> <p>BOP</p> <p>Varilla Pulida 12 ft</p> <p>Variador de frecuencia de 20hp.con filtro y datalogger</p> <p>Transformador eléctrico</p>
PET 125	<p>Bomba: NTZ 238*120SIT0.8, con elastómero HNBR</p> <p>Varillas: 30 unidades de ¾*25 + 83 unidades de 5/8*25</p> <p>Tubing: 91 TL 2 3/8 8H EUE + 2 TC 2 3/8 8H EUE</p> <p>ACCESORIOS</p>	<p>Cabezal: NDH 005 DH 5</p> <p>Motor: 10 HP</p> <p>BOP</p> <p>Varilla Pulida 12 ft</p> <p>Variador de frecuencia de 20hp.con filtro y datalogger</p> <p>Transformador eléctrico</p>
SPA 229	<p>Bomba: NTZ 278*120SIT1.6, con elastómero HNBR</p> <p>Varillas: 22 unidades de ¾*25 + 52 unidades 5/8*25.</p> <p>Tubing: 59 TL 2 7/8 8H EUE + 1 TC 2 7/8 10H STD</p> <p>ACCESORIOS</p>	<p>Cabezal: NDH 005 DH 5</p> <p>Motor: 10 HP</p> <p>BOP</p> <p>Varilla Pulida 12 ft</p> <p>Variador de frecuencia de 20hp.con filtro y datalogger</p> <p>Transformador eléctrico</p>
SPA 244	<p>Bomba: NTZ 278*120SIT1.6, con elastómero HNBR</p> <p>Varillas: 79 unidades de ¾*25</p> <p>Tubing: 64 TL 2 7/8 8H EUE</p> <p>ACCESORIOS</p>	<p>Cabezal: NDH 005 DH 5</p> <p>Motor: 10 HP</p> <p>BOP</p> <p>Varilla Pulida 12 ft</p> <p>Variador de frecuencia de 20hp.con filtro y datalogger</p> <p>Transformador eléctrico</p>
SPA 251	<p>Bomba: NTZ 238*120SIT0.8, con elastómero HNBR</p> <p>Varillas: 60 unidades de ¾*25 + 119 unidades de 5/8*25</p> <p>Tubing: 142 TL 2 3/8 8H EUE + 1 TC 2 3/8 8H EUE</p> <p>ACCESORIOS</p>	<p>Cabezal: NDH 005 DH 5</p> <p>Motor: 10 HP</p> <p>BOP</p> <p>Varilla Pulida 12 ft</p> <p>Variador de frecuencia de 20hp.con filtro y datalogger</p> <p>Transformador eléctrico</p>
SPA 255	<p>Bomba: NTZ 238*120SIT0.8, con elastómero HNBR</p> <p>Varillas: 55 unidades de ¾*25 + 97 unidades de 5/8*25</p> <p>Tubing: 41 TC 2 3/8 8H EUE + 70 TC 2 3/8 10H STD + 42 TL 2 3/8 10H STD</p> <p>ACCESORIOS</p>	<p>Cabezal: NDH 005 DH 5</p> <p>Motor: 10 HP</p> <p>BOP</p> <p>Varilla Pulida 12 ft</p> <p>Variador de frecuencia de 20hp.con filtro y datalogger</p> <p>Transformador eléctrico</p>

SRY C02	Bomba: NTZ 238*120SIT0.8, con elastómero HNBR Varillas: 24 unidades de 5/8*25 Tubing: 20 TL 2 3/8 8H EUE ACCESORIOS	Cabezal: NDH 005 DH 5 Motor: 10 HP BOP Varilla Pulida 12 ft Variador de frecuencia de 20hp.con filtro y datalogger Transformador eléctrico
---------	--	--

Tabla N° 17: Equipos de fondo y superficie escogidos para los pozos seleccionados.

Fuente: Netzsch. **Elaborado por:** *José Pillasagua y David Rodríguez.*

4.4 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS POZOS CANDIDATOS.

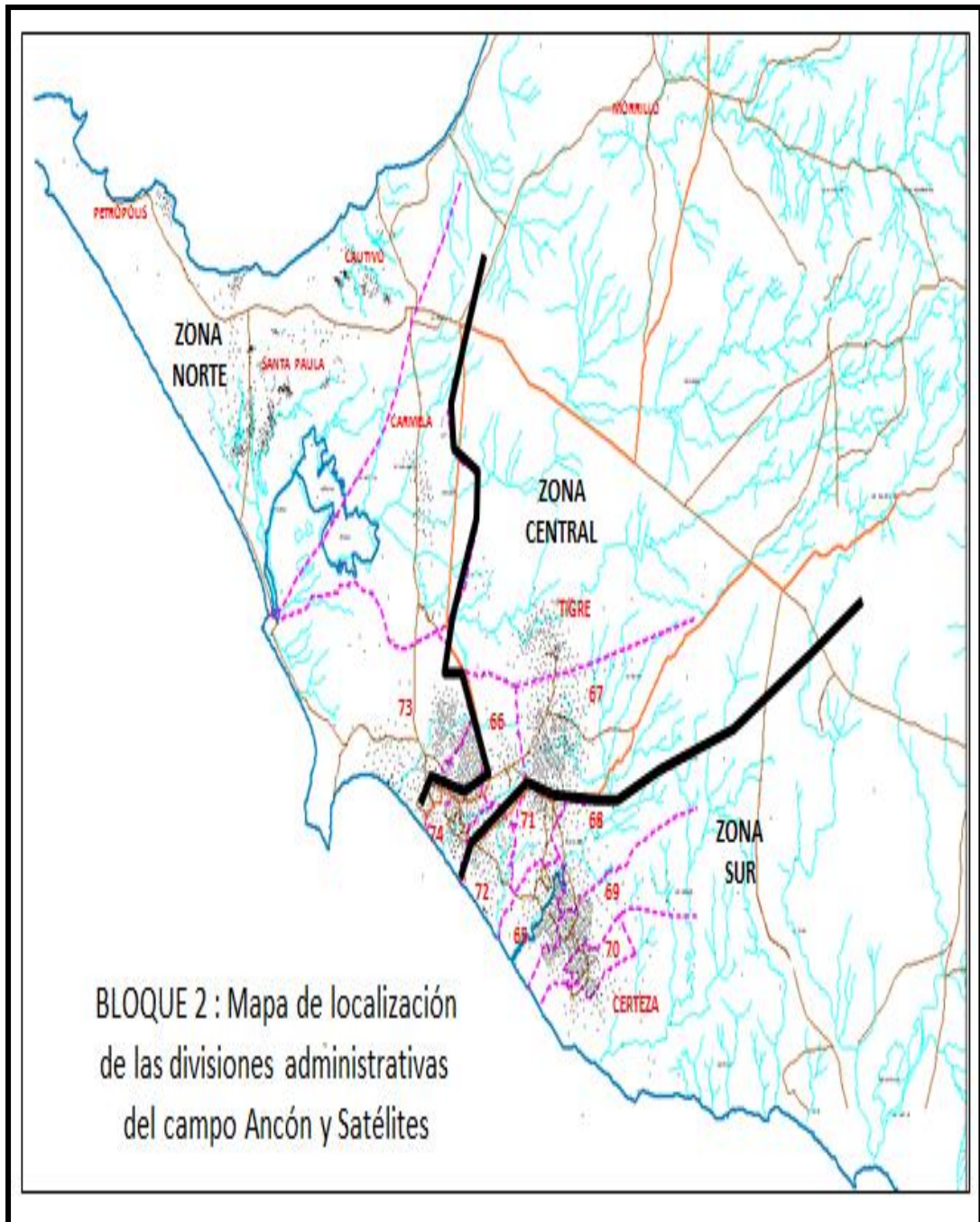
Los pozos que fueron escogidos se encuentran en tres áreas diferentes pero solo en dos zonas de evaluación (Anexo III) como son la zona norte y centro del campo Ancón, lo cual se observa en el gráfico siguiente:

ZONA CENTRAL:

- ANCÓN (ANC 0604)
- ANCÓN (ANC 1929)

ZONA NORTE:

- PETRÓPOLIS (PET 0101)
- PETRÓPOLIS (PET 0125)
- SANTA PAULA (SPA 0229)
- SANTA PAULA (SPA 0244)
- SANTA PAULA (SPA 0251)
- SANTA PAULA (SPA 0255)
- SANTA PAULA (SRY 0C02)



BLOQUE 2 : Mapa de localización de las divisiones administrativas del campo Ancón y Satélites

Figura 25: Zonas de explotación del campo Ancón y satélites

Fuente: Pacifpetrol

4.4.1 DIAGRAMAS DE COMPLETACIONES ACTUALES

4.4.1.1 POZO ANC 0604

El pozo mencionado ha tenido 10 servicios de pulling desde el período 2007 debido a un cambio, limpieza de sarta de varillas y medición del nivel de fluido.

Registró una serie de punzados durante la vida del pozo y actualmente está produciendo desde la formación Atlanta.

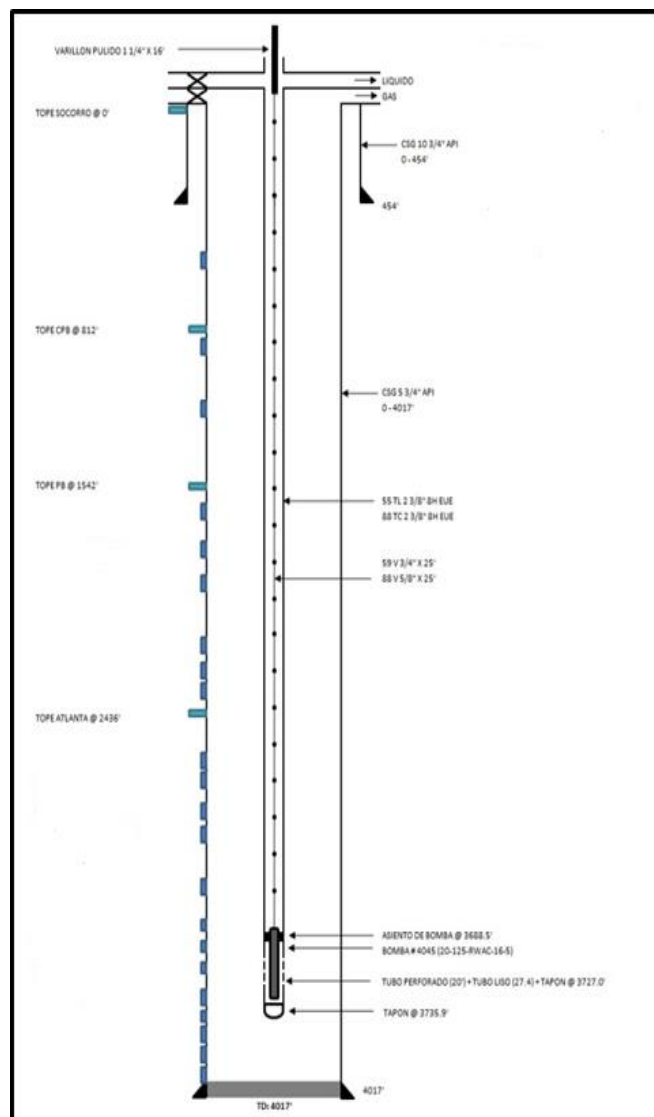


Figura 26: Diagrama de completación pozo ANC-0604

Fuente: Pacifpetrol

4.4.1.2 POZO ANC 1929

Se le ha realizado tres disparos selectivos al pozo mencionado, sin fechas definidas en los registros. Estos se realizaron de 20, 40 y 52 disparos por pie (DPP), además los trabajos de limpieza de sarta de varillas y medición del nivel de fluido.

No registra trabajos de Pulling adicionales y se encuentra actualmente produciendo desde la formación Santo Thomas.

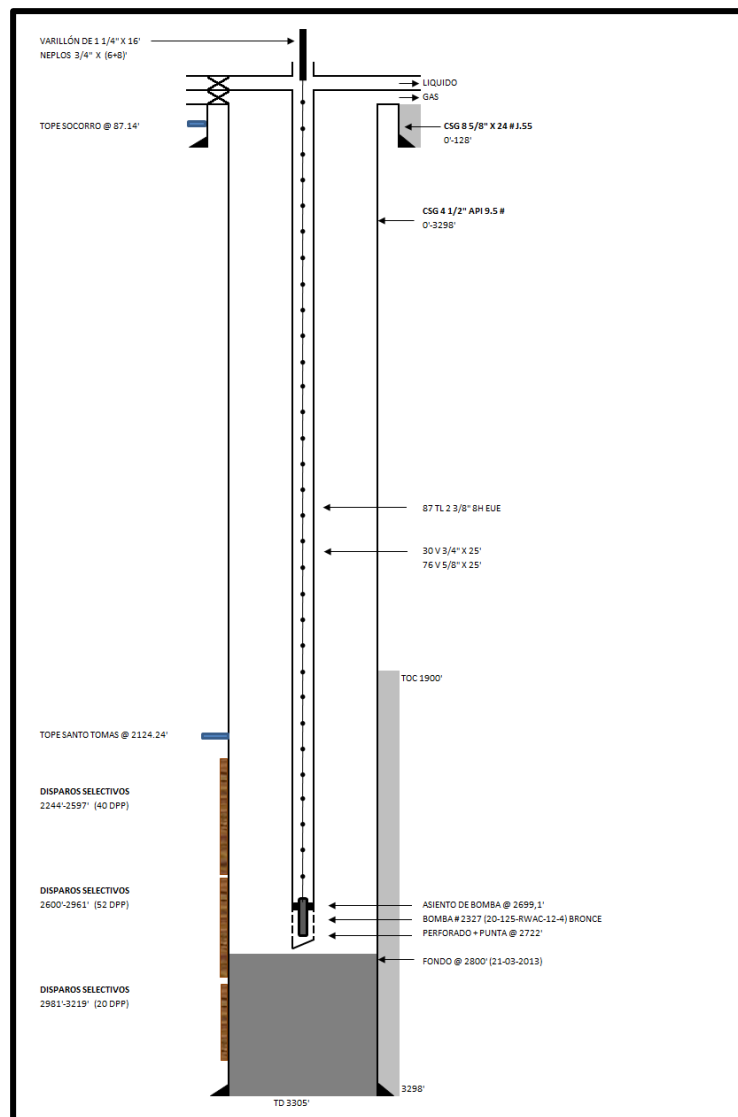


Figura 27: Diagrama de completación pozo ANC-1929

Fuente: Pacifpetrol

4.4.1.3 POZO PET 101

Desde el período 2004 hasta diciembre del 2013 el pozo ha tenido 4 servicios de pulling, cambio de bomba, limpieza de sarta de varillas y medición del nivel de fluido.

El pozo presenta un bajo nivel de parafina lo que resulta favorable para la inversión y el buen funcionamiento de los equipos de fondo. Actualmente está produciendo desde la formación Santa Elena.

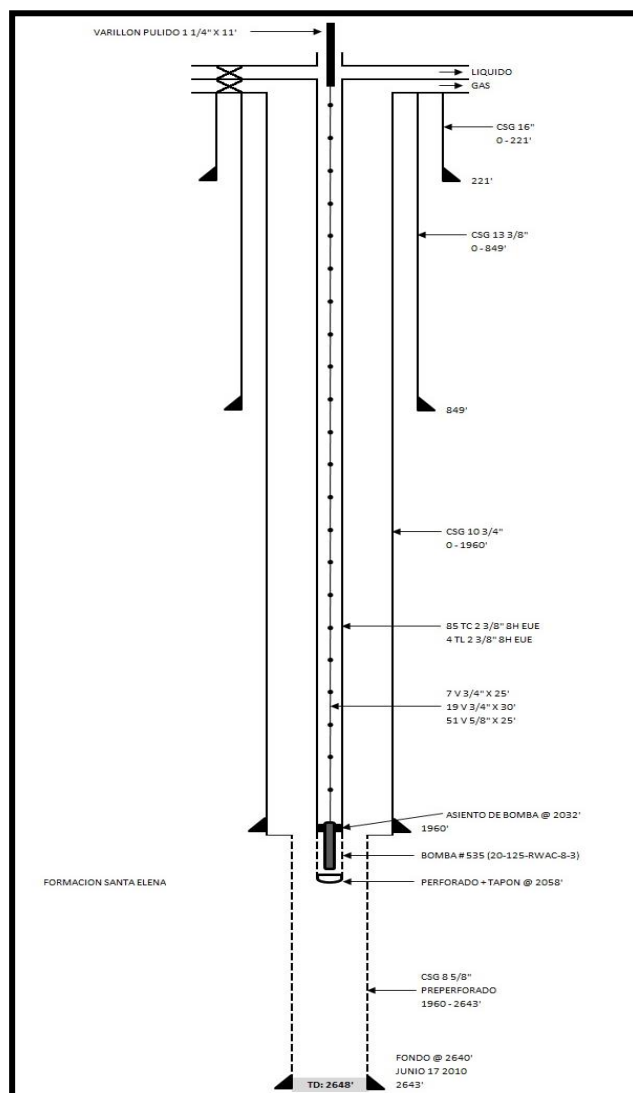


Figura 28: Diagrama de completación pozo PET-0101

Fuente: Pacifpetrol

4.4.1.4 POZO PET 125

En la información proporcionada por la empresa no registra trabajos de pulling cambio de bomba, limpieza de sarta de varillas o medición del nivel de fluido, trabajos que por lo general todos los pozos poseen.

