



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
ESCUELA DE PETRÓLEO
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

TEMA

**ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA EL CAMBIO DE SISTEMA
DE PRODUCCIÓN DE HIDRÁULICO A MECÁNICO EN EL CAMPO
LAGO AGRIO OPERADO POR EP PETROECUADOR.**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL GRADO
DE INGENIERO EN PETRÓLEO**

AUTORES:

**YADIRA STEPHANÍA RIVAS GAVILÁNEZ
ADRIÁN RODOLFO RIVERA GONZÁLEZ**

ASESOR:

ING. HÉCTOR ROMÁN FRANCO

LA LIBERTAD - ECUADOR

2012

**UNIVERSIDAD ESTATAL
PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
ESCUELA DE PETRÓLEO
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

TEMA

**ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA EL CAMBIO DE SISTEMA
DE PRODUCCIÓN DE HIDRÁULICO A MECÁNICO EN EL CAMPO
LAGO AGRIO OPERADO POR EP PETROECUADOR.**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL GRADO
DE INGENIERO EN PETRÓLEO**

AUTORES:

**YADIRA STEPHANÍA RIVAS GAVILÁNEZ
ADRIÁN RODOLFO RIVERA GONZÁLEZ**

ASESOR:

ING. HÉCTOR ROMÁN FRANCO

LA LIBERTAD - ECUADOR

2012

CERTIFICACIÓN

Yo, Ing. Héctor Román Franco, Tutor de tesis de los estudiantes de Ingeniería en Petróleo, YADIRA STEPHANÍA RIVAS GAVILÁNEZ y ADRIÁN RODOLFO RIVERA GONZÁLEZ.

Certifico que una vez revisados los contenidos de la investigación y desarrollo del trabajo de titulación o graduación, estos guardan relación con lo estipulado en la reglamentación prevista por los organismos de estudios de tercer nivel, los mismos que cumplen con los requisitos básicos y científicos y con los parámetros del método de investigación y su proceso por lo tanto solicito se dé el trámite legal correspondiente.

La Libertad, 16 de marzo de 2012

Atentamente.

Ing. Héctor Román Franco
TUTOR

DECLARACIÓN

Nosotros, **YADIRA STEPHANÍA RIVAS GAVILÁNEZ** y **ADRIAN RODOLFO RIVERA GONZÁLEZ**, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentado por ningún grado o calificación profesional; y que hemos consultado las referenciales bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, 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.

YADIRA RIVAS GAVILÁNEZ

ADRIÁN RIVERA GONZÁLEZ

CERTIFICADO DEL GRAMATÓLOGO

CERTIFICO

Que he revisado la redacción y ortografía del trabajo de graduación con el tema: **“ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA EL CAMBIO DE SISTEMA DE PRODUCCIÓN DE HIDRÁULICO A MECÁNICO EN EL CAMPO LAGO AGRIO OPERADO POR EP PETROECUADOR”** elaborado por los egresados *YADIRA STEPHANÍA RIVAS GAVILÁNEZ* y *ADRIÁN RODOLFO RIVERA GONZÁLEZ*, para optar por **EL GRADO DE INGENIEROS EN PETRÓLEO** de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena .

Que he realizado las correcciones correspondientes en el trabajo de titulación en mención.

Por lo expuesto, autorizo a los peticionarios a hacer a uso de este certificado, como consideren conveniente a sus intereses.

La Libertad, 5 de abril de 2012

Lcdo. Luis Villota Guevara, MS. C.

C.C. 1201663463

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de investigación a Dios y a mis padres. A Dios porque ha estado conmigo en cada paso que doy, cuidándome y dándome fortaleza para continuar, a mis padres Manuel y Eva, quienes a lo largo de mi vida han velado por mi bienestar y educación siendo mi apoyo en todo momento.

Yadira Rivas Gavilánez

Al único mediador entre Dios y los hombres, Jesucristo Hombre, a mis ángeles preciosos, al esfuerzo, empeño y al amor que puse en el desarrollo de ésta tesis.

A mis padres Rodolfo Rivera y Sonia González, a mis hermanos, Danny, Karen y Jessica Rivera.

A todos mis familiares, a mis amigos, a la ARCH regional de Sucumbíos, a mi universidad, a mi carrera, a mis maestros.

Adrián Rivera González

AGRADECIMIENTO

Quiero agradecer a Dios, por ser mi creador y bendecirme en cada momento.

A mi madre Eva Gavilánez por su cariño, comprensión y constante estímulo.

A mi padre Manuel Rivas por su paciencia y por enseñarme a enfrentar los obstáculos con alegría.

A mi novio Carlos Chalen por su amor y motivación a seguir adelante.

A mis hermanos Byron, Analía, Sara y Katherine por el apoyo que me brindaron para lograr una meta más en mi vida como profesional.