Actualmente está produciendo desde la formación Santa Elena a una profundidad de 2841,2 pies

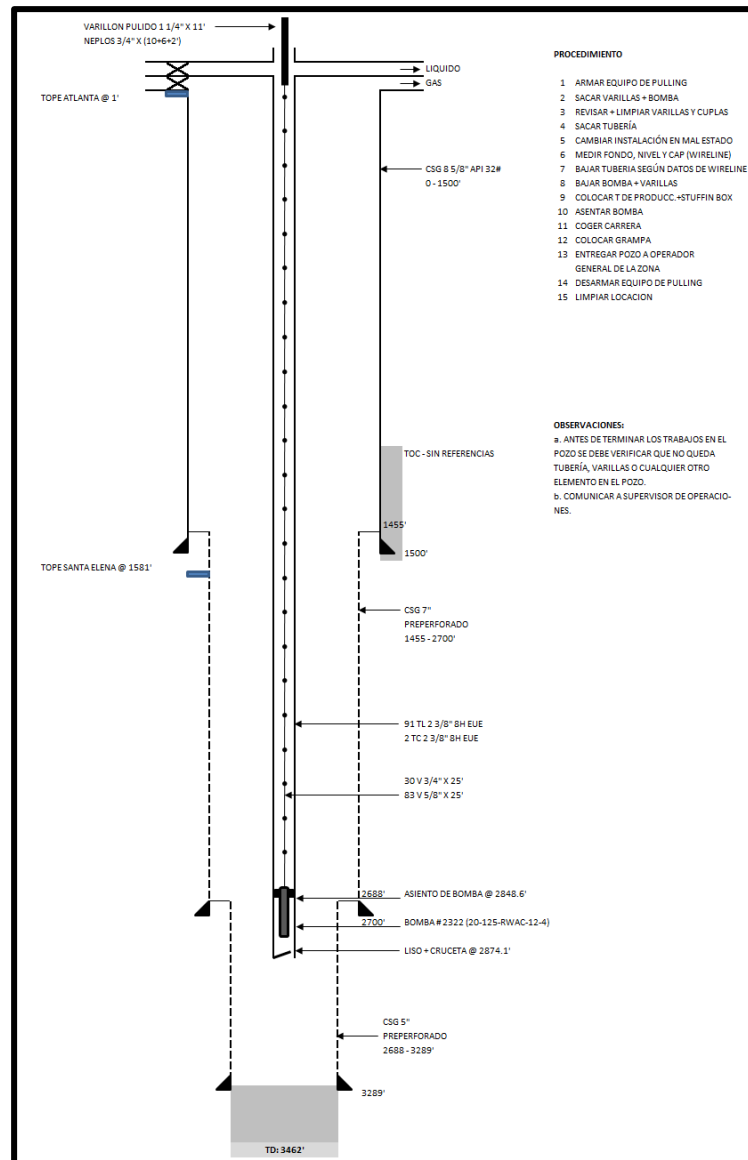


Figura 29: Diagrama de completación pozo PET-0125

Fuente: Pacifpetrol

4.4.1.5 POZO SPA 229

El pozo mencionado ha tenido fracturamiento de arena, disparos selectivos, servicios de pulling desde el período 1956, registrando la última operación de mantenimiento en el pozo en septiembre del 2013 donde se realizó un servicio completo.

Desde los 1873,1 pies actualmente se encuentra produciendo en la formación Santa Elena.

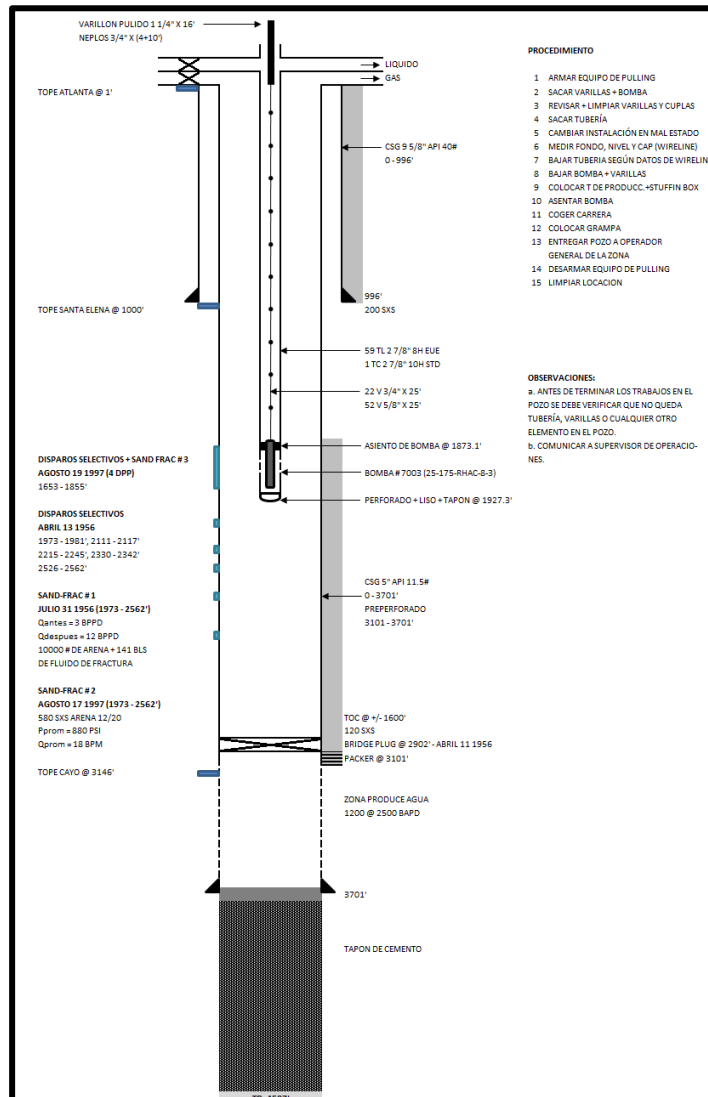


Figura 30: Diagrama de completación pozo SPA-0229

Fuente: Pacifpetrol

4.4.1.6 POZO SPA 244

El pozo mencionado ha tenido 4 servicios de pulling desde el período 2004 hasta diciembre del 2013; los servicios realizados a este pozo han sido debido a un cambio y limpieza de varillas en la sarta.

Presenta un bajo nivel de parafina, actualmente se encuentra produciendo desde la formación Atlanta.

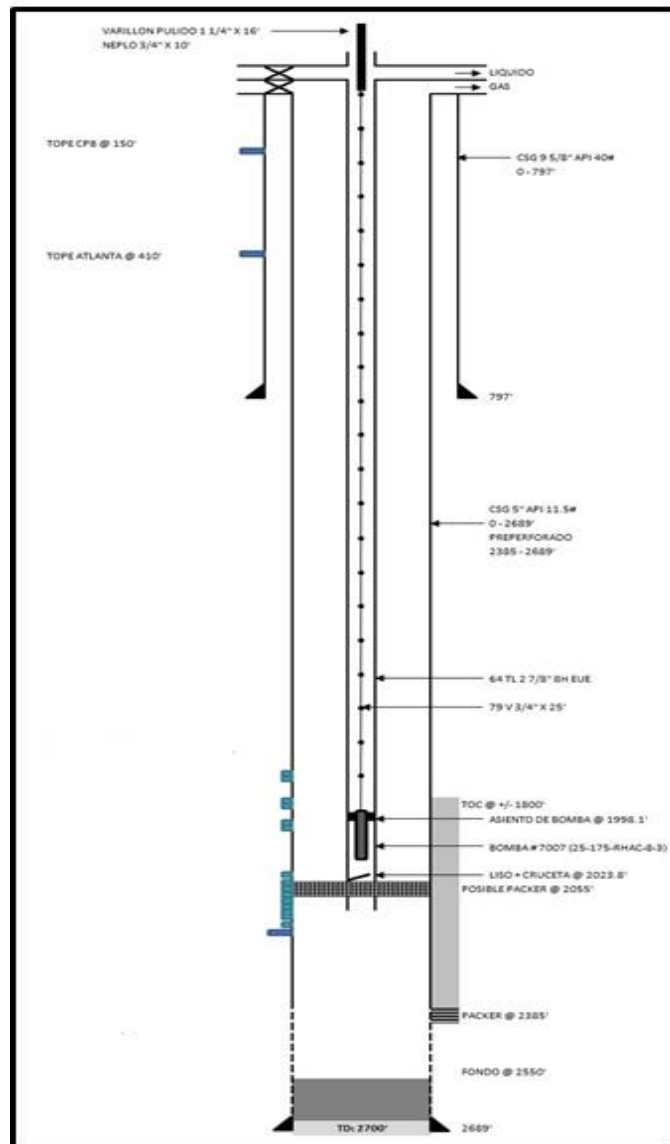


Figura 31: Diagrama de completación pozo SPA-0244

Fuente: Pacifpetrol

4.4.1.7 POZO SPA 251

Tiene un registro de punzados y fracturamientos de arenas desde el período 1997 hasta diciembre del 2013 donde se realizó un servicio completo de limpieza de sarta de varillas y medición del nivel de fluido.

Actualmente está produciendo desde la formación Santa Elena.

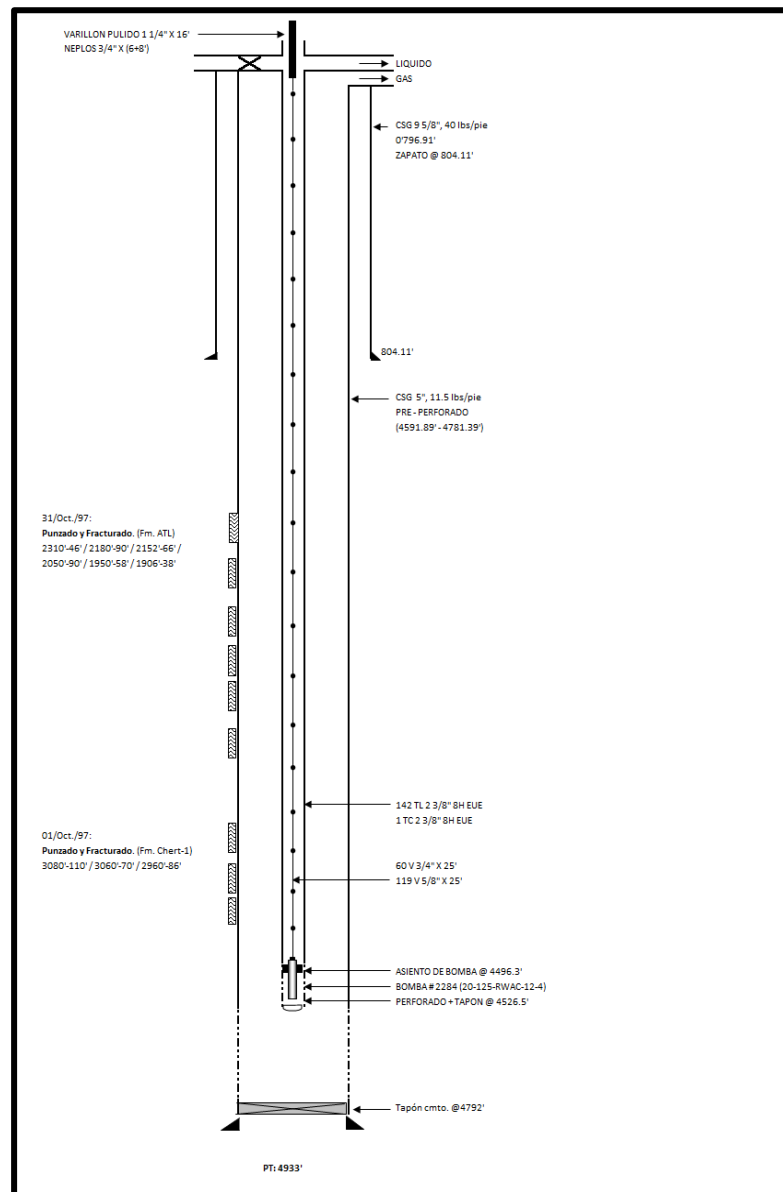


Figura 32: Diagrama de completación pozo SPA-0251

Fuente: Pacifpetrol

4.4.1.8 POZO SPA 255

El pozo tiene registros de operaciones en campo como disparos selectivos, fracturamiento de arena, limpieza de varillón y mediciones de nivel desde 1958 hasta el 2014 donde se realizó el último cambio de bomba.

Actualmente está produciendo desde la formación Santa Elena.

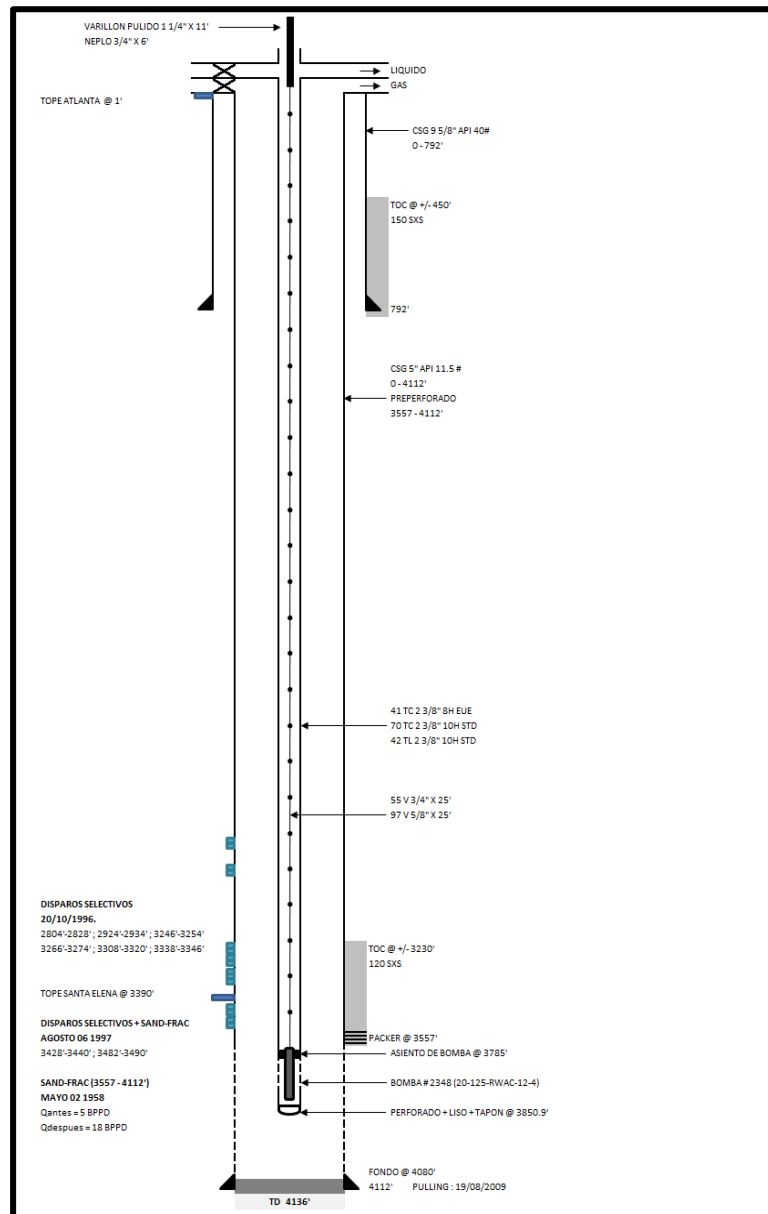


Figura 33: Diagrama de completación pozo SPA-0255

Fuente: Pacifpetrol

4.4.1.9 POZO SRY C02

No se define la formación de tope, se encuentra produciendo en la formación Santa Elena y tiene asentada la bomba a 618,4 pies.

Se realizó el último servicio completo del pozo en el 2013, donde se tomó el nivel de fluido, limpieza de sarta de varillas y cambio de bomba.

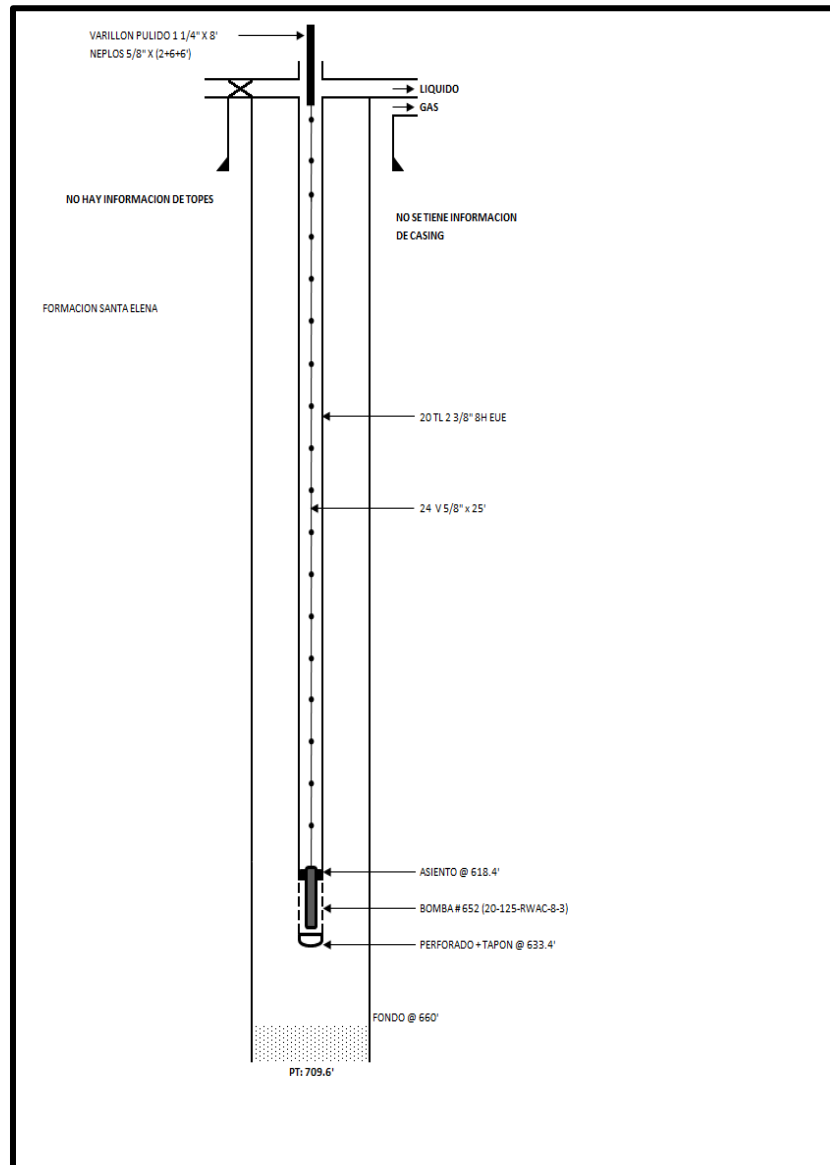


Figura 34: Diagrama de completación pozo SRY-0C02

Fuente: Pacifpetrol

4.5 ANÁLISIS DEL IPR ACTUAL

Para el cálculo y análisis del índice de productividad relativa (IPR), se realizaron correlaciones con pozos de las mismas zonas, ya que la información que se pudo recoger datan de los años 1960 aproximadamente; considerando que las presiones se encuentran en constante decrecimiento se elaboraron las tablas de estos indicadores para los tres pozos.

Las características para la producción de un pozo están interpretadas por su relación de comportamiento de flujo, que se expresa por medio de gráficas conocidas generalmente como curvas de afluencia o IPR.

Se podrá desarrollar los cálculos analíticos de cualquier estado de agotamiento, si las permeabilidades relativas y propiedades PVT de los fluidos son conocidas para cada caso. Se entiende que para los pozos que producen sobre el punto de burbuja el IPR resulta una línea recta, no así, con aquellos pozos saturados, y para ello se desarrolló la curva de Vogel.

La ecuación de Vogel se desarrolló en 1968, mediante una correlación para el flujo en dos fases (líquido y gas) en un yacimiento de petróleo saturado mediante el montaje de una curva sobre los resultados de una multiplicidad de simulaciones de yacimientos con gas en solución. Su correlación fue de la forma:

$$\frac{q_o}{q_{o,\max}} = 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_r} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2$$

Donde $q_{o,\max}$ está dado por:

$$q_{o,\max} = \frac{q_o}{1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2}$$

Efectuando el cálculo de diferentes caudales a varios Pwf, entonces se puede graficar la curva IPR.

El desarrollo de la ecuación de Vogel permitió crear una relación matemática para cuando la EF \neq 1. Donde EF (Eficiencia de Flujo) es una medida cuantitativa de la condición del pozo y se define:

$$EF = \frac{P_r - P'_{wf}}{P_r - P_{wf}} = \frac{IPa}{IPi}$$

Donde:

P'wf = Presión de fondo fluyente sin daño

Pwf = Presión de fondo fluyente actual

Pr = Presión de yacimiento

IPa = Índice de productividad actual

IPi = Índice de productividad ideal

Primero se determina el $q_{o, \max}$ para una EF = 1, y resolviendo la ecuación se obtiene:

$$P'_{wf} = P_r - (P_r - P_{wf})EF$$

Luego, aplicando la expresión de Vogel, se obtiene:

$$\frac{q_o}{q_{o, \max}} = 1 - 0.2 \frac{P'_{wf}}{P_r} - 0.8 \left(\frac{P'_{wf}}{P_r} \right)^2$$

Donde q_{Omax} @ EF = 1, y con esta ecuación se grafica el IPR.

A continuación se presentan las curvas IPR elaboradas para cada uno de los pozos seleccionados. En cada gráfica adjunta se encuentran los datos principales necesarios para la realización de la curva efectuada en Excel mediante el método combinado de Vogel y Darcy.

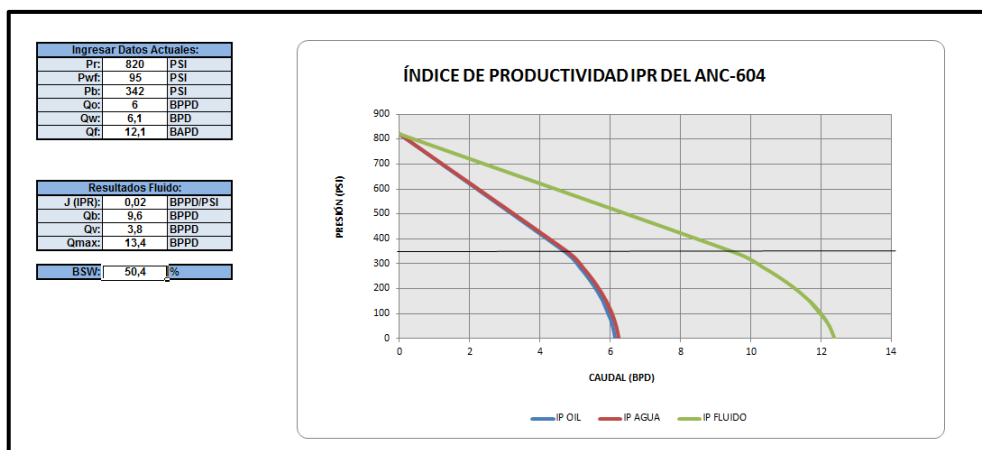


Tabla N° 18: Cálculo y Diagrama IPR del Pozo ANC-0604

Fuente: Pacifpetrol

Elaborado por: José Pillasagua y David Rodríguez

Según los resultados obtenidos del pozo ANC-0604, se observa que se encuentra produciendo bajo el punto de burbuja, con un Bsw de 50.4% a una tasa de 6 barriles por día con un Pwf de 95 Psi y se puede obtener un caudal máximo de 13.4 Bbl/d.

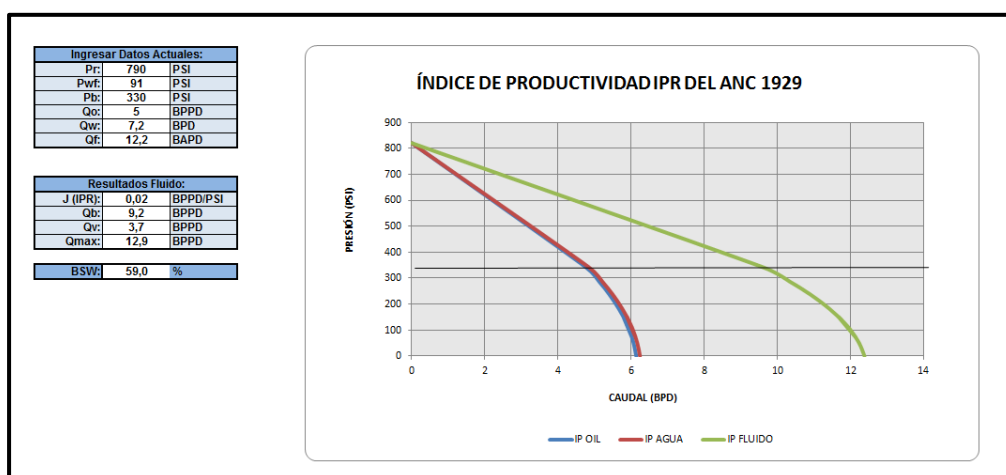


Tabla N° 19: Cálculo y diagrama IPR del pozo ANC-1929

Fuente: Pacifpetrol.

Elaborado por: José Pillasagua y David Rodríguez

Según los resultados obtenidos del pozo ANC-1929, se observa que se encuentra produciendo bajo el punto de burbuja, con un Bsw de 59% a una tasa de 5 Bbl/d con un Pwf de 91 Psi y se puede obtener un caudal máximo de 12.9 Bbl/d.

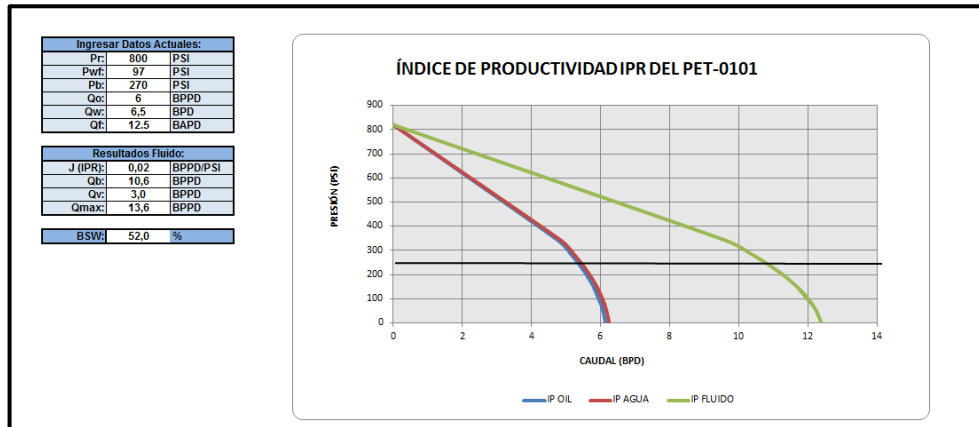


Tabla N° 20: Cálculo y Diagrama IPR del Pozo PET-0101

Fuente: Pacifpetrol.

Elaborado por: José Pillasagua y David Rodríguez

Según los resultados obtenidos del pozo PET-0101, se puede observar que se encuentra produciendo bajo el punto de burbuja, con un Bsw de 52.0% a una tasa de 6 Bbl/d con un Pwf de 97 Psi y se puede obtener un caudal máximo de 13.6 Bbl/d.

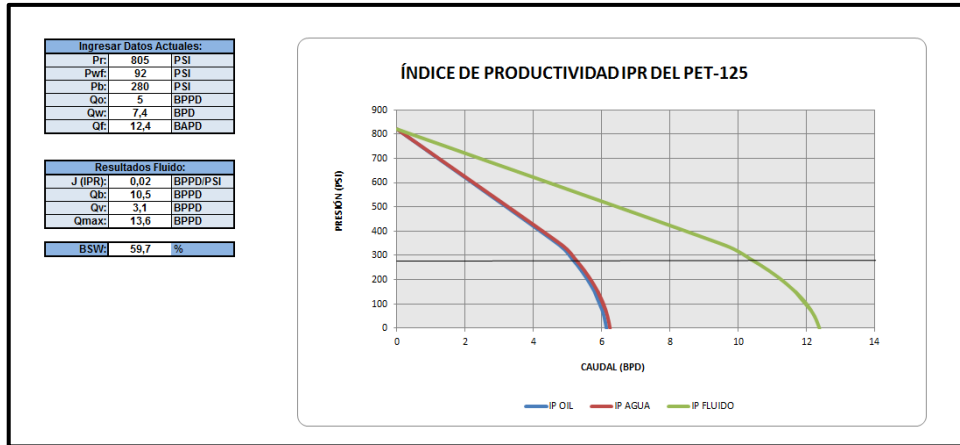


Tabla N° 21: Cálculo y diagrama IPR del pozo PET-0125

Fuente: Pacifpetrol.

Elaborado por: José Pillasagua y David Rodríguez

Según los resultados obtenidos del pozo PET-0125, se observa que se encuentra produciendo bajo el punto de burbuja, con un Bsw de 59.7% a una tasa de 5 Bbl/d con un Pwf de 92 Psi y se puede obtener un caudal máximo de 13.6 Bbl/d.

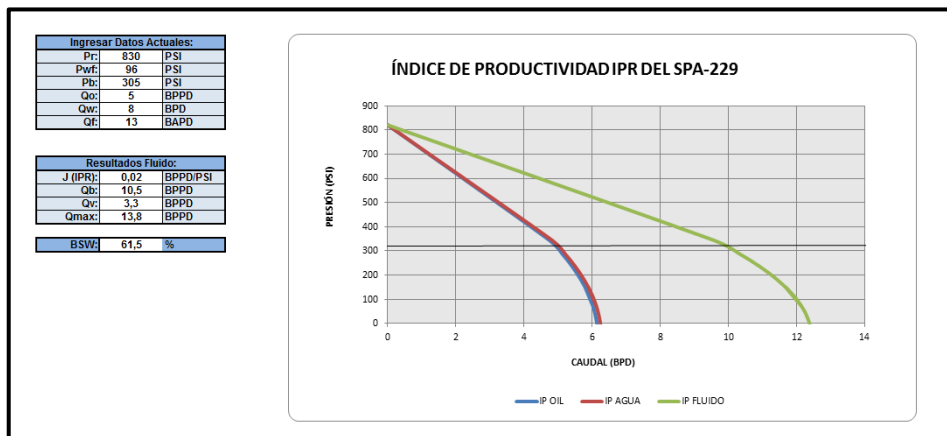


Tabla N° 22: Cálculo y Diagrama IPR del Pozo SPA-0229

Fuente: Pacifpetrol.

Elaborado por: José Pillasagua y David Rodríguez

Según los resultados obtenidos del pozo SPA-0229, se puede observar que se encuentra produciendo bajo el punto de burbuja, con un Bsw de 61.5% a una tasa de 5 Bbl/d con un Pwf de 96 Psi y se puede obtener un caudal máximo de 13.8 Bbl/d.

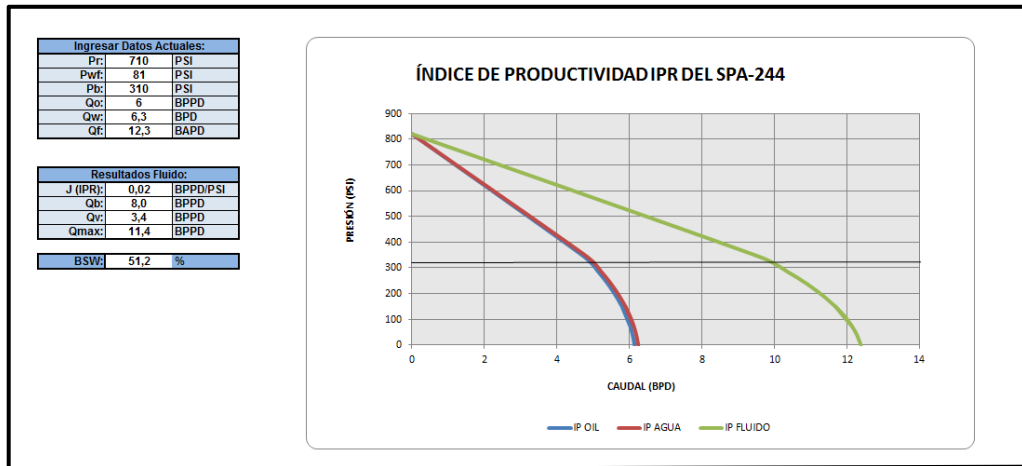


Tabla N° 23: Cálculo y Diagrama IPR del Pozo SPA-0244

Fuente: Pacifpetrol

Elaborado por: José Pillasagua y David Rodríguez

Según los resultados obtenidos del pozo SPA-0244, se observa que se encuentra produciendo bajo el punto de burbuja, con un Bsw de 51.2% a una tasa de 6 Bbl/d con un Pwf de 81 Psi y se puede obtener un caudal máximo de 11.4 Bbl/d.

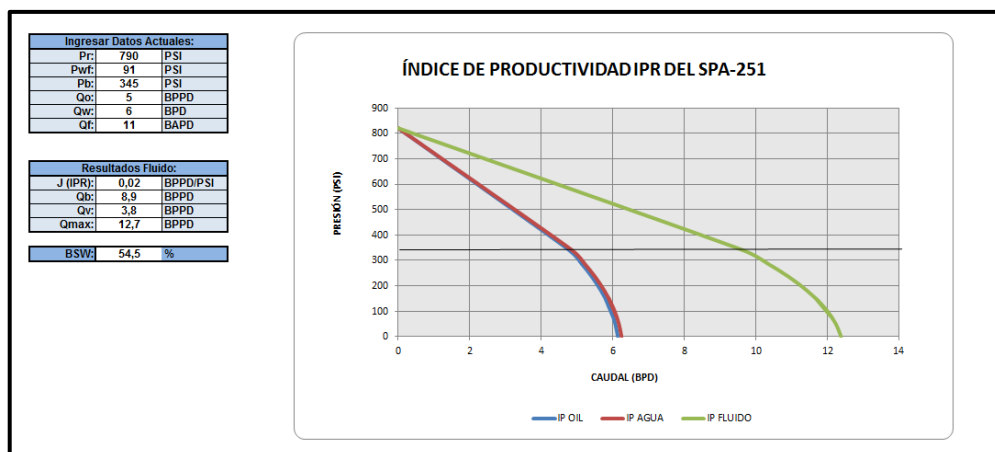


Tabla N° 24: Cálculo y diagrama IPR del pozo SPA-0251

Fuente: Pacifpetrol.

Elaborado por: José Pillasagua y David Rodríguez

Según los resultados obtenidos del pozo SPA-0251, se observa que se encuentra produciendo bajo el punto de burbuja, con un Bsw de 54.5% a una tasa de 5 Bbl/d con un Pwf de 91 Psi y se puede obtener un caudal máximo de 12.7 Bbl/d.

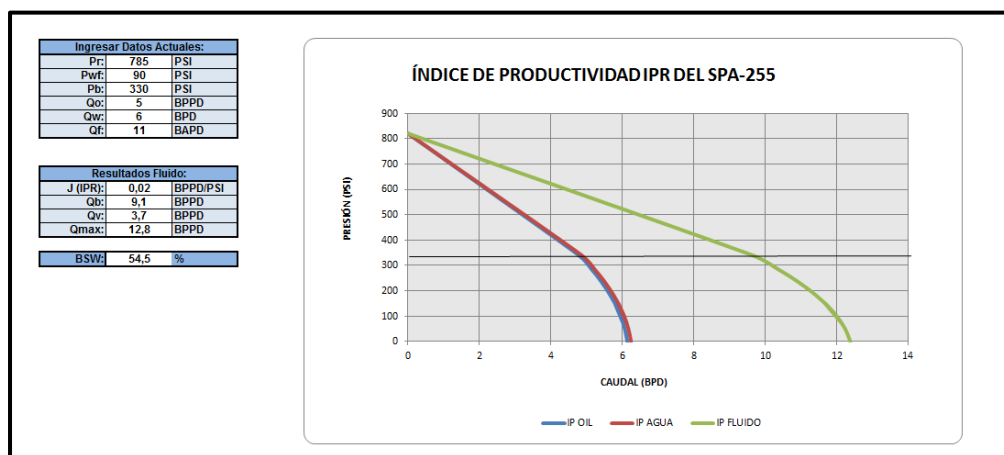


Tabla N° 25: Cálculo y Diagrama IPR del Pozo SPA-0255

Fuente: Pacifpetrol.

Elaborado por: José Pillasagua y David Rodríguez

Según los resultados obtenidos del pozo SPA-0255, se puede observar que se encuentra produciendo bajo el punto de burbuja, con un Bsw de 54.5% a una tasa de 5 Bbl/d con un Pwf de 90 Psi y se puede obtener un caudal máximo de 12.8 Bbl/d.

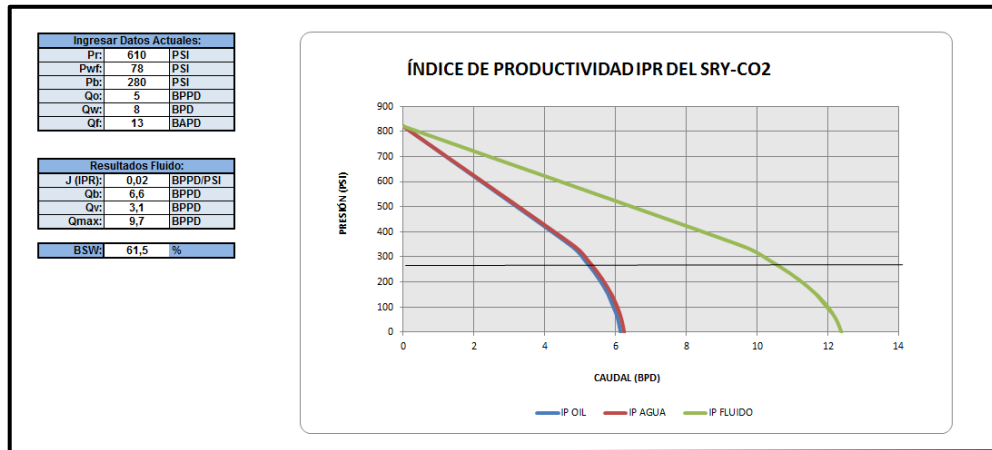


Tabla N° 26: Cálculo y Diagrama IPR del Pozo SRY-0C02

Fuente: Pacifpetrol

Elaborado por: José Pillasagua y David Rodríguez

Según los resultados obtenidos del pozo SRY-0C02, se puede observar que se encuentra produciendo bajo el punto de burbuja, con un Bsw de 61.5% a una tasa de 5 Bbl/d con un Pwf de 78 Psi y se puede obtener un caudal máximo de 13 Bbl/d.