Expresar mi agradecimiento a mi tutor de tesis Ing. Héctor Román Franco, por su generosidad al brindarme la oportunidad de recurrir a su capacidad y experiencia científica, al Ing. Alamir Álvarez Lóor Director de la Carrera de Ingeniería en Petróleo por su constante apoyo.

A los funcionarios de la ARCH- S Regional Sucumbíos por permitirme desarrollar mi trabajo de investigación y a cada departamento de EP PETROECUADOR y PACIFPETROL por la facilitarme la información y ayuda necesaria para culminar con éxito mi trabajo de titulación.

Yadira Rivas Gavilánez

Hoy veo cumplido uno de mis sueños y es el haber culminado un ciclo de preparación llevado por paciencia, perseverancia, constancia, disciplina y sobretodo amor.

Gracias a mi Dios todopoderoso y a mis ángeles quienes me han sabido guiar para alcanzar una de mis metas anheladas.

Agradezco infinitamente a mis padres Rodolfo y Sonia, quienes desde siempre me han brindado todo su apoyo; en cada etapa de mi vida sus consejos, valores y principios no han pasado por alto.

Como no agradecer a mis hermanos quienes han sido también una fuente de motivación en mis estudios universitarios.

A mis familiares en general, compañeros y amigos; gracias.

Al Ingeniero Héctor Román por haber aceptado ser Director de mi Proyecto de Titulación, sabiéndome orientar y ayudar en esta tesis, y por ser siempre paciente ante mis falencias.

Y como no agradecer a las instituciones estatales y privadas que me abrieron las puertas, brindaron las facilidades y confiaron en mi capacidad para desarrollar mi Proyecto de Titulación: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera regional de Sucumbíos ARCH-S, EP PETROECUADOR y PACIFPETROL, conjuntamente con todo su personal.

Y finalmente pero no con menos importancia, a la **UPSE** y especialmente a la **Escuela de Ingeniería en Petróleos**, institución que me ha preparado lo suficiente para enfrentarme a nuevos retos.

Adrián Rivera González

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

Ing. Ramón Muñoz Suárez
**DECANO DE LA FACULTAD
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**

Ing. Alamir Álvarez Loor
**DIRECTOR DE LA CARRERA
INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

Ing. Carlos Portilla Lazo
PROFESOR DE ÁREA

Ing. Héctor Román Franco.
TUTOR DE TESIS

Milton Zambrano Coronado.
SECRETARIO-PROCURADOR GENERAL

RESUMEN EJECUTIVO

El siguiente proyecto de grado consta de siete capítulos detallados a continuación:

Capítulo I

Esta denominado como marco contextual de la investigación. Este capítulo presenta la problemática, justificación e hipótesis, considerados como base fundamental para efectuar criterios de aplicabilidad del proyecto. Además, se muestran los objetivos principales que enmarcan el campo investigativo para el desarrollo de esta tesis.

Capítulo II

Comprende los aspectos generales del campo. Incluye datos muy importantes como: ubicación, zonas de interés, caracterización de los yacimientos, análisis PVT de las zonas productoras, columna estratigráfica de la cuenca oriente, estado actual del campo, reservas, entre otra información; con el propósito de identificar las características de este campo para tener claro las condiciones en las que se encuentra y considerarlas al momento de la selección de los pozos candidatos al cambio de sistema de producción.

Capítulo III

Se basa principalmente en la parte teórica del tema desarrollado; se describen los tipos de sistemas de bombeo actualmente implementados en el campo Lago Agrio como son el bombeo hidráulico, mecánico y eléctrico, sus ventajas y desventajas.

Capítulo IV

Aquí se seleccionan los pozos como potenciales candidatos para efectuar el cambio del sistema hidráulico a mecánico una vez conocidas las características generales del campo, estado actual de los pozos, consideraciones de aplicabilidad con parámetros internacionales. También se muestran los historiales de presión, producción y reacondicionamientos de los pozos de interés. Finalmente se realiza un breve análisis del impacto socio ambiental que produce el bombeo hidráulico.

Capítulo V

Aquí se analizan las curvas de IPR actuales para los pozos candidatos, se realizan los cálculos necesarios para implementar el nuevo sistema basado en la norma estándar API RP 11L. También se definen las condiciones necesarias para una buena selección de los equipos del bombeo mecánico. Finalmente se describe el procedimiento para efectuar el diseño de bombeo mecánico en el software ROD STAR.

Capítulo VI

En este capítulo, se hace un análisis económico con los datos obtenidos del diseño en el que se determina la rentabilidad del proyecto, tomando como base del precio del petróleo el promedio de los meses de Enero y Febrero del 2012 (fuente del Banco Central).