Estos resultados fueron generados considerando que, anteriormente a los pozos se debe efectuar una estimulación, para que se mejoren las presiones y, a su vez, el caudal aumente, ya que se utilizaron en la operación valores estimados incluido el mejoramiento del Pwf.

Para tener los datos se correlacionaron con información del campo Pacoa ya que las propiedades de roca y fluido se asemejan a las del campo Gustavo Galindo Velasco.

4.6 ANÁLISIS DE RESTAURACIÓN DE PRESIONES

La prueba de restauración de presión es una prueba utilizada para identificar la presión cuando se encuentra en estado transitorio. La prueba es realizada en un pozo que tenga una producción a tasa constante por un cierto tiempo, cerrando el pozo (usualmente en la superficie) así permite que la presión se acumule y restaure dentro del pozo, recordando que la presión (usualmente hoyo abajo) en el pozo es una función del tiempo. A partir de este proceso es frecuentemente posible estimar la permeabilidad de la formación y la presión del área de drenaje actual, y caracterizar el daño o estimulación y las heterogeneidades del yacimiento o los límites.

Este tipo de análisis llamado también “BUILD UP” no se a realizado en el campo Gustavo Galindo Velasco desde hace muchos años, por lo tanto, no se cuenta con información actualizada y considerando que las presiones disminuyen considerablemente con el tiempo cuando se encuentra en producción, los valores de presión no se obtuvieron para los cálculos respectivos en este trabajo, realizando correlaciones entre pozos cercanos y proyecciones según valores entregados de archivos correspondientes a periodos anteriores.

Para el análisis y evaluación de las restauraciones de presión del campo se obtuvo la información técnica entregada por el área de producción de la Empresa, tales como: producción de fluidos, gravedad API, presiones de yacimiento y de fondo fluyente, tanto a la profundidad de la bomba por medio de las carpetas de completaciones de cada pozo.

4.7 CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO

El hidrocarburo producido en el campo Ancón no se considera corrosivo por lo que este dato es despreciable. La tabla N° 21 muestra las principales características de los fluidos para cada pozo en análisis.

CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO	NOMBRE DEL POZO								
	ANC 604	ANC 1929	PET 101	PET 125	SPA 229	SPA 244	SPA 251	SPA 255	SRY C02
Relación gas-petróleo, GOR	6229	6229	5787	5787	12910	12910	12910	12910	12910
BSW, %	0,64	0,64	0,6	0,6	0,6	0,64	0,6	0,6	0,6
Caudal requerido, Bbl/D	6	5	6	5	5	6	5	5	5
Nivel dinámico, pies	3378	2388,6	1797	2602,2	1623	1648	4146,2	3434,9	468,3
Densidad del petróleo	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
Densidad del agua	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Gravedad API	39.5	38.5	33	33	33	39.5	33	33	33
Formación donde produce	Atlanta	Santo Thomas	Santa Elena	Santa Elena	Santa Elena	Atlanta	Santa Elena	Santa Elena	Santa Elena

Tabla N° 27: Características del fluido de los pozos seleccionados.

Fuente: Pacifpetrol

Elaborado por: José Pillasagua y David Rodríguez.

4.8 IMPACTO SOCIO AMBIENTAL

De acuerdo con la Constitución de la República del Ecuador, la actividad hidrocarburífera está orientada de acuerdo a tres ejes principales:

- Mantener un ambiente sano.
- Conservación del patrimonio natural y ecosistema
- Los recursos naturales son de propiedad del estado

El estudio evalúa el impacto ambiental causado por el sistema de producción actual y las medidas preventivas y correctoras para la preservación ambiental de esta zona; para ello, se llevó a cabo el análisis para tener una percepción sobre el proyecto y su relación con los problemas que afectan a la localidad.

El clima de Ancón es seco, las líneas de facilidades de crudo que transportan el producto hasta la planta de casa bomba donde se realiza el almacenamiento, recorre por zonas pobladas ricas en flora y fauna, típicas del área.

El crudo producido en el Campo lleva consigo en solución agentes contaminantes que podrían afectar y, más aún, agravarse si se presentara un posible derrame, afectando el entorno.

4.9 SIMULACIÓN EN SOFTWARE

La compañía Pacifpetrol que opera el campo Gustavo Galindo Velazco tiene entre sus activos el software RodStar para simulación de bombeo mecánico. Para poder realizar la simulación de los equipos seleccionados y habiendo recopilado las características específicas de cada pozo mediante el ejercicio realizado en los puntos anteriores, no se efectuó, ya que el programa no es compatible para el sistema de bombas de cavidades progresivas a aplicarse, por lo que se sugirió realizarla en otra empresa, encontrando respuesta negativa por parte de las

compañías que todavía emplean este sistema BCP en el Ecuador, pues, en estos tiempos existe un alto porcentaje del sistema de bombeo hidráulico (BH) que están cambiando al sistema de bombeo electrosumergible (BES), dejando los sistemas BCP para algunos campos en el Oriente. Actualmente, en el área de los campos Bermejo se utilizan estos sistemas por parte de la empresa Tecpetrol.

4.10 ANÁLISIS TÉCNICO DEL BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS

Equipos de bombeo mecánico generan mucho ruido debido a los motores de combustión interna provocando malestar para las comunidades cercanas. El bombeo de cavidades progresivas trae consigo muchas desventajas por este tipo de problemas ambientales y sociales a la vez. Es importante prevenir las posibles contingencias por derrames, incendios y/o explosiones que se puedan manifestar durante la producción hidrocarburífera mediante el sistema mencionado en el campo Ancón.

El recorrido de las tuberías casi siempre es paralelo a las carreteras principales, cruzando zonas pobladas, que de propiciarse un colapso o rotura de estas líneas, causarían derrames con grandes impactos y que deben de prevenirse mediante la implementación de un adecuado Plan de Manejo Ambiental (donde se incluye el Plan de Contingencias para su control).

CAPÍTULO V

ANÁLISIS ECONÓMICO

5.1 MÉTODOS DE EVALUACIÓN DE PROYECTOS

Estos métodos son diversos, se han considerado para este estudio los indicadores económicos más utilizados y flexibles para el presente proyecto, los cuales son:

- Valor actual neto (VAN).
- Relación beneficio /costo (RBC).
- Tasa interna de retorno (TIR).

Para realizar el análisis se ha tomado como referencia el promedio del costo del barril de los últimos seis meses presentados por EP Petroecuador, como se demuestra en el cuadro siguiente:

PRECIO PROMEDIO DEL CRUDO ECUATORIANO USD por barril		
PERÍODO	CRUDO ORIENTE (1)	CRUDO NAPO (2)
2013 Octubre - Diciembre		
Octubre	93,83	89,03
Noviembre	86,28	81,48
Diciembre	91,63	88,62
2014 Enero - Marzo		
Enero	92,40	90,16
Febrero	99,24	96,68
Marzo	97,71	94,55

Tabla N° 28: Precio promedio mensual del barril de petróleo.

Fuente: EP Petroecuador.

El precio es fijado en base al marcador estadounidense West Texas Intermediate (WTI) cuyo valor es establecido mensualmente por Petroecuador.

5.2 ANÁLISIS ECONÓMICO.

Para el cálculo de inversión requerida se omite el costo de varillas ya que no se realizará cambio de éstas en el nuevo sistema y los cálculos se realizaron con la completación actual de los pozos, al igual tampoco se requiere del preventor de reventones y otros equipos menores que se omitirán para el análisis económico. El estudio se lo realizó con el fin de evaluar la factibilidad de cambio del sistema a bombeo por cavidades progresivas en los pozos seleccionados; para este proyecto.

Es necesario revisar los costos que el proceso conlleva. Se basa en un análisis de inversiones, ingresos, egresos, valor actual neto (VAN), tasa interna de retorno (TIR), relación beneficio/costo (RCB); con cuyo resultado estaremos en capacidad de determinar si el proyecto resulta rentable o no.

En este estudio se debe considerar los siguientes datos: Costos de producción por barril de petróleo en el cual está incluido el costo operativo.

El costo general estimado para el cambio del sistema mecánico al sistema de cavidades progresivas se detalla en la tabla 23, con lo cual se estima también una base para el costo de producción por barril de petróleo y por el sistema involucrado en este estudio. Para los cálculos del costo del barril de crudo se considera una producción diaria promedio de 6 Bbl/d. Se asume que se realizó una intervención de workover a cada pozo por año y 1 reparación completa del equipo de fondo.

SISTEMAS DE PRODUCCIÓN		
DETALLE	PCP	MECÁNICO
INVERSIÓN POR IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA	92000,00	0
CONSUMO ELECTRICIDAD (\$ por año)	2.500	3.000
TRANSPORTE (\$ por año)	1.000	1.000
WORKOVER	5.000	10.000
MANTENIMIENTO (\$ por año)	1000	1000
PRODUCCIÓN TOTAL \$	101.500	15.000
PRODUCCIÓN ANUAL BPPA	2.190	2.190
COSTO POR BARRIL PRODUCIDO \$/BBL	46,35	6,85

Tabla N° 29: Costo de barril producido por sistema producción.

Fuente: Netzsch y Pacifpetrol

Al implementar el sistema propuesto habrá una diferencia de \$ 39.50 dólares en los costos de producción por barril, ya que existe una inversión en BCP la cual tendrá que ser recuperada, mientras que en el sistema actual se encuentra la inversión recobrada al día de hoy y los costos son bajos como se muestra en la figura antes expuesta.

5.2.1 Costos e inversión del proyecto

De acuerdo con los datos entregados de los pozos seleccionados y la información correspondiente de la marca utilizada (Netzsch) de equipos para el estudio, se eligió una bomba y equipos complementarios para el funcionamiento del sistema que cumplen con los requerimientos para este campo. En la tabla 30 se muestra el detalle del mismo.

La propuesta económica que se detalla por pozo es del sistema integrado con levantamiento para el bombeo de cavidades progresivas y se desglosa en el anexo III.

CANTIDAD	DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL EQUIPO	PRECIO \$
	Equipo de Superficie	
1	Cabezal NDH 005 DH 5 + Accesorios	22000
1	BOP	7000
1	Motor 10 HP	1500
1	Varilla Pulida 12 ft.	1000
1	Variador de frecuencia de 20 HP con filtro y Datalogger	20000
1	Transformador eléctrico	500
	Equipo de Fondo	
1	Bomba NTZ 238*120SIT1.1, con elastómero HNBR	15000
1	Ancla Antitorque de una aleta	3500
	Accesorios	2000
	Instalación	
1	Movilización de la torre	4000
3	Días de trabajo de la torre	6000
1	Instalación de cabezal y accesorios	5000
3	Supervisión Técnica	1500
	Contingencias (15% del costo de la instalación)	3000
	COSTO TOTAL DE INSTALACIÓN	92000

Tabla N° 30: Detalle de inversión a realizar en cada pozo.

Fuente: Netzsch y Pacifpetrol

5.2.2 Valor actual neto VAN

Es una medida de la rentabilidad absoluta neta que proporcionará el estudio del proyecto, así mide en el momento inicial del mismo, el incremento de valor que otorga a los propietarios en términos absolutos, una vez descontada la inversión inicial que se ha debido efectuar para llevarlo a cabo o se la conoce como la ganancia extraordinaria que genera el proyecto, medido en valores al día de hoy.

El valor actual neto es afectado generalmente por los costos de instalación y operación; la tasa de actualización y los precios de venta.

La fórmula que nos permite calcular el Valor actual neto es:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t}$$

donde:

V_t = Representa los flujos de caja en cada período t.

n = Es el número de períodos de análisis considerado.

K = Es la tasa de actualización o descuento

consideraciones:

$VAN > 0$ (*positivo*), se acepta el proyecto (proyecto rentable).

$VAN = 0$, solo se recupera la inversión (proyecto indiferente).

$VAN < 0$ (*negativo*), no se acepta el proyecto (proyecto no rentable).

5.2.3 Tasa interna de retorno TIR

Es la tasa de actualización que genera el Valor actual neto del proyecto sea mayor o igual a cero. Esto determina que un proyecto es económicamente rentable cuando:

- $TIR > i$, el proyecto se debe aceptar pues estima un rendimiento mayor al mínimo requerido.
- $TIR < i$, el proyecto se debe rechazar pues estima un rendimiento menor al mínimo requerido.

Su fórmula para los cálculos es la siguiente:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0$$

I_0 = Es el valor del desembolso inicial de la inversión

5.2.4 Relación beneficio/ costo RBC

Da una visión clara de la rentabilidad de un proyecto, donde se considera los ingresos generados. Todos los calculados en el período de la inversión tienen los siguientes criterios de aceptación del proyecto:

Para el cálculo de la relación beneficio/costo:

- Trae a valor presente los egresos netos de efectivo del proyecto.
- Establece la relación entre el VAN de los ingresos y el VAN de los egresos.
- Toma como tasa de descuento la tasa social en vez de la tasa interna de oportunidad.
- Trae a valor presente los ingresos netos de efectivo asociados con el proyecto.

La ecuación para su cálculo es la siguiente:

$$B/C = \frac{\sum VP(+)}{\sum VP(-)}$$

$\sum VP (+)$ = beneficio

$\sum VP (-)$ = costo

El análisis primordial es tener un buen diseño para lograr un sistema económicamente rentable, que logre el mayor valor presente neto considerando los costos asociados y la producción del pozo. La rentabilidad de un proyecto en la industria petrolera es muy alta, aún más con la tendencia a la alza del precio del barril de petróleo, por tal motivo las inversiones se las realiza a corto plazo.

El análisis económico implica el diseño de un sistema de levantamiento artificial, Se puede observar en la tabla 23 la comparación de los costos de inversión en dos tipos de levantamiento artificial (bombeo de cavidades progresivas y mecánico) con respecto a la tasa de flujo manejada y a una profundidad común. De esta gráfica se puede decir que el bombeo mecánico se encuentra en ventaja, desde el punto de vista económico, ya que la inversión fue recuperada.

En el análisis se considera una declinación anual de producción del 3,6%, siendo el período anual considerado equivalente a 365 días. El tiempo de ejecución del proyecto será de 6 años calculado de acuerdo a las reservas promedio estimadas en el campo.

Para los análisis económicos de cada pozo se consideran costos de barril de 95, 100 y 105 dólares. Teniendo 95 y 100 dólares como el peor y mejor escenario respectivamente.

De los resultados mostrados en el anexo III se desarrolla la tabla siguiente con todos los métodos de proyecto incluyendo el tiempo de recuperación de la inversión y el criterio de viabilidad.

NUMERO DE POZO	PRODUCCION DEL POZO BBL/D	PRECIO DEL PETRÓLEO USD/BBL	VAN USB	TIR ANUAL USB	BENEFICIO/COSTO	TIEMPO DE RECUPERACION ANUAL	VIABILIDAD
ANC-0604	6	100	79310,54	25%	4,67	2	NO
		105	105864,35	29%	5,11	2	SI
		120	185525,79	41%	6,41	1	SI
ANC-1929	5	100	31822,3	17%	3,89	2	NO
		105	53950,37	21%	4,25	2	NO
		120	120334,57	31%	5,34	2	SI
PET-0101	6	100	79310,54	25%	4,67	2	NO
		105	105864,35	29%	5,11	2	SI
		120	185525,79	41%	6,41	1	SI
PET-0125	5	100	31822,3	17%	3,89	2	NO
		105	53950,37	21%	4,25	2	NO
		120	120334,57	31%	5,34	2	SI
SPA-0229	5	100	31822,3	17%	3,89	2	NO
		105	53950,37	21%	4,25	2	NO
		120	120334,57	31%	5,34	2	SI
SPA-0244	6	100	79310,54	25%	4,67	2	NO
		105	105864,35	29%	5,11	2	SI
		120	185525,79	41%	6,41	1	SI
SPA-0251	5	100	31822,3	17%	3,89	2	NO
		105	53950,37	21%	4,25	2	NO
		120	120334,57	31%	5,34	2	SI
SPA-0255	5	100	31822,3	17%	3,89	2	NO
		105	53950,37	21%	4,25	2	NO
		120	120334,57	31%	5,34	2	SI
SRY-0C02	5	100	31822,3	17%	3,89	2	NO
		105	53950,37	21%	4,25	2	NO
		120	120334,57	31%	5,34	2	SI

Tabla N° 31: Análisis económico para los pozos.
Fuente: José Pillasagua R. y David Rodríguez L.

5.2.5 Viabilidad del proyecto

De acuerdo a los criterios presentes en la siguiente tabla N° 24, se procedió a hacer el estudio de factibilidad económica a cada pozo candidato, donde se analizó la viabilidad para ejecutar el proyecto.

INDICADOR			
VIABILIDAD DEL PROYECTO	VAN	TIR	B/C
INDIFERENTE	$VAN=0$	$TIR=i$	$B/C=1$
VIABLE	$VAN>0$	$TIR>i$	$B/C>1$
NO VIABLE	$VAN<0$	$TIR<i$	$B/C<1$

Tabla N° 32: Criterio de viabilidad del proyecto.

Fuente: Libro de ingeniería económica de Jiménez, Espinoza y Fonseca

Primera edición 2007

Elaborado por: José Pillasagua y David Rodríguez

5.2.6 Tiempo de recuperación de la inversión

Esta herramienta financiera permite medir el plazo del tiempo que se necesita para que los flujos netos de efectivo de una nueva inversión se pueda recuperar su costo o inversión inicial por su facilidad de cálculo y aplicación, el período de recuperación de la inversión es considerado un indicador que mide tanto la liquidez del proyecto como el riesgo relativo pues permite anticipar los eventos en el corto plazo; al igual que el valor presente neto y la tasa interna de retorno, permite optimizar el proceso de toma de decisiones. El tiempo de recuperación de la inversión para cada pozo en estudio se lo observa en el anexo III.