Los costos utilizados fueron proporcionados directamente por la operadora estatal y por compañías que prestan el servicio para el cambio de levantamiento.

Capítulo VII

En el último capítulo, se presentan las conclusiones y recomendaciones.

En los Anexos, se incluye los diagramas de las estaciones, denominación API de las bombas de bombeo mecánico, tablas de las propiedades de las varillas API, etc.

PRESENTACIÓN

La realización de este trabajo de investigación se enfoca en determinar pozos candidatos para el cambio de sistema de levantamiento de BOMBEO HIDRAULICO a MECÁNICO el campo Lago Agrio operado por EP PETROECUADOR en el oriente ecuatoriano.

Se pretende implementar el sistema de bombeo mecánico CONVENCIONAL y ROTAFLEX, considerados como eficientes y seguros a nivel mundial dando resultados satisfactorios en los campos del oriente ecuatoriano, con una combinación de varillas tipo XD consideradas las más resistentes.

La tendencia en la industria petrolera es la declinación de producción ya que el petróleo por ser un recurso natural no renovable va disminuyendo sus reservas. Es necesario implementar un sistema de levantamiento económico y seguro para que resulte rentable su producción, es así como el sistema de bombeo mecánico ocupa un papel muy importante en la industria petrolera.

El presente proyecto, presenta una propuesta para cambiar el sistema de producción de hidráulico a mecánico en pozos del campo Lago Agrio con las condiciones ideales para producir mediante este sistema de levantamiento manteniendo o incrementando la producción y por ende obtener mayores ingresos económicos para EP PETROECUADOR.

ÍNDICE GENERAL

CAPÍTULO I	MARCO CONTEXTUAL DE LA INVESTIGACIÓN	1
1.1	Introducción	2
1.2	Antecedentes	3
1.3	Planteamiento del Problema	4
1.3.1	Formulación del Problema	4
1.3.2	Sistematización del Problema	4
1.4	Justificación	5
1.5	Objetivos	6
1.5.1	General	6
1.5.2	Específicos	6
1.6	Hipótesis	6
1.7	Metodología	7
1.7.1	Diseño de la Investigación	7
1.7.2	Metodología de la Investigación	7
1.7.3	Técnicas de la Investigación	8
1.8	Operacionalización de las Variables	9
CAPÍTULO II	DESCRIPCIÓN DEL CAMPO LAGO AGRIO	11
2.1	Aspectos generales del Campo Lago Agrio	12
2.1.1	Ubicación geográfica del Campo	12
2.1.2	Antecedentes	13
2.1.3	Historial de producción del campo	15
2.2	Descripción geológica	21
2.3	Estratigrafía y litología	2

2.4 Características petrofísicas.....	25
2.5 Características de los fluidos.....	26
2.6 Mecanismos de empuje	28
2.6.1 Empuje hidráulico de fondo	28
2.6.2 Empuje por gas en solución	29
2.7 Formaciones productoras	29
2.7.1 Formación Hollín	30
2.7.1.1 Arenisca Hollín Inferior	30
2.7.1.2 Arenisca Hollín Superior	30
2.7.2 Formación Napo.....	31
2.7.2.1 Arenisca U.....	31
2.7.2.2 Arenisca T	31
2.7.3 Formación Tena	31
2.7.3.1 Arenisca Basal Tena.....	31
2.8 Reservas	32
2.8.1 Reservas probadas	32
2.8.2 Reservas probables.....	32
2.8.4 Reservas remanentes	33
2.8.5 Factor de recobro.....	33
2.9 Estado actual del campo.....	33
2.9.1 Descripción de las estaciones del campo	37
2.9.1.1 Estación de producción Lago Agrio Norte.....	38
2.9.1.2 Estación de producción Lago Agrio Central.....	40
CAPÍTULO III MARCO TEÓRICO DE LA INVESTIGACIÓN	43
3.1 Métodos de levantamiento artificial.....	44

3.2 Sistema de bombeo hidráulico	44
3.2.1 Principio físico	45
3.2.2 Tipos de sistemas de producción.....	45
3.2.2.1 Circuito abierto.....	46
3.2.2.2 Circuito cerrado.....	46
3.2.3 Equipos superficiales y de subsuelo.....	47
3.3 Tipos de bombas hidráulicas	50
3.3.1 Bombeo hidráulico tipo pistón	50
3.3.1.1 Principio físico de la bomba pistón.....	51
3.3.1.2 Ventajas y desventajas del bombeo hidráulico tipo pistón	52
3.3.2 Bombeo hidráulico tipo jet.....	53
3.3.2.1 Principio Venturi.....	54
3.3.2.2 Ventajas y desventajas del bombeo hidráulico tipo jet	54
3.4 Sistema de bombeo mecánico	56
3.4.1 Principio físico	56
3.4.2 Ventajas y desventajas del bombeo mecánico	57
3.4.3 Equipos superficiales y de subsuelo del bombeo mecánico	58
3.5 Bombeo Electro-sumergible	60
3.5.1 Principio físico	60
3.5.2 Ventajas y desventajas del bombeo electro-sumergible.....	61
3.5.3 Equipos superficiales y de subsuelo del bombeo electro-sumergible.....	61

CAPÍTULO IV SELECCIÓN DE POZOS PARA EL CAMBIO DE SISTEMA HIDRÁULICO A MECÁNICO.....65

3.1 Criterios de selección de pozos para el cambio del sistema de producción.....	66
3.1.1 Ubicación de cada pozo seleccionado.....	69

3.1.2 Estado actual de los pozos seleccionados	69
3.1.3 Historial de producción	70
3.1.4 Historiales de reacondicionamientos.....	78
3.1.5 Historial de presiones de los pozos en estudio.....	78
3.1.6 Historial de estimulaciones	81
3.1.7 Análisis PVT	81
3.2 Impacto socio-ambiental del bombeo hidráulico	83
3.2.1 Análisis del método de bombeo hidráulico.....	84

CAPÍTULO V ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS POZOS SELECCIONADOS

SELECCIONADOS	88
5.1 Análisis del IP actual.....	89
5.2 Análisis de Restauración de Presiones	95
5.3 Cálculo para el análisis del Bombeo Mecánico	96
5.4 Condiciones para Selección	105
5.5 Instalaciones en Superficie.....	107
5.6 Características del hidrocarburo.....	107
5.7 Simulación de Software	108
5.7.1 Diseño del Bombeo Mecánico	113

CAPÍTULO VI ANÁLISIS ECONÓMICO

ANÁLISIS ECONÓMICO	115
6.1 Métodos de Evaluación de Proyectos	116
6.2 Análisis Económico	117
6.2.1 Costos e Inversión del Proyecto.....	119
6.2.2 Valor Actual Neto VAN	120
6.2.3 Tasa Interna de retorno TIR	120

6.2.4 Relación Beneficio/Costo RBC	121
6.3 Estudio Económico del Proyecto	122
6.3.1 Viabilidad del Proyecto.....	123
6.3.2 Tiempo de Recuperación de la Inversión.....	124
CAPÍTULO VII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	125
7.1 Conclusiones	126
7.2 Recomendaciones.....	127
BIBLIOGRAFÍA.....	128
APÉNDICE.....	130
ANEXOS.....	222

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA # 1	12
FIGURA # 2	14
FIGURA # 3.....	14
FIGURA # 4.....	14
FIGURA # 5.....	15
FIGURA # 6.....	18
FIGURA # 7.....	19
FIGURA # 8.....	19
FIGURA # 9.....	20
FIGURA # 10.....	22
FIGURA # 11	23
FIGURA # 12.....	24
FIGURA # 13.....	25

FIGURA # 14.....	26
FIGURA # 15.....	44
FIGURA # 16.....	46
FIGURA # 17.....	47
FIGURA # 18.....	47
FIGURA # 19.....	50
FIGURA # 20.....	51
FIGURA # 21.....	51
FIGURA # 22.....	53
FIGURA # 23.....	54
FIGURA # 24.....	56
FIGURA # 25.....	57
FIGURA # 26.....	58
FIGURA # 27.....	62
FIGURA # 28.....	70
FIGURA # 29.....	71
FIGURA # 30.....	71
FIGURA # 31.....	72
FIGURA # 32.....	72
FIGURA # 33.....	73
FIGURA # 34.....	73
FIGURA # 35.....	73
FIGURA # 36.....	74
FIGURA # 37.....	75
FIGURA # 38.....	75
FIGURA # 39.....	76

FIGURA # 40.....	76
FIGURA # 41.....	77
FIGURA # 42.....	77
FIGURA # 43.....	80
FIGURA # 44.....	80
FIGURA # 45.....	80
FIGURA # 46.....	80
FIGURA # 47.....	80
FIGURA # 48.....	80
FIGURA # 49.....	85
FIGURA # 50.....	85
FIGURA # 51.....	85
FIGURA # 52.....	86
FIGURA # 53.....	86
FIGURA # 54.....	86
FIGURA # 55.....	87
FIGURA # 56.....	87
FIGURA # 57.....	91
FIGURA # 58.....	91
FIGURA # 59.....	92
FIGURA # 60.....	92
FIGURA # 61.....	93
FIGURA # 62.....	93
FIGURA # 63.....	94
FIGURA # 64.....	94
FIGURA # 65.....	99