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y

RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- Las condiciones actuales de los pozos seleccionados y analizados, se observó que los datos de presiones no existen.
- La completación de los nueve pozos seleccionados, son de bombeo mecánico y se trabajó con las mismas varillas y accesorios que tiene la completación del pozo actualmente.
- Del análisis económico se tiene como resultado la viabilidad del proyecto en los pozos de producción que tengan un aporte mayor o igual a 6 barriles diarios, mientras que en los que producen 5 barriles diarios es viable solo con el costo de oportunidad.
- Para poder determinar la selección de los equipos a implementar en el sistema BCP, se consideraron los datos técnicos de otro Campo, correlacionándolos ya que tienen las mismas características de formación.

6.2 RECOMENDACIONES.

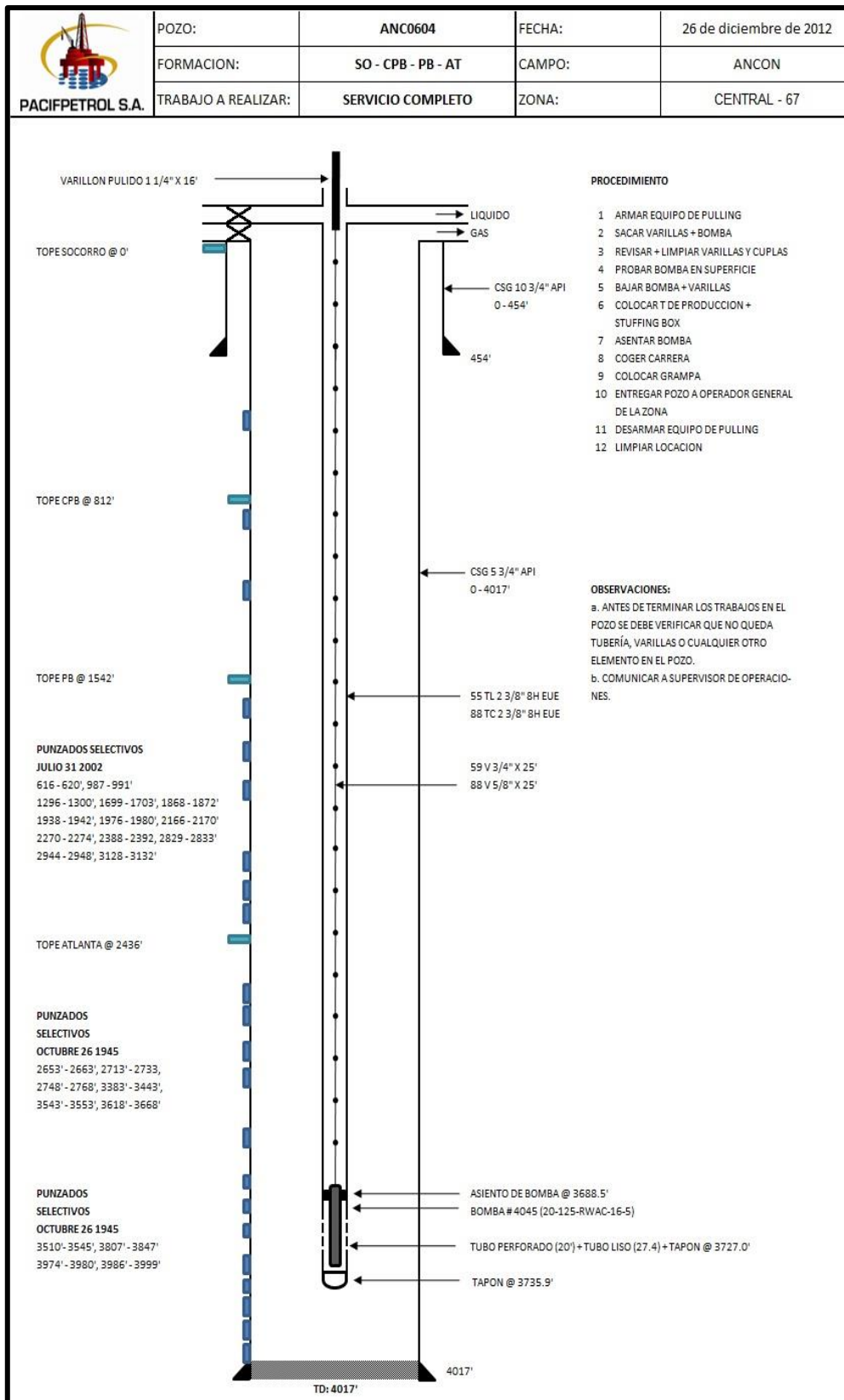
- Actualizar los datos del campo Gustavo Galindo Velasco por parte de la compañía operadora como pruebas de restauración de presiones a cada pozo productor; también, la elaboración de historiales de trabajos con workover, pulling y estimulaciones.
- Selección de pozos con la tasa de producción mayor o igual a 5 barriles diarios para facilitar la aplicabilidad del sistema BCP, porque es el valor mínimo aceptable según el catalogo Netzsch.
- Antes de realizar cualquier trabajo, que implique un cambio del sistema de producción al pozo seleccionado, es necesario actualizar la información de campo (datos de presión del pozo).
- Si se realiza el cambio del sistema se recomienda que empleen la misma completación de pozo existente en el bombeo mecánico con la finalidad de bajar costos en la inversión del sistema a implementarse, ya que se encuentran en buen estado operativo actualmente.

BIBLIOGRAFÍA.

- Weatherford Sucker Rods. Choices in technology www.weatherford.com
- MANUAL DE SISTEMAS DE PCP -PC_Pump_System_Manual_R8_-
_Spanish - WANDERLEY NETZSCH. Noviembre 2008.
- WEATHERFORD PROGRESSING CAVITY PUMPING SYSTEM –
Edmonton Workshop_ Latin América. 2011.
- WEATHERFORD DESIGN AND SELECTION. 2006.
- CPTDC China Petroleum Technology & Development Corporation A
CNPC. Comprehensive Catalog of Chinese Petroleum Material and
Equipment.2008-2010.
- FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO PhD. "Fundamentos de
Ingeniería de yacimiento". Editorial Universidad Sur colombiana, Primera
edición.
- Editor-in-Chief HOWARD B. BRADLEY –Professional /Technical
Training Consultant "Petroleum Engineering Handbook "–Vol. IV
/Society of Petroleum Engineers. ISN I-55563-010-3.año 1987.
- KLÉBER H. QUIROGA, "Pruebas de Reacondicionamientos de pozos
petrolíferos" Quito-1991.
- PATRICIO MALONE, FERNANDO FANTIN, FERNANDO TUERO.
"Informe Geológico y de reservorios del Campo Ancón".