FIGURA # 66.....	100
FIGURA # 67.....	101
FIGURA # 68.....	102
FIGURA # 69.....	103
FIGURA # 70.....	104
FIGURA # 71.....	110
FIGURA # 72.....	110
FIGURA # 73.....	111
FIGURA # 74.....	112
FIGURA # 75.....	113

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA N° 1.....	13
TABLA N° 2.....	15
TABLA N° 3.....	16
TABLA N° 4.....	27
TABLA N° 5.....	33
TABLA N° 6.....	34
TABLA N° 7.....	35
TABLA N° 8.....	36
TABLA N° 9.....	36
TABLA N° 10.....	37
TABLA N° 11.....	37
TABLA N° 12.....	38
TABLA N° 13.....	38
TABLA N° 14.....	39

TABLA N° 15.....	41
TABLA N° 16.....	41
TABLA N° 17.....	41
TABLA N° 18.....	67
TABLA N° 19.....	68
TABLA N° 20.....	68
TABLA N° 21.....	69
TABLA N° 22.....	79
TABLA N° 23.....	81
TABLA N° 24.....	82
TABLA N° 25.....	94
TABLA N° 26.....	107
TABLA N° 27.....	108
TABLA N° 28.....	114
TABLA N° 29.....	114
TABLA N° 30.....	116
TABLA N° 31.....	118
TABLA N° 32.....	119
TABLA N° 33.....	123
TABLA N° 34.....	124

CAPÍTULO I

MARCO CONTEXTUAL DE LA INVESTIGACIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN

Desde hace mucho tiempo 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 o mejorar la productividad de los pozos petroleros.

El campo Lago Agrio es considerado un campo maduro debido a las bajas presiones de flujo y aumento del corte de agua, lo que incide en el decremento de las tasas de producción y el factor de recobro de petróleo, por tal motivo su vida productiva se encuentra en constante declinación. Es necesario calcular el IPR, realizar un análisis técnico-económico del actual sistema de producción y verificar si resulta realizar el cambios de sistema de producción 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, acelerar la producción y maximizar la recuperación de reservas.

En el presente, la mayoría de pozos del campo Lago Agrio producen por el método de bombeo hidráulico, siendo la declinación de la presión de reservorio, la baja producción de campo y el riesgo latente de trabajar con altas presiones, factores que inciden para buscar mejores alternativas de producción, lo que permitirá obtener un mayor o igual factor de recobro y de esta manera resulte rentable económicamente para la operadora EP PETROECUADOR.

En este sentido, es muy importante realizar estudios, con el fin 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 historia del desarrollo petrolero en Ecuador se remonta a 1878 cuando la Asamblea Nacional de Ecuador decretó los derechos exclusivos a M. G. Mier and Company para la extracción de petróleo, carbón, kerosene y otras sustancias bituminosas en la Península Santa Elena.

En 1937, el gobierno de Ecuador otorgó la primera concesión petrolera a Shell Oil en la región Oriente del Amazonas. En 1964 el gobierno invitó a la subsidiaria de Texaco, Texaco Petroleum Company y a Gulf Oil a explorar y producir petróleo en dicha región a través de una sociedad con el gobierno.

La extracción, manejo y transporte de crudo pesado en la industria petrolera, presenta problemas operacionales en el sistema de producción por su alta viscosidad. Entre estas operaciones las más comunes son: obstrucción de las líneas, bajo rendimiento de las bombas de superficie y lenta deshidratación del crudo.

En los campos petroleros del oriente ecuatoriano, el sistema predominante es el sistema hidráulico, que nació a partir del leve emergimiento del petróleo a la superficie en post de la explotación por gravedad, existiendo otros sistemas como el electro-sumergible, gas lift y el mecánico.

EP-PETROECUADOR en el campo Lago Agrio utiliza el bombeo hidráulico y actualmente a puesto a funcionar dos pozos petroleros, con el sistema de bombeo mecánico, resultando factible su implementación, además minimiza los problemas medio ambientales. Por esta razón se plantea evaluar técnica y económicamente la sustitución a un sistema de bombeo mecánico, permitiendo demostrar su factibilidad y rentabilidad, obteniendo una producción igual de crudo con respecto al sistema hidráulico.

1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En la industria petrolera, el objetivo principal es conseguir una buena producción de petróleo, para lograr este propósito, se debe realizar diversas actividades que permitirán obtener este resultado.

El campo Lago Agrio se encuentra ubicado en la provincia de Sucumbíos, es un campo maduro y la vida productiva del reservorio está en constante declinación, debido a las bajas presiones de flujo y aumento del corte de agua, lo que incide en el decremento de las tasas de producción.

Actualmente la mayoría de los pozos del campo Lago Agrio producen por el método de bombeo hidráulico, siendo las bajas presiones del reservorio un problema para la compañía operadora EP PETROECUADOR ya que la producción está declinando constantemente obteniéndose bajos rendimientos económicos.