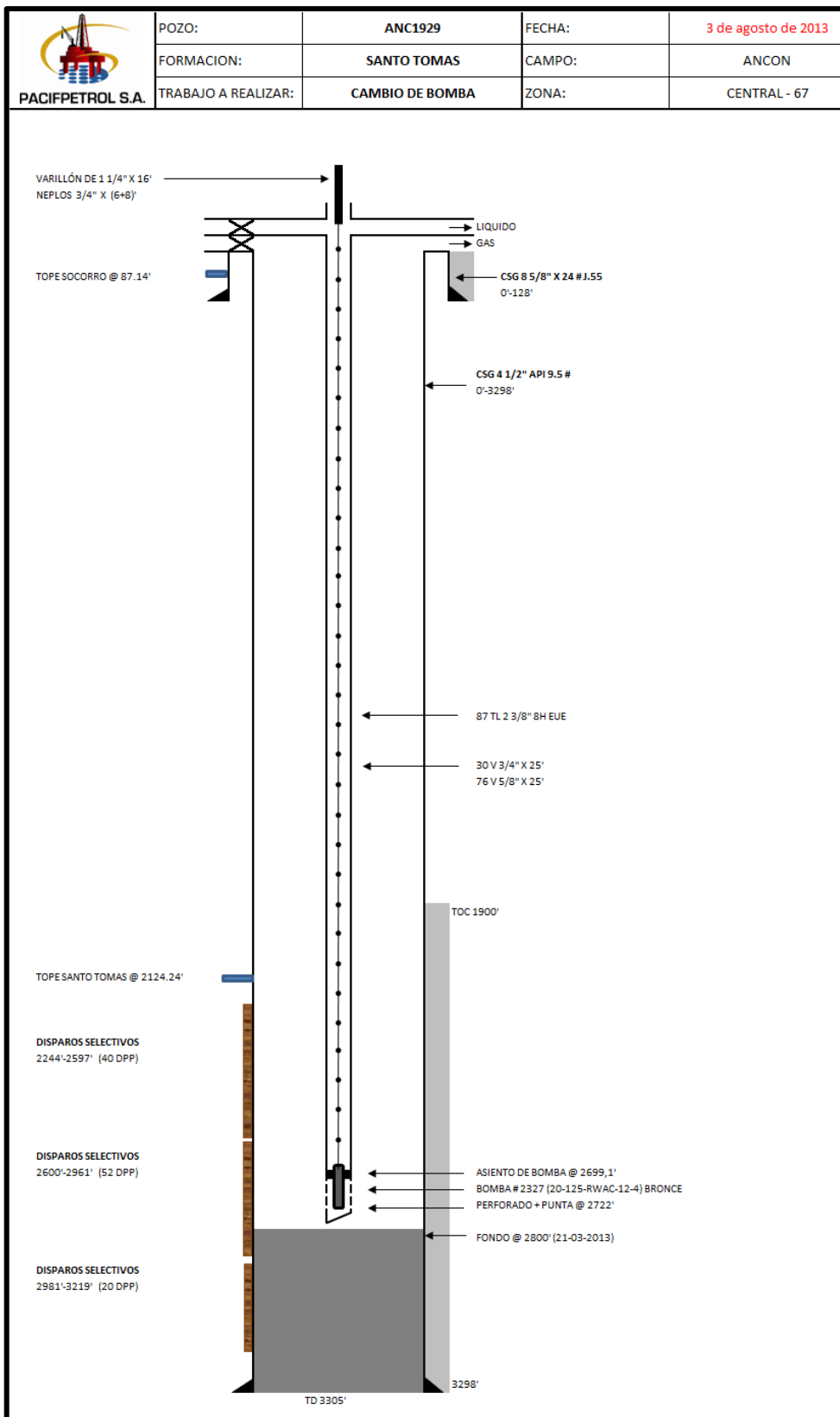
ANEXO I
COMPLETACIONES

ANEXO 1.1 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN POZO ANC-0604



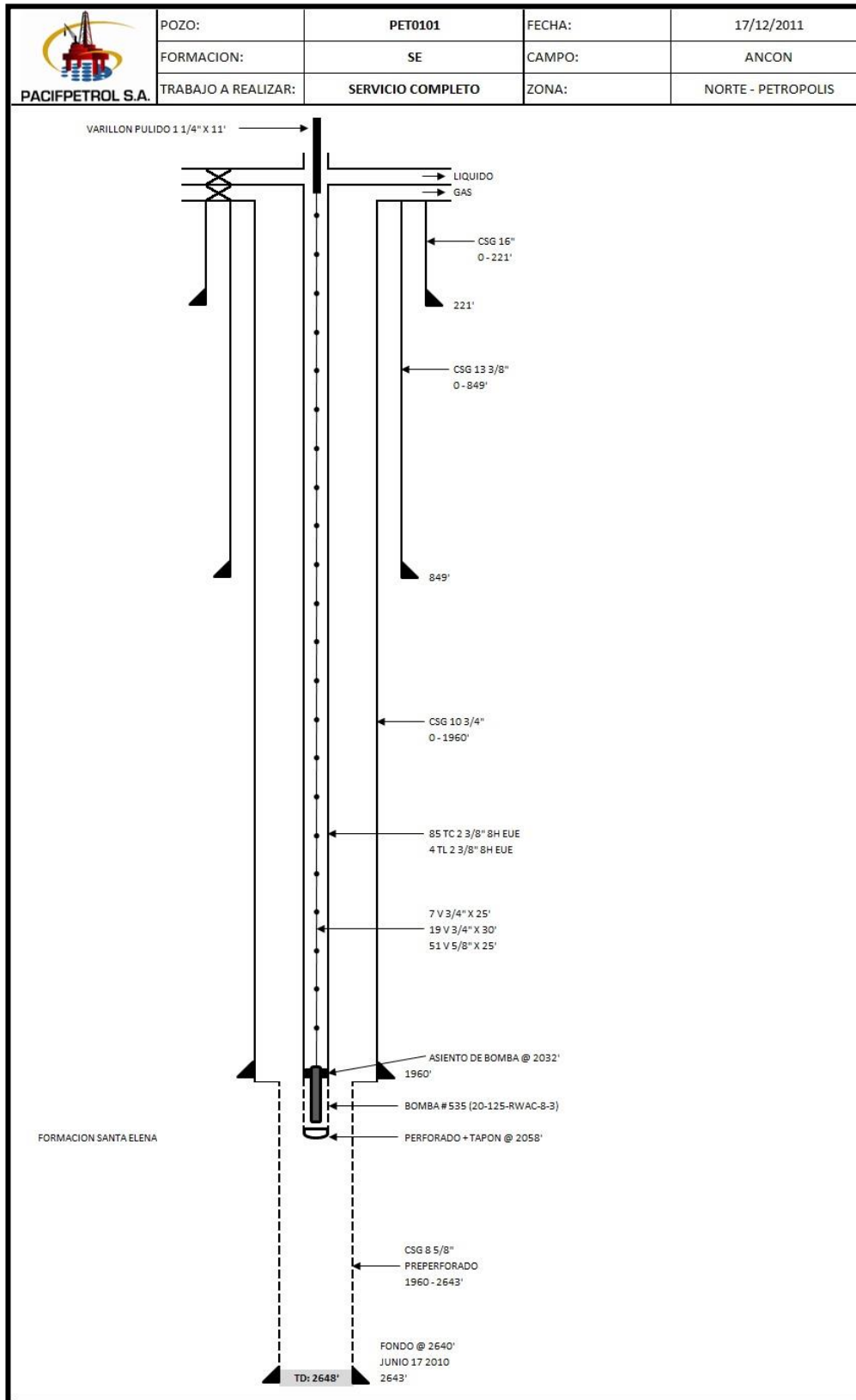
Fuente: Pacifpetrol

ANEXO 1.2 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN POZO ANC-1929



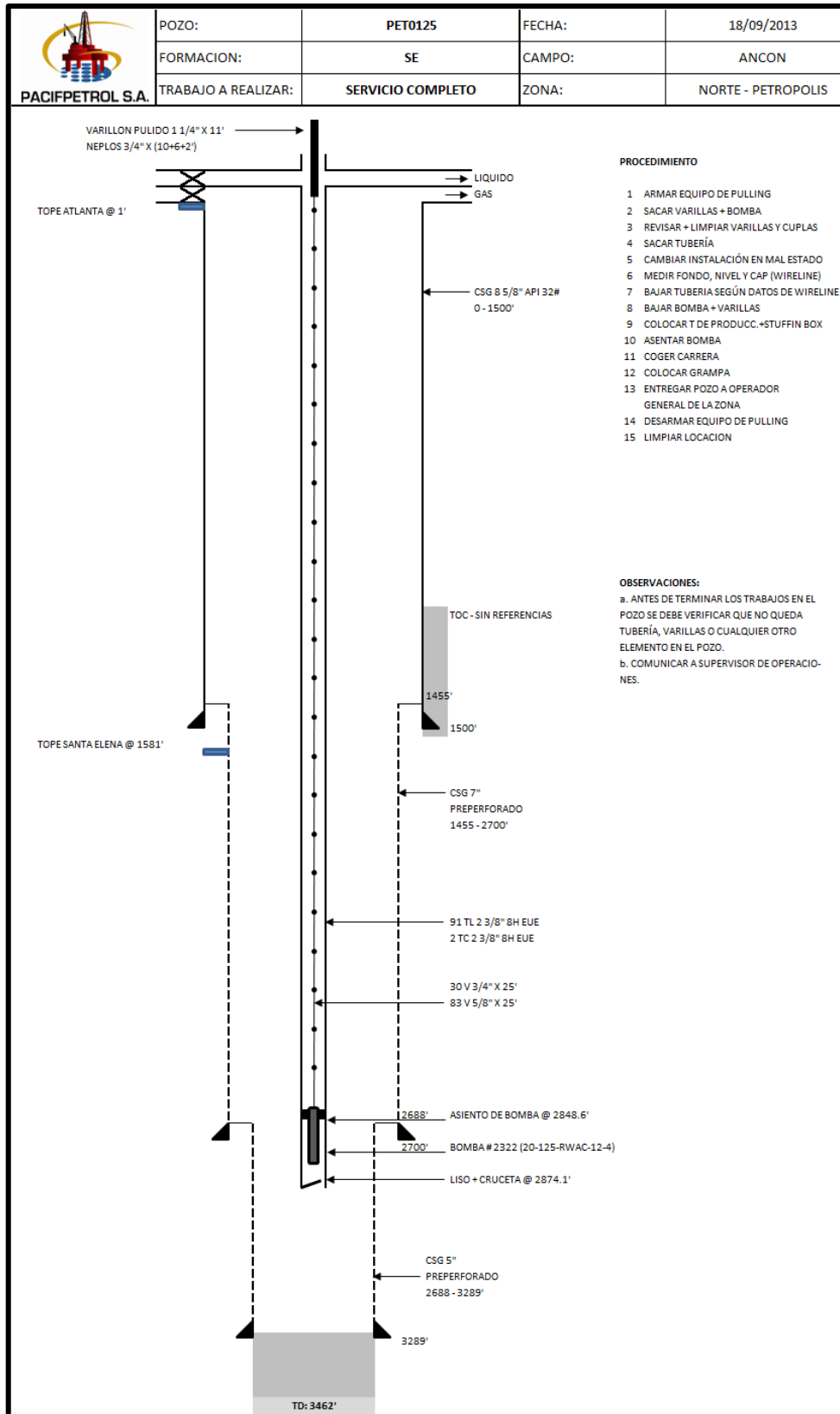
Fuente: Pacifpetrol

ANEXO 1.3 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN POZO PET-0101



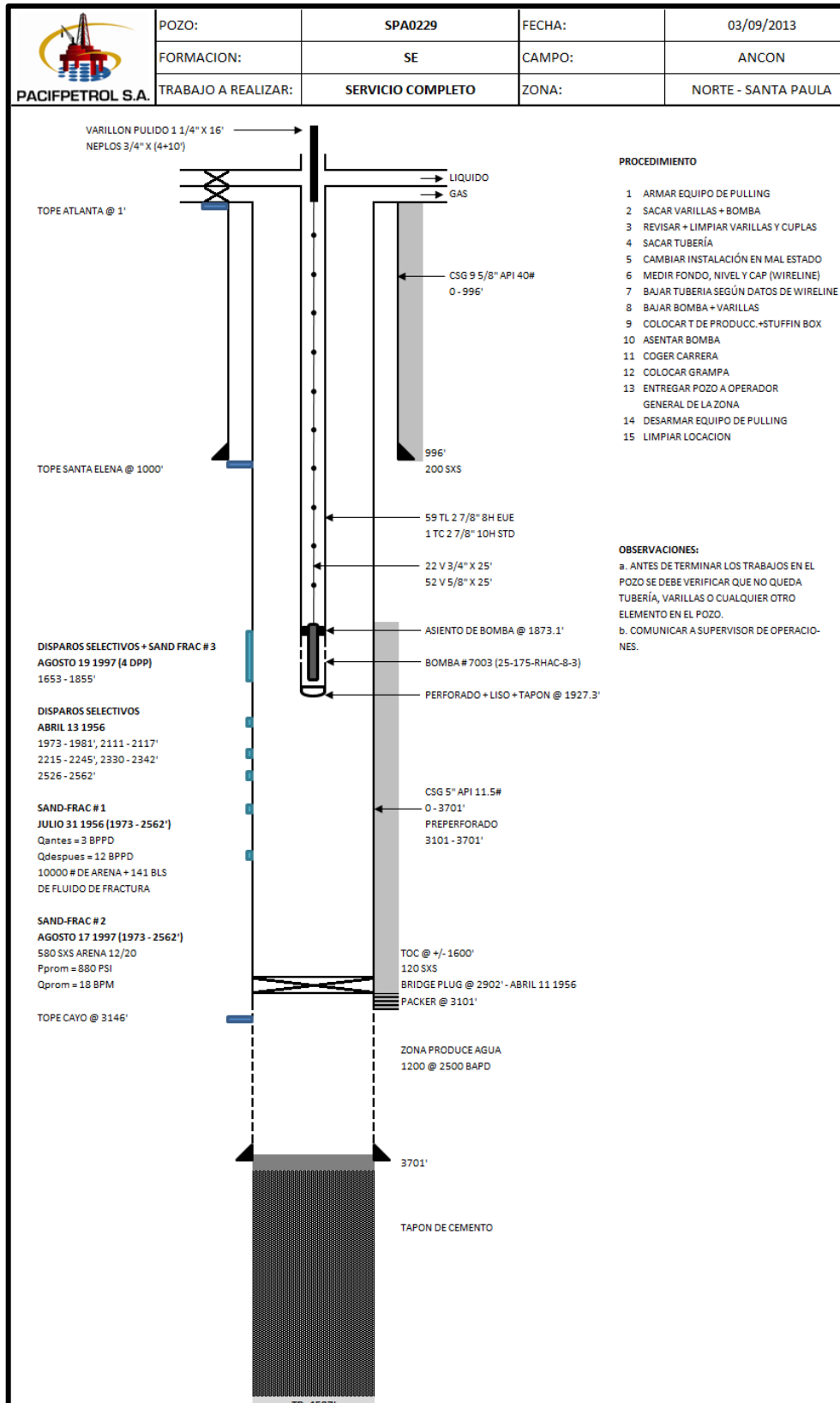
Fuente: Pacifpetrol

ANEXO 1.4 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN POZO PET-0125



Fuente: Pacifpetrol

ANEXO 1.5 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN POZO SPA-0229



PROCEDIMIENTO

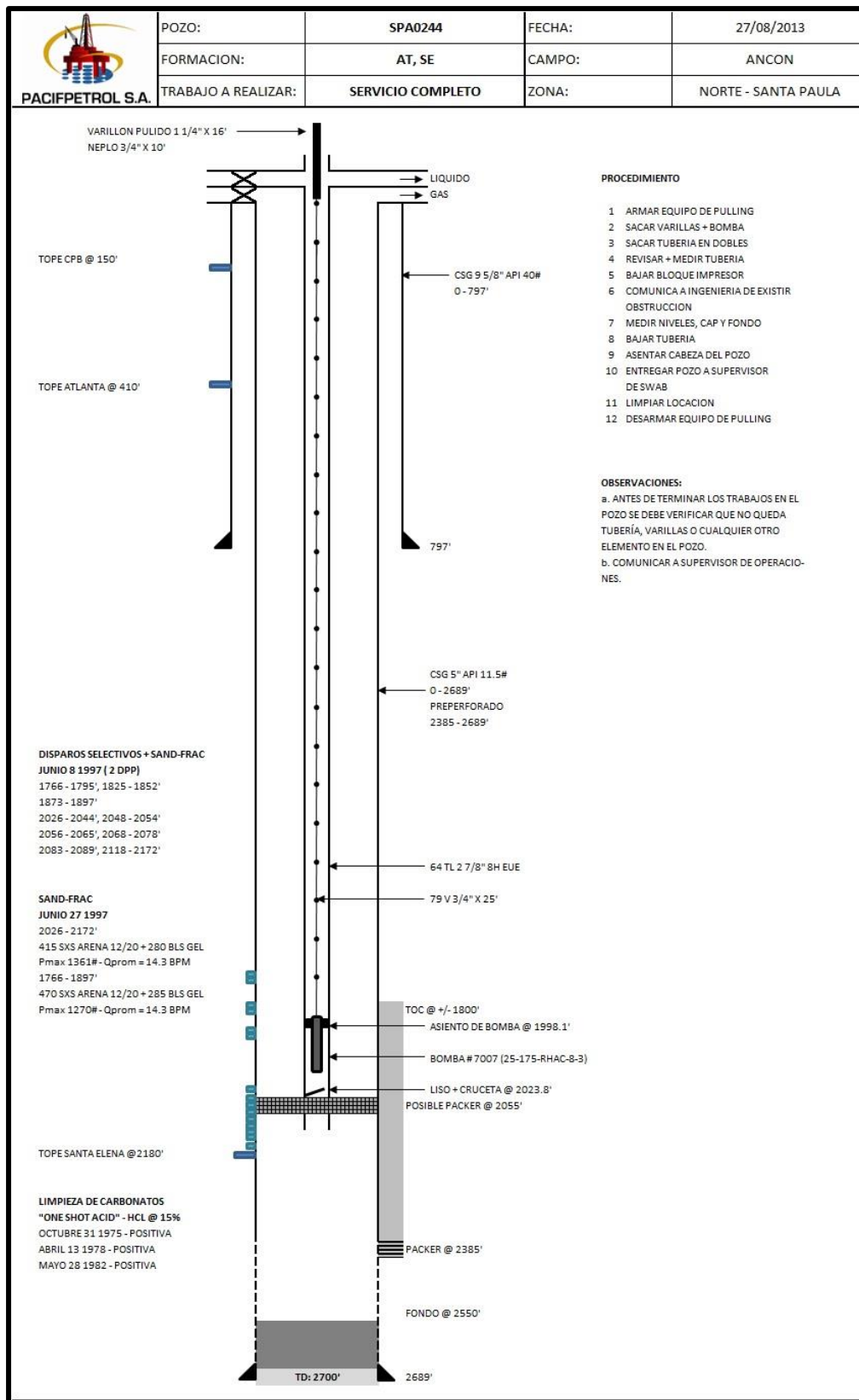
- 1 ARMAR EQUIPO DE PULLING
- 2 SACAR VARILLAS + BOMBA
- 3 REVISAR + LIMPIAR VARILLAS Y CUPLAS
- 4 SACAR TUBERÍA
- 5 CAMBIAR INSTALACIÓN EN MAL ESTADO
- 6 MEDIR FONDO, NIVEL Y CAP (WIRELINE)
- 7 BAJAR TUBERIA SEGÚN DATOS DE WIRELINE
- 8 BAJAR BOMBA + VARILLAS
- 9 COLOCAR T DE PRODUCC.+STUFFIN BOX
- 10 ASENTAR BOMBA
- 11 COGER CARRERA
- 12 COLOCAR GRAMPA
- 13 ENTREGAR POZO A OPERADOR GENERAL DE LA ZONA
- 14 DESARMAR EQUIPO DE PULLING
- 15 LIMPIAR LOCACION

OBSERVACIONES:

- a. ANTES DE TERMINAR LOS TRABAJOS EN EL POZO SE DEBE VERIFICAR QUE NO QUEDA TUBERÍA, VARILLAS O CUALQUIER OTRO ELEMENTO EN EL POZO.
- b. COMUNICAR A SUPERVISOR DE OPERACIONES.

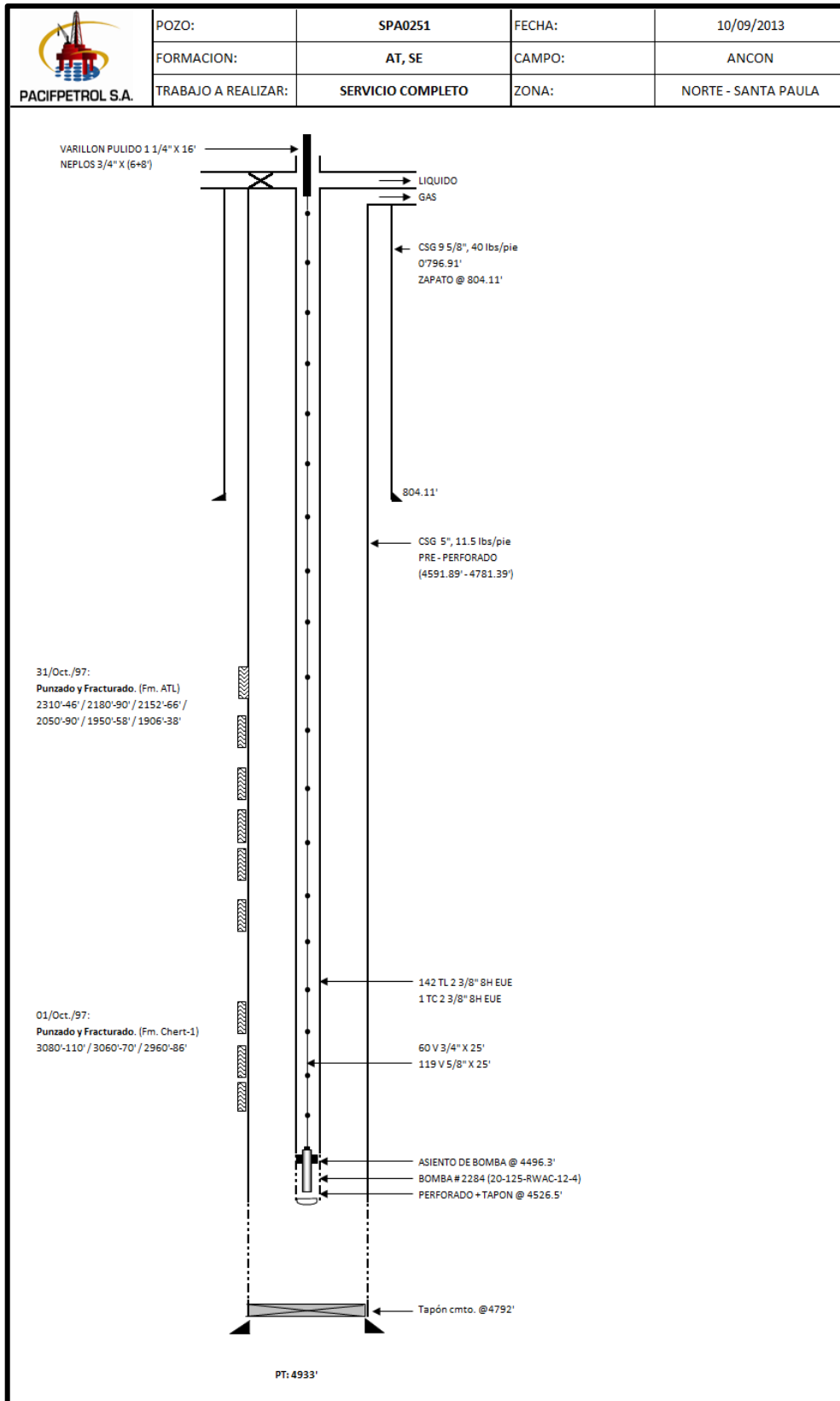
Fuente: Pacifpetrol

ANEXO 1.6 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN POZO SPA-0244



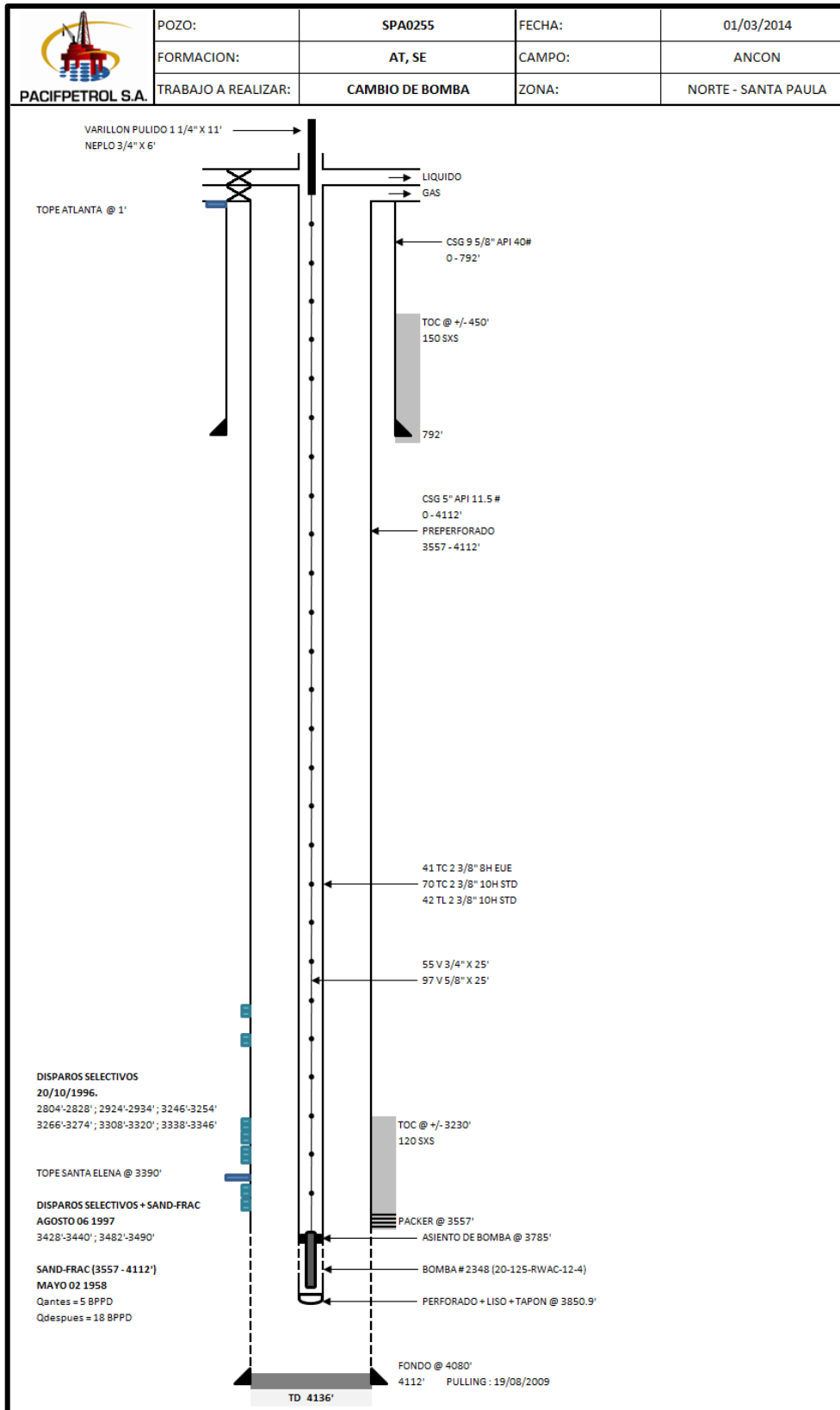
Fuente: Pacifpetrol

ANEXO 1.7 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN POZO SPA-0251



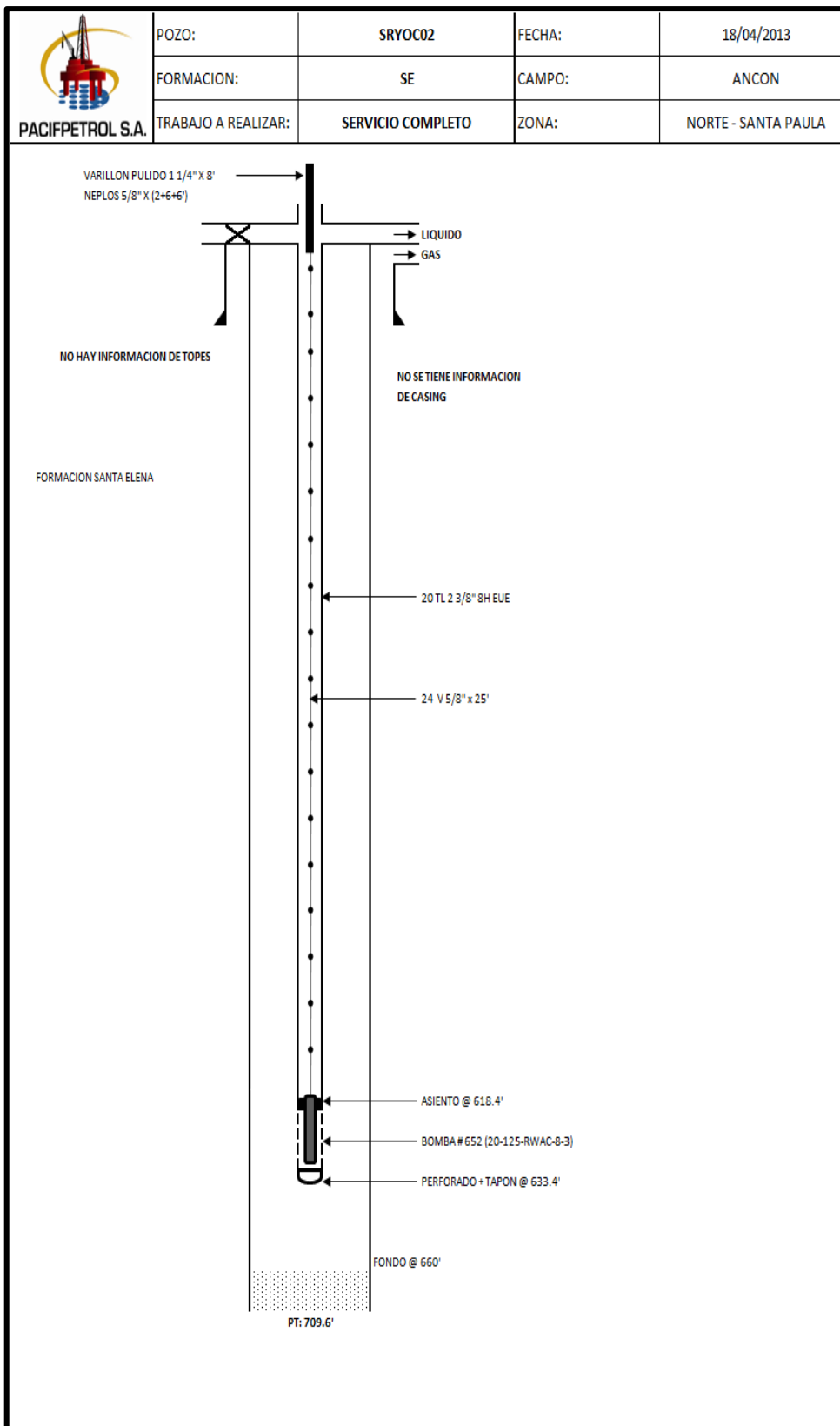
Fuente: Pacifpetrol

ANEXO 1.8 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN POZO SPA-0255



Fuente: Pacifpetrol

ANEXO 1.9 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN POZO SRY-0C02



Fuente: Pacifpetrol

ANEXO II

MODELOS DE BOMBAS Y

CABEZALES

ANEXO 2.1 MODELOS, CARACTERÍSTICAS Y DIMENSIONES DE BOMBAS NETZSCH

Datos de Performance											
Modelo de la Bomba	Caudal		Presión Máxima		Tubería Drift Diámetro [mm]	Conjunto del Asento	Conjunto del Inserto	O.D. (mm)	Conexión (API-5B)		
	[m ³ /día @ 100 rpm]	[BPD @ 100 rpm]	bar	PSI		Largo (mm) -50	Largo (mm) -50				
Insertable Inside Tubing 2 3/8" x 5,80 lb/ft or any Tubing With Drift Diameter Greater than 45,03 mm (1,773 in).											
NTZ 238*100SIT0.2	0,2	1,3	100	1450	48,3	4019	3919	42,16	2,3/8"		
NTZ 238*150SIT0.2	0,2	1,3	150	2175	48,3	2334	2234				
NTZ 238*200SIT0.2	0,2	1,3	200	2900	48,3	2649	2549				
NTZ 238*120SIT0.8	0,8	5	120	1740	48,3	2564	2464				
NTZ 238*180SIT0.8	0,8	5	180	2610	48,3	3539	3439				
NTZ 238*240SIT0.8	0,8	5	240	3480	48,3	4239	4139				
NTZ 238*120SIT1.1	1,1	6,9	120	1740	48,3	3104	3004				
NTZ 238*240SIT1.1	1,1	6,9	240	3480	48,3	5319	5219				
NTZ 238*100DIT4.6	4,6	29	100	1450	48,3	3509	3409				
NTZ 238*200DIT4.6	4,6	29	200	2900	48,3	6129	6029				
Insertable Inside Tubing 2 7/8" x 6,40 lb/ft or any Tubing With Drift Diameter Greater than 59,61 mm (2,347 in).											
NTZ 278*120SIT1.6	1,6	10	120	1740	59,6	5084	4984	57,6	2,7/8"		
NTZ 278*180SIT1.6	1,6	10	180	2610	59,6	6189	6089				
NTZ 278*240SIT1.6	1,6	10	240	3480	59,6	7029	6929				
NTZ 278*100SIT3.2	3,2	20	100	1450	59,6	5166	5066				
NTZ 278*200SIT3.2	3,2	20	200	2900	59,6	7193	7093				
NTZ 278*100SIT4.0	4	25	100	1450	59,6	5764	5664				
NTZ 278*165SIT4.0	4	25	165	2393	59,6	7589	7489				
NTZ 278*200SIT4.0	4	25	200	2900	59,6	8389	8289				
NTZ 278*100SIT6.4	6,4	40	100	1450	59,6	6764	6664				
NTZ 278*150SIT6.4	6,4	40	150	2175	59,6	8789	8689				
NTZ 278*200SIT6.4	6,4	40	200	2900	59,6	10389	10289				
NTZ 278*100DIT14.6	14,6	92	100	1450	59,6	6524	6424				
NTZ 278*120DIT14.6	14,6	92	120	1740	59,6	7389	7289				
NTZ 278*150DIT14.6	14,6	92	150	2175	59,6	8289	8189				
NTZ 278*200DIT14.6	14,6	92	200	2900	59,6	9809	9709				
NTZ 278*100SIT20	20	126	100	1450	59,6	8289	8189				
NTZ 278*150SIT20	20	126	200	2900	59,6	9909	9809				
Insertable Inside Tubing 3 1/2" x 7,70 lb/ft or any Tubing With Drift Diameter Greater than 74,76 mm (2,943 in).											
NTZ 350*120SIT6.2	6,2	39	120	1740	74,76	6866	6766			66	3,1/2"
NTZ 350*165SIT6.2	6,2	39	165	2393	74,76	8376	8276				
NTZ 350*240SIT6.2	6,2	39	240	3480	74,76	10593	10493				
NTZ 350*120SIT7.0	7	44	120	1740	74,76	5899	5799				
NTZ 350*165SIT7.0	7	44	165	2393	74,76	7044	6944				
NTZ 350*200SIT7.0	7	44	200	2900	74,76	7929	7829				
NTZ 350*240SIT7.0	7	44	240	3480	74,76	8659	8559	73,03			
NTZ 350*100DIT32	32	201	100	1450	74,76	7799	7699				
NTZ 350*150DIT32	32	201	150	2175	74,76	10164	10064				
NTZ 350*200DIT32	32	201	200	2900	74,76	12459	12359				
Insertable Inside Tubing 4 1/2" x 15,20 lb/ft or any Tubing With Drift Diameter Greater than 94,01 mm (3,701 in).											
NTZ 450*120SIT10	10	62	120	1740	91,83	6488	6388		73,03	4,1/2"	
NTZ 450*165SIT10	10	62	165	2393	91,83	7858	7758				
NTZ 450*240SIT10	10	62	240	3480	91,83	9837	9737				
NTZ 450*120SIT14	14	88	120	1740	91,83	7514	7414				
NTZ 450*165SIT14	14	88	165	2392,5	91,83	9489	9389				
NTZ 450*240SIT14	14	88	240	3480	91,83	11889	11789				
NTZ 450*120SIT16.4	16,4	102	120	1740	91,83	7514	7414	88,9			
NTZ 450*240SIT16.4	16,4	102	240	3480	91,83	11889	11789				
NTZ 450*120SIT20	20	125	120	1740	91,83	7784	7684				
NTZ 450*165SIT20	20	125	165	2392,5	91,83	9549	9449				
NTZ 450*200SIT20	20	125	200	2900	91,83	10829	10729				
NTZ 450*240SIT20	20	125	240	3480	91,83	12429	12329				
NTZ 450*120SIT25	25	157	120	1740	91,83	7789	7689	88,9			
NTZ 450*240SIT25	25	157	240	3480	91,83	12439	12339				
NTZ 450*100SIT60	60	375	100	1450	91,83	12499	12399				
NTZ 450*200SIT20	20	125	200	2900	91,83	10829	10729				
NTZ 450*240SIT20	20	125	240	3480	91,83	12429	12329				
NTZ 450*120SIT25	25	157	120	1740	91,83	7789	7689				
NTZ 450*240SIT25	25	157	240	3480	91,83	12439	12339	95,2	5,1/2"		
NTZ 450*100SIT60	60	375	100	1450	91,83	12499	12399				
Insertable Inside Tubing/Casing 5 1/2" x 17,00 lb/ft or any Tubing With Drift Diameter Greater than 121,08 mm (4,767 in).											
NTZ 550*100SIT33	33	208	100	1450	104,78	8064	7964			95,2	5,1/2"
NTZ 550*150SIT33	33	208	150	2175	104,78	10589	10489				
NTZ 550*200SIT33	33	208	200	2900	104,78	12989	12889				
NTZ 550*100SIT40	40	252	100	1450	104,78	8480	8380				
NTZ 550*150SIT40	40	252	150	2175	104,78	11313	11213				
NTZ 550*200SIT40	40	252	200	2900	104,78	13821	13721				
NTZ 550*120SIT62	62	390	120	1740	104,78	12179	12079				
NTZ 550*150SIT62	62	390	150	2175	104,78	14664	14564				
NTZ 550*120SIT78	78	491	120	1740	104,78	12339	12239				
NTZ 550*150SIT78	78	491	150	2175	104,78	14664	14564				

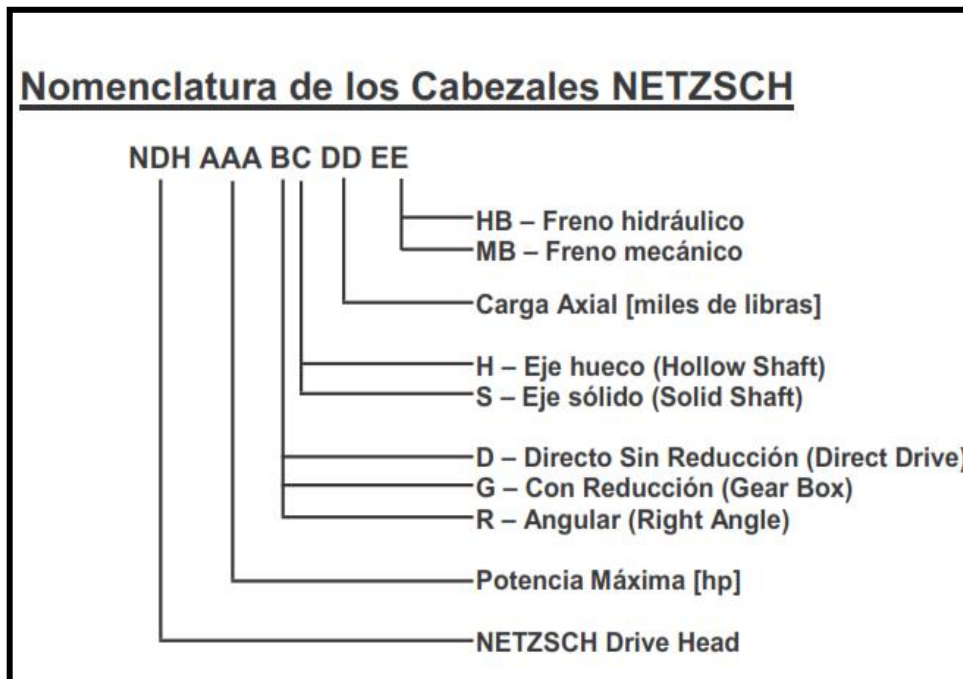
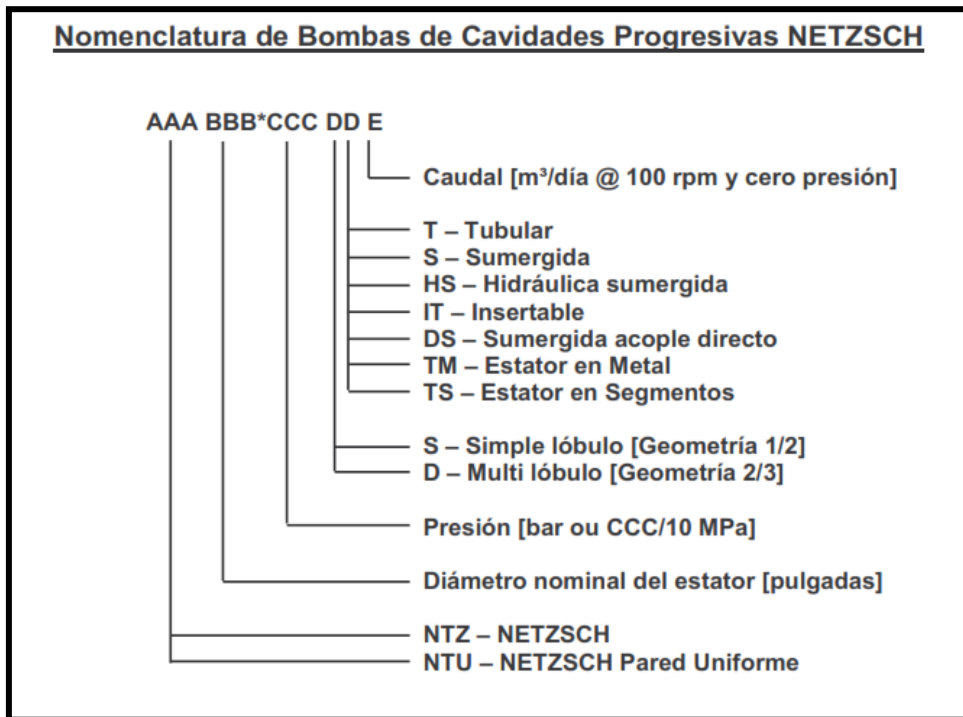
Fuente: Netzsch

ANEXO 2.2 MODELOS, CARACTERÍSTICAS Y DIMENSIONES DE CABEZALES NETZSCH

MODELOS	Freno	Carga Axial		HP [range]	Veloc. ⁽¹⁾ rpm	Rel. Reduc.	DIMENSIONES			
		lbf	kgf				A [mm]	B ⁽²⁾	C ⁽³⁾ [mm]	D [pol.]
NDH 005 DH 5	MB	5000	2300	≤ 10	135 - 374	1 : 1	842	2000 psi 3.1/8"	-	1/4
NDH 020 DH 20 NDH 015kW-09T-FL-A	HB	20000	9000	≤ 20	129 - 317	1 : 1	1310	2000 psi 3.1/8"	-	1/4
NDH 060 DH 20 NDH 045kW-09T-FL-A	HB	20000	9000	≤ 60	110 - 450	1 : 1	1585	2000 psi 3.1/8"	-	1/2
NDH 075 DH 20	MB-D	20000	9000	≤ 75	160 - 450	1 : 1	1464	2000 psi 3.1/8"	-	1/2
NDH 060 DH 33 NDH 045kW-15T-FL-A	HB	33000	15000	≤ 60	160 - 450	1 : 1	1585	2000 psi 3.1/8"	-	1/2
NDH 075 DH 33	HB/MB HB-M	33000	15000	≤ 75	160 - 450	1 : 1	1626	2000 psi 3.1/8"	-	1/2
NDH 075 DH 37	HB/MB	37000	17000	≤ 75	160 - 450	1 : 1	1626	3000 psi 4.1/16"	-	1/2
NDH 200 DH 37	MB-D	37000	17000	≤ 2x100	160 - 450	1 : 1	1626	3000 psi 4.1/16"	-	1/2
NDH 150 DH 50	HB/MB	50000	23000	≤ 2x75	160 - 450	1 : 1	1750	3000 psi 4.1/16"	-	1/2
NDH 020 DS 20	MB	20000	9000	≤ 20	135 - 500	1 : 1	845	2000 psi 3.1/8"	-	para barra 1
NDH 060 DS 20	MB	20000	9000	≤ 60	110 - 450	1 : 1	1495	2000 psi 3.1/8"	-	para barra 1.1/8
NDH 060 DS 33	MB	33000	15000	≤ 60	160 - 450	1 : 1	1455	2000 psi 3.1/8"	-	para barra 1.1/8
NDH 075 DS 33	MB	33000	15000	≤ 75	160 - 450	1 : 1	1455	2000 psi 3.1/8"	-	para barra 1.1/8
NDH 100 DS 37	MB	37000	17000	≤ 100	160 - 450	1 : 1	1455	3000 psi 4.1/16"	-	para barra 1.1/8
NDH 060 GH 20	HB/MB HB-M	20000	9000	≤ 60	80 - 370	1 : 5.16	1269	2000 psi 3.1/8"	55	1/2 o 1.9
NDH 100 GH 33	HB/MB HB-M	33000	15000	≤ 100	91 - 381	1 : 5.16	1269	2000 psi 3.1/8"	55	1/2 o 1.9
NDH 060 RH 20	MB	20000	9000	≤ 60	80 - 200	1 : 6.15	1584	2000 psi 3.1/8"	55	1/2
NDH 060 RH 33	MB	33000	15000	≤ 60	81 - 200	2 : 6.15	1585	2000 psi 3.1/8"	55	1/2

Fuente: Netzsch

ANEXO 2.3 NOMENCLATURA DE LOS MODELOS A SELECCIONAR EN BOMBAS Y CABEZALES NETZSCH



Fuente: Netzsch

ANEXO III
RESULTADO ECONÓMICO

ANEXO 3.1 CÁLCULOS ECONÓMICOS CON 5 BBL. DEL POZO ANC-1929 CON COSTO DE BARRIL \$100

INVERSIONES	
	AÑO 1
IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA	92000,00
TOTAL	92000,00

PRODUCCIÓN TOTAL \$						
AÑOS	1	2	3	4	5	6
CANTIDAD BPPA	1825	1759,3	1695,96	1634,9	1576,04	1519,3
PREVENTA						
	53,65					
INGRESO DE VENTAS	97911,25	94386,45	90988,25	87712,39	84554,55	81510,45

DEPRECIACIÓN DE ACTIVOS.								
	Valor activo	Dep. Año 1	Dep. Año 2	Dep. Año 3	Dep. Año 4	Dep. Año 5	Dep. Año 6	Valor en libros
Maq.-Equipo	92000,00	13800,00	13800,00	13800,00	13800,00	13800,00	13800,00	9200,00
TOTAL	92000,00	13800,00	13800,00	13800,00	13800,00	13800,00	13800,00	9200,00

COSTOS FIJOS OPERACIONES	
TRANSPORTE (\$ POR AÑO)	1000,00
WORKOVER	5000,00
CONSUMO ENERGIA (\$ POR AÑO)	2500,00
MANTENIMIENTO (POR AÑO)	1000,00
TOTAL	9500,00

COSTO DE OPERACIÓN Y FINANCIAMIENTO.						
Rubros	1	2	3	4	5	6
Depreciación	13800,00	13800,00	13800,00	13800,00	13800,00	13800,00
Costos (fijos)	9500,00	9500,00	9500,00	9500,00	9500,00	9500,00
TOTAL	23300,00	23300,00	23300,00	23300,00	23300,00	23300,00