1.3.1 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

¿Un análisis técnico-económico para el cambio de sistema de producción de hidráulico a mecánico en el campo Lago Agrio operado por EP PETROECUADOR nos permitirá mantener o aumentar la producción de petróleo en dicho campo?

1.3.2 SISTEMATIZACIÓN DEL PROBLEMA

1.- ¿Cómo la implementación del sistema de bombeo mecánico permitirá mantener la producción del petróleo?

2.- ¿De qué manera EP PETROECUADOR se beneficiara al implementar el sistema de bombeo mecánico?

3.- ¿La viabilidad del sistema de bombeo mecánico es recomendable para EP PETROECUADOR?

4.- ¿Cómo mantener la producción de los pozos del campo Lago Agrio minimizando costos de operación?

1.4 JUSTIFICACIÓN

La producción y a la exportación de petróleo juega un papel importante en la economía del país y permite realizar obras de todo tipo, que son edificadas gracias a las utilidades que produce la venta de petróleo.

El presente trabajo de investigación tiene importancia para futuros trabajos en el campo Lago Agrio, ya que al ser un campo maduro su producción ha declinado en los últimos años, afectando notablemente el recobro de crudo.

EP PETROECUADOR está interesado en cambiar el sistema de bombeo hidráulico por la baja rendición económica debido a los altos costos de mantenimiento, baja eficiencia de producción y el alto riesgo que representa el actual sistema de levantamiento artificial de petróleo a la comunidad.

A partir de un análisis técnico económico (indicadores TIR, VAN, relación beneficio-costos), permitirá decidir si el proyecto es factible y determinar el tiempo de recuperación de la inversión con el nuevo sistema de extracción implementado.

Por lo tanto el estudio busca mantener o incrementar la producción de petróleo mediante el cambio de sistema de producción de hidráulico a mecánico, realizando una reevaluación del mismo, la cual puede ser una alternativa para el problema de declinación en la producción.

1.5 OBJETIVOS:

1.5.1 GENERAL:

Evaluar técnica y económicamente los pozos petroleros con sistema de producción de bombeo hidráulico del campo Lago Agrio para comprobar la factibilidad de cambiar el actual sistema a bombeo mecánico permitiendo así mejorar la eficiencia de producción del campo.

1.5.2 ESPECÍFICOS:

- Describir las condiciones actuales, técnicas y económicas, de los pozos que operan con bombeo hidráulico en el campo Lago Agrio.
- Seleccionar adecuadamente los pozos candidatos para realizar el diseño del sistema de bombeo mecánico previo al análisis de la situación actual de los mismos.
- Simular en programa computarizado el sistema propuesto a implementarse en el campo sin descuidar el estudio de sensibilidad del cambio.
- Optimizar los costos anuales de producción mediante la implementación del sistema de bombeo mecánico.
- Analizar y evaluar las condiciones técnicas y económicas para que este proyecto sea viable, sostenible y sustentable.

1.6 HIPÓTESIS

La viabilidad técnica y la rentabilidad del cambio de sistema de producción hidráulico a mecánico, permitirá mantener la producción del petróleo.

Variable independiente: La viabilidad técnica y la rentabilidad del cambio de sistema de producción hidráulico a mecánico

Variable dependiente: Mantener la producción del petróleo.

1.7 METODOLOGÍA

1.7.1 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

En cuanto al diseño de la investigación tenemos:

a. Investigación de campo.- En esta modalidad se visita los distintos pozos del campo Lago Agrio para luego proceder a la selección de los mismos y ejecutar el cambio de sistema de producción hidráulico a mecánico con el fin de obtener los resultados esperados.

b. Investigación bibliográfica – documental.- Se revisó páginas de internet, libros, folletos relacionados al sistema de producción hidráulico como mecánico en la cual se obtuvo información que fundamentó esta investigación.

1.7.2 METODOLOGIA DE LA INVESTIGACIÓN

Se consideró 32 pozos del campo Lago Agrio operado por EP PETROECUADOR, en la que se realizó fichaje, toda la información disponible que facilitó la empresa como; registros eléctricos para obtener las propiedades petrofísicas, historiales de producción, presiones y reacondicionamiento de los pozos seleccionados, etc.

Por las particularidades antes mencionadas se considera esta investigación como inductiva según lo manifestado por Francis Bacon en cuanto al método inductivo.

Método Inductivo.- Es un método científico que obtiene conclusiones generales a partir de premisas particulares. Se trata del método científico más usual, que se caracteriza por cuatro etapas básicas: la observación y el registro de todos los hechos; el análisis y la clasificación de los hechos; la derivación inductiva de una generalización a partir de los hechos; y la contrastación (Francis Bacon).

1.7.3 TÉCNICAS DE LA INVESTIGACIÓN

Como técnica de la investigación tenemos:

La observación.- Esta técnica permitió evidenciar las condiciones del sistema de producción hidráulico en los pozos del campo Lago Agrio, ya que este es el primer paso para el desarrollo de la investigación.

Variable dependiente: Producción Petrolera

Producción Petrolera				
CONCEPTUALIZACIÓN	CATEGORIAS	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; donde se separan, tratan, almacenan, miden y transportan para su posterior utilización.</p>	<p>Mantener la producción</p>	<p>Producción</p>	<p>1.- ¿Cómo la implementación del sistema de bombeo mecánico permitirá mantener la producción del petróleo?</p> <p>2.- ¿De qué manera EP PETROECUADOR se beneficiara al implementar el sistema de bombeo mecánico?</p> <p>3.- ¿La viabilidad del sistema de bombeo mecánico es recomendable para EP PETROECUADOR?</p> <p>4.- ¿Cómo mantener la producción de los pozos del Campo Lago Agrio minimizando costos de operación?</p>	<p>Observación</p>

CAPÍTULO II

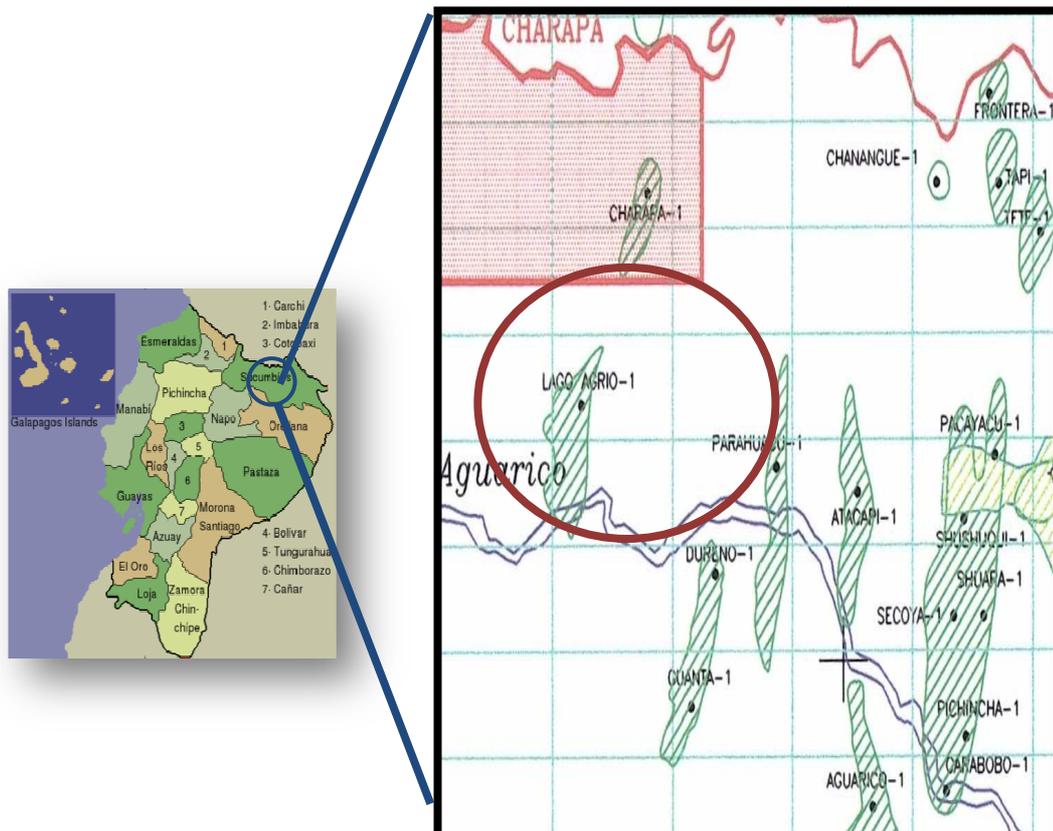
DESCRIPCIÓN DEL CAMPO LAGO AGRIO

2.1 Aspectos generales del Campo Lago Agrio

2.1.1 Ubicación geográfica del Campo

Este campo está situado en la provincia de Sucumbíos, en el borde Noroccidental de la Cuenca Oriente, exactamente al Suroeste del campo Charapa y al Oeste de los campos Atacapi y Parahuacu. Tiene una extensión de 11Km. de largo por 3.8 Km con área de 42 Km². Junto a los campos Parahuacu, Guanta y Dureno conforman el área de explotación petrolera Lago Agrio. Geológicamente se encuentra alineado en el Play petrolero de los campos Tigüino, Cononaco, Auca, Sacha, Palo Azul-Rojo y Charapa que entrapan hidrocarburos en las secuencias detríticas de las formaciones Hollín, Napo. Ver figura 1.