FLUJO DE CAJA PROYECTADO.							
AÑOS	0	1	2	3	4	5	6
Inversiones							
Activos	-92000,00						
Cap. de trabajo	-114000,00						
Ingresos por ventas		97.911,25	94.386,45	90.988,25	87.712,39	84.554,55	81.510,45
(-) Costo Total		23.300,00	23.300,00	23.300,00	23.300,00	23.300,00	23.300,00
Utilidad bruta		74.611,25	71.086,45	67.688,25	64.412,39	61.254,55	58.210,45
(-)15% Trabajadores		11.191,69	10.662,97	10.153,24	9.661,86	9.188,18	8.731,57
(-)25% Impuesto a la renta		15.854,89	15.105,87	14.383,75	13.687,63	13.016,59	12.369,72
Util. Desp. Imp.		47.564,67	45.317,61	43.151,26	41.062,90	39.049,77	37.109,16
(-) 10% Reserva Legal		4.756,47	4.531,76	4.315,13	4.106,29	3.904,98	3.710,92
Util. Por Distr.		42.808,20	40.785,85	38.836,14	36.956,61	35.144,80	33.398,24
(+) Depr. y Amort		13.866,67	13.800,00	13.800,00	13.800,00	13.800,00	13.800,00
(+)Reserva Legal 10%		4.756,47	4.531,76	4.315,13	4.106,29	3.904,98	3.710,92
(+) V. S (V. libros)							9.200,00
Flujo de caja	-206000,00	61.431,34	59.117,61	56.951,26	54.862,90	52.849,77	60.109,16
VAN	31822,30						
TIR	17%						
Ingresos Actualizados	362464,42						
Egresos Actualizados	93142,91						
Beneficio/Costo	3,89						

ANEXO 3.2 CÁLCULOS ECONÓMICOS CON 5 BBL. DEL POZO ANC-1929 CON COSTO DE BARRIL \$105

INVERSIONES	
	AÑO 1
IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA	92000,00
TOTAL	92000,00

PRODUCCIÓN TOTAL \$						
AÑOS	1	2	3	4	5	6
CANTIDAD BPPA	1825	1759,3	1695,96	1634,9	1576,04	1519,3
PREVENTA						
	58,65					
INGRESO DE VENTAS	107036,25	103182,95	99468,05	95886,89	92434,75	89106,95

DEPRECIACIÓN DE ACTIVOS.								
	Valor activo	Dep. Año 1	Dep. Año 2	Dep. Año 3	Dep. Año 4	Dep. Año 5	Dep. Año 6	Valor en libros
Maq.-Equipo	92000,00	13800,00	13800,00	13800,00	13800,00	13800,00	13800,00	9200,00
TOTAL	92000,00	13800,00	13800,00	13800,00	13800,00	13800,00	13800,00	9200,00

COSTOS FIJOS OPERACIONES	
TRANSPORTE (\$ POR AÑO)	1000,00
WORKOVER	5000,00
CONSUMO ENERGIA (\$ POR AÑO)	2500,00
MANTENIMIENTO (POR AÑO)	1000,00
TOTAL	9500,00

COSTO DE OPERACIÓN Y FINANCIAMIENTO.							
Rubros	1	2	3	4	5	6	
Depreciación	13800,00	13800,00	13800,00	13800,00	13800,00	13800,00	
Costos (fijos)	9500,00	9500,00	9500,00	9500,00	9500,00	9500,00	
TOTAL	23300,00	23300,00	23300,00	23300,00	23300,00	23300,00	
FLUJO DE CAJA PROYECTADO.							
AÑOS	0	1	2	3	4	5	6
Inversiones							
Activos	-92000,00						
Cap. de trabajo	-114000,00						
Ingresos por ventas		107.036,25	103.182,95	99.468,05	95.886,89	92.434,75	89.106,95
(-) Costo Total		23.300,00	23.300,00	23.300,00	23.300,00	23.300,00	23.300,00
Utilidad bruta		83.736,25	79.882,95	76.168,05	72.586,89	69.134,75	65.806,95
(-)15% Trabajadores		12.560,44	11.982,44	11.425,21	10.888,03	10.370,21	9.871,04
(-)25% Impuesto a la renta		17.793,95	16.975,13	16.185,71	15.424,71	14.691,13	13.983,98
Util. Desp. Imp.		53.381,86	50.925,38	48.557,13	46.274,14	44.073,40	41.951,93
(-) 10% Reserva Legal		5.338,19	5.092,54	4.855,71	4.627,41	4.407,34	4.195,19
Util. Por Distr.		48.043,67	45.832,84	43.701,42	41.646,73	39.666,06	37.756,73
(+) Depr. y Amort		13.866,67	13.800,00	13.800,00	13.800,00	13.800,00	13.800,00
(+)Reserva Legal 10%		5.338,19	5.092,54	4.855,71	4.627,41	4.407,34	4.195,19
(+) V. S (V. libros)							9.200,00
Flujo de caja	-206000,00	67.248,53	64.725,38	62.357,13	60.074,14	57.873,40	64.951,93
VAN	53950,37						
TIR	21%						
Ingresos Actualizados	396244,89						
Egresos Actualizados	93142,91						
Beneficio/Costo	4,25						

ANEXO 3.3 CÁLCULOS ECONÓMICOS CON 5 BBL. DEL POZO ANC-1929 CON COSTO DE BARRIL \$120

INVERSIONES	
	AÑO 1
IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA	92000,00
TOTAL	92000,00

PRODUCCIÓN TOTAL \$						
AÑOS	1	2	3	4	5	6
CANTIDAD BPPA	1825	1759,3	1695,96	1634,9	1576,04	1519,3
PREVENTA						
	73,65					
INGRESO DE VENTAS	134411,25	129572,45	124907,45	120410,39	116075,35	111896,45

DEPRECIACIÓN DE ACTIVOS.								
	Valor activo	Dep. Año 1	Dep. Año 2	Dep. Año 3	Dep. Año 4	Dep. Año 5	Dep. Año 6	Valor en libros
Maq.-Equipo	92000,00	13800,00	13800,00	13800,00	13800,00	13800,00	13800,00	9200,00
TOTAL	92000,00	13800,00	13800,00	13800,00	13800,00	13800,00	13800,00	9200,00
COSTOS FIJOS OPERACIONES								
TRANSPORTE (\$ POR AÑO)	1000,00							
WORKOVER	5000,00							
CONSUMO ENERGIA (\$ POR AÑO)	2500,00							
MANTENIMIENTO (POR AÑO)	1000,00							
TOTAL	9500,00							

COSTO DE OPERACIÓN Y FINANCIAMIENTO.						
Rubros	1	2	3	4	5	6
Depreciación	13800,00	13800,00	13800,00	13800,00	13800,00	13800,00
Costos (fijos)	9500,00	9500,00	9500,00	9500,00	9500,00	9500,00
TOTAL	23300,00	23300,00	23300,00	23300,00	23300,00	23300,00

FLUJO DE CAJA PROYECTADO.							
AÑOS	0	1	2	3	4	5	6
Inversiones							
Activos	-92000,00						
Cap. de trabajo	-114000,00						
Ingresos por ventas		134.411,25	129.572,45	124.907,45	120.410,39	116.075,35	111.896,45
(-) Costo Total		23.300,00	23.300,00	23.300,00	23.300,00	23.300,00	23.300,00
Utilidad bruta		111.111,25	106.272,45	101.607,45	97.110,39	92.775,35	88.596,45
(-)15% Trabajadores		16.666,69	15.940,87	15.241,12	14.566,56	13.916,30	13.289,47
(-)25% Impuesto a la renta		23.611,14	22.582,89	21.591,58	20.635,96	19.714,76	18.826,74
Util. Desp. Imp.		70.833,42	67.748,68	64.774,75	61.907,87	59.144,28	56.480,23
(-) 10% Reserva Legal		7.083,34	6.774,87	6.477,48	6.190,79	5.914,43	5.648,02
Util. Por Distr.		63.750,08	60.973,82	58.297,28	55.717,08	53.229,85	50.832,21
(+) Depr. y Amort		13.866,67	13.800,00	13.800,00	13.800,00	13.800,00	13.800,00
(+)Reserva Legal 10%		7.083,34	6.774,87	6.477,48	6.190,79	5.914,43	5.648,02
(+) V. S (V. libros)							9.200,00
Flujo de caja	-206000,00	84.700,09	81.548,68	78.574,75	75.707,87	72.944,28	79.480,23
VAN	120334,57						
TIR	31%						
Ingresos Actualizados	497586,30						
Egresos Actualizados	93142,91						
Beneficio/Costo	5,34						

ANEXO 3.4 CÁLCULOS ECONÓMICOS CON 6 BBL. DEL POZO ANC-0604 CON COSTO DE BARRIL \$100

INVERSIONES	
	AÑO 1
IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA	92000,00
TOTAL	92000,00

PRODUCCIÓN TOTAL \$						
AÑOS	1	2	3	4	5	6
CANTIDAD BPPA	2190	2111,16	2035,16	1961,9	1891,27	1823,18
PREVENTA						
53,65						
INGRESO DE VENTAS	117493,50	113263,73	109186,33	105255,94	101466,64	97813,61

DEPRECIACIÓN DE ACTIVOS.								
	Valor activo	Dep. Año 1	Dep. Año 2	Dep. Año 3	Dep. Año 4	Dep. Año 5	Dep. Año 6	Valor en libros
Maq.-Equipo	92000,00	13800,00	13800,00	13800,00	13800,00	13800,00	13800,00	9200,00
TOTAL	92000,00	13800,00	13800,00	13800,00	13800,00	13800,00	13800,00	9200,00

COSTOS FIJOS OPERACIONES	
TRANSPORTE (\$ POR AÑO)	1000,00
WORKOVER	5000,00
CONSUMO ENERGIA (\$ POR AÑO)	2500,00
MANTENIMIENTO (POR AÑO)	1000,00
TOTAL	9500,00

COSTO DE OPERACIÓN Y FINANCIAMIENTO.							
Rubros	1	2	3	4	5	6	
Depreciación	13800,00	13800,00	13800,00	13800,00	13800,00	13800,00	
Costos (fijos)	9500,00	9500,00	9500,00	9500,00	9500,00	9500,00	
TOTAL	23300,00	23300,00	23300,00	23300,00	23300,00	23300,00	
FLUJO DE CAJA PROYECTADO.							
AÑOS	0	1	2	3	4	5	6
Inversiones							
Activos	-92000,00						
Cap. de trabajo	-114000,00						
Ingresos por ventas		117.493,50	113.263,73	109.186,33	105.255,94	101.466,64	97.813,61
(-) Costo Total		23.300,00	23.300,00	23.300,00	23.300,00	23.300,00	23.300,00
Utilidad bruta		94.193,50	89.963,73	85.886,33	81.955,94	78.166,64	74.513,61
(-)15% Trabajadores		14.129,03	13.494,56	12.882,95	12.293,39	11.725,00	11.177,04
(-)25% Impuesto a la renta		20.016,12	19.117,29	18.250,85	17.415,64	16.610,41	15.834,14
Util. Desp. Imp.		60.048,36	57.351,88	54.752,54	52.246,91	49.831,23	47.502,42
(-) 10% Reserva Legal		6.004,84	5.735,19	5.475,25	5.224,69	4.983,12	4.750,24
Util. Por Distr.		54.043,52	51.616,69	49.277,28	47.022,22	44.848,11	42.752,18
(+) Depr. y Amort		13.866,67	13.800,00	13.800,00	13.800,00	13.800,00	13.800,00
(+)Reserva Legal 10%		6.004,84	5.735,19	5.475,25	5.224,69	4.983,12	4.750,24
(+) V. S (V. libros)							9.200,00
Flujo de caja	-206000,00	73.915,02	71.151,88	68.552,54	66.046,91	63.631,23	70.502,42
VAN	79310,54						
TIR	25%						
Ingresos Actualizados	434959,42						
Egresos Actualizados	93142,91						
Beneficio/Costo	4,67						

ANEXO 3.5 CÁLCULOS ECONÓMICOS CON 6 BBL. DEL POZO ANC-0604 CON COSTO DE BARRIL \$105

INVERSIONES	
	AÑO 1
IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA	92000,00
TOTAL	92000,00

PRODUCCIÓN TOTAL \$						
AÑOS	1	2	3	4	5	6
CANTIDAD BPPA	2190	2111,16	2035,16	1961,9	1891,27	1823,18
PREVENTA						
58,65						
INGRESO DE VENTAS	128443,50	123819,53	119362,13	115065,44	110922,99	106929,51

DEPRECIACIÓN DE ACTIVOS.								
	Valor activo	Dep. Año 1	Dep. Año 2	Dep. Año 3	Dep. Año 4	Dep. Año 5	Dep. Año 6	Valor en libros
Maq.-Equipo	92000,00	13800,00	13800,00	13800,00	13800,00	13800,00	13800,00	9200,00
TOTAL	92000,00	13800,00	13800,00	13800,00	13800,00	13800,00	13800,00	9200,00

COSTOS FIJOS OPERACIONES	
TRANSPORTE (\$ POR AÑO)	1000,00
WORKOVER	5000,00
CONSUMO ENERGIA (\$ POR AÑO)	2500,00
MANTENIMIENTO (POR AÑO)	1000,00
TOTAL	9500,00

COSTO DE OPERACIÓN Y FINANCIAMIENTO.						
Rubros	1	2	3	4	5	6
Depreciación	13800,00	13800,00	13800,00	13800,00	13800,00	13800,00
Costos (fijos)	9500,00	9500,00	9500,00	9500,00	9500,00	9500,00
TOTAL	23300,00	23300,00	23300,00	23300,00	23300,00	23300,00

LUJO DE CAJA PROYECTADO.							
AÑOS	0	1	2	3	4	5	6
Inversiones							
Activos	-92000,00						
Cap. de trabajo	-114000,00						
Ingresos por ventas		128.443,50	123.819,53	119.362,13	115.065,44	110.922,99	106.929,51
(-) Costo Total		23.300,00	23.300,00	23.300,00	23.300,00	23.300,00	23.300,00
Utilidad bruta		105.143,50	100.519,53	96.062,13	91.765,44	87.622,99	83.629,51
(-)15% Trabajadores		15.771,53	15.077,93	14.409,32	13.764,82	13.143,45	12.544,43
(-)25% Impuesto a la renta		22.342,99	21.360,40	20.413,20	19.500,15	18.619,88	17.771,27
Util. Desp. Imp.		67.028,98	64.081,20	61.239,61	58.500,46	55.859,65	53.313,81
(-) 10% Reserva Legal		6.702,90	6.408,12	6.123,96	5.850,05	5.585,97	5.331,38
Util. Por Distr.		60.326,08	57.673,08	55.115,65	52.650,42	50.273,69	47.982,43
(+) Depr. y Amort		13.866,67	13.800,00	13.800,00	13.800,00	13.800,00	13.800,00
(+)Reserva Legal 10%		6.702,90	6.408,12	6.123,96	5.850,05	5.585,97	5.331,38
(+) V. S (V. libros)							9.200,00
Flujo de caja	-206000,00	80.895,65	77.881,20	75.039,61	72.300,46	69.659,65	76.313,81
VAN	105864,35						
TIR	29%						
Ingresos Actualizados	475496,18						
Egresos Actualizados	93142,91						
Beneficio/Costo	5,11						

ANEXO 3.6 CÁLCULOS ECONÓMICOS CON 6 BBL. DEL POZO ANC-0604 CON COSTO DE BARRIL \$120

INVERSIONES	
	AÑO 1
IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA	92000,00
TOTAL	92000,00

PRODUCCIÓN TOTAL \$						
AÑOS	1	2	3	4	5	6
CANTIDAD BPPA	2190	2111,16	2035,16	1961,9	1891,27	1823,18
PREVENTA						
	73,65					
INGRESO DE VENTAS	161293,50	155486,93	149889,53	144493,94	139292,04	134277,21

DEPRECIACIÓN DE ACTIVOS.								
	Valor activo	Dep. Año 1	Dep. Año 2	Dep. Año 3	Dep. Año 4	Dep. Año 5	Dep. Año 6	Valor en libros
Maq.-Equipo	92000,00	13800,00	13800,00	13800,00	13800,00	13800,00	13800,00	9200,00
TOTAL	92000,00	13800,00	13800,00	13800,00	13800,00	13800,00	13800,00	9200,00

COSTOS FIJOS OPERACIONES	
TRANSPORTE (\$ POR AÑO)	1000,00
WORKOVER	5000,00
CONSUMO ENERGIA (\$ POR AÑO)	2500,00
MANTENIMIENTO (POR AÑO)	1000,00
TOTAL	9500,00

COSTO DE OPERACIÓN Y FINANCIAMIENTO.						
Rubros	1	2	3	4	5	6
Depreciación	13800,00	13800,00	13800,00	13800,00	13800,00	13800,00
Costos (fijos)	9500,00	9500,00	9500,00	9500,00	9500,00	9500,00
TOTAL	23300,00	23300,00	23300,00	23300,00	23300,00	23300,00

FLUJO DE CAJA PROYECTADO.							
AÑOS	0	1	2	3	4	5	6
Inversiones							
Activos	-92000,00						
Cap. de trabajo	-114000,00						
Ingresos por ventas		161.293,50	155.486,93	149.889,53	144.493,94	139.292,04	134.277,21
(-) Costo Total		23.300,00	23.300,00	23.300,00	23.300,00	23.300,00	23.300,00
Utilidad bruta		137.993,50	132.186,93	126.589,53	121.193,94	115.992,04	110.977,21
(-)15% Trabajadores		20.699,03	19.828,04	18.988,43	18.179,09	17.398,81	16.646,58
(-)25% Impuesto a la renta		29.323,62	28.089,72	26.900,28	25.753,71	24.648,31	23.582,66
Util. Desp. Imp.		87.970,86	84.269,17	80.700,83	77.261,13	73.944,92	70.747,97
(-) 10% Reserva Legal		8.797,09	8.426,92	8.070,08	7.726,11	7.394,49	7.074,80
Util. Por Distr.		79.173,77	75.842,25	72.630,75	69.535,02	66.550,43	63.673,17
(+) Depr. y Amort		13.866,67	13.800,00	13.800,00	13.800,00	13.800,00	13.800,00
(+)Reserva Legal 10%		8.797,09	8.426,92	8.070,08	7.726,11	7.394,49	7.074,80
(+) V. S (V. libros)							9.200,00
Flujo de caja	-206000,00	101.837,52	98.069,17	94.500,83	91.061,13	87.744,92	93.747,97
VAN	185525,79						
TIR	41%						
Ingresos Actualizados	597106,46						
Egresos Actualizados	93142,91						
Beneficio/Costo	6,41						