Figura 1: MAPA DE UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO LAGO



Fuente: EP PETROECUADOR

Las coordenadas geográficas son las siguientes:

LATITUD NORTE: 0° 00' a 0° 10'

LONGITUD OCCIDENTAL: 76° 50' a 76° 57'

Tabla 1: COORDENADAS GEOGRÁFICAS Y MÉTRICAS DEL CAMPO

PUNTO	COORDENADAS GEOGRÁFICAS		COORDENADAS MÉTRICAS	
	1	76°58' 28.53" W	00° 09' 43.85" N	10.017.936.88
2	76°44' 45,63" W	00° 09' 43.85" N	10.017.639.88	305.675.86
3	76°44' 45,63" W	00° 03' 49,94" S	9.992.936.88	305.675.86
4	76°58' 28.53" W	00° 03' 49,94" S	9.992.936.88	280.225.86

Elaborado por: Adrián Rivera y Yadira Rivas

Fuente: EP PETROECUADOR

2.1.2 Antecedentes

El campo Lago Agrio fue descubierto por la compañía TEXACO en el año 1967 con la perforación del pozo Lago Agrio 01 como resultado de interpretación sísmica en la que se detecta varias estructuras de grandes dimensiones, siendo Lago Agrio, Sacha, Sushufindi, Auca y Cononaco las de mayores dimensiones.

Estructuralmente el campo lo constituyen dos anticlinales, un grande al norte y un pequeño anticlinal al sur con una falla ubicada en el flanco oriental del campo.

2.1.2.1 Primer pozo perforado de la cuenca oriente ecuatoriana: Lago Agrio 01

Entre todas las estructuras localizadas por la compañía TEXACO, se prioriza la perforación de la estructura Lago Agrio y se ubica el pozo Lago Agrio 01 el 7 de noviembre de 1966 a 15.3 km del campamento base de Santa Cecilia en dirección N75°.

Dicha ubicación fue cambiada hacia una posición estructuralmente más alta en 20 ft. y por razones logísticas en 350 m. hacia el Sur.

En el programa de perforación se define como objetivo primario la formación Hollín y como objetivos secundarios las areniscas y calizas Napo, y los conglomerados Tiyuyacu. El 15 de Febrero de 1967 el consorcio Texaco-Gulf iniciaba la perforación del primer pozo petrolero en la zona nororiental amazónica ecuatoriana, Lago Agrio 01.

El 29 de Marzo, luego de 40 días, la broca del taladro había alcanzado una profundidad de 10.175 pies y el crudo Oriente empezaba a fluir naturalmente produciendo 2.955 BPPD. A partir de Mayo de 1972, el crudo Oriente empezó a ser transportado por el Oleoducto Transecuatoriano. En Agosto de 1972 zarparía el buque tanque Texaco Ana Cortez con el primer cargamento de crudo amazónico. El pozo Lago Agrio 01 se cerró el 31 de Julio de 2006. Producía entonces apenas 33 barriles diarios, después de haber generado para la nación casi 10 millones de barriles.

IMÁGENES CRONOLÓGICAS DEL PRIMER POZO PERFORADO EN EL ORIENTE ECUATORIANO

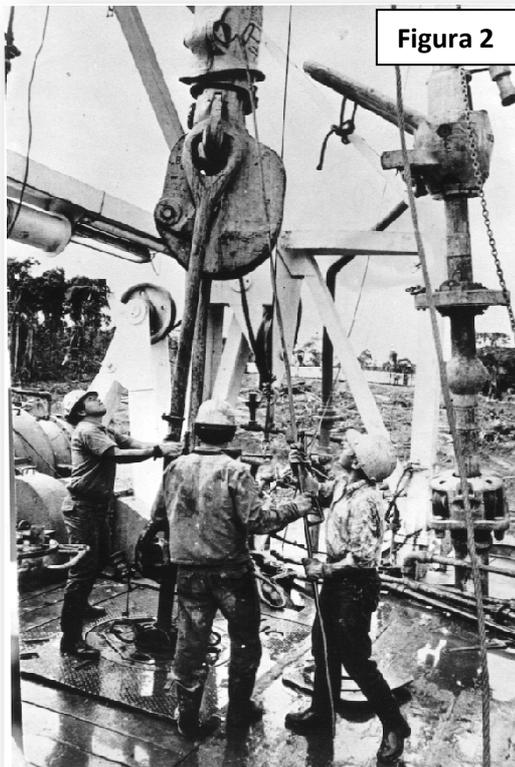


Figura 2

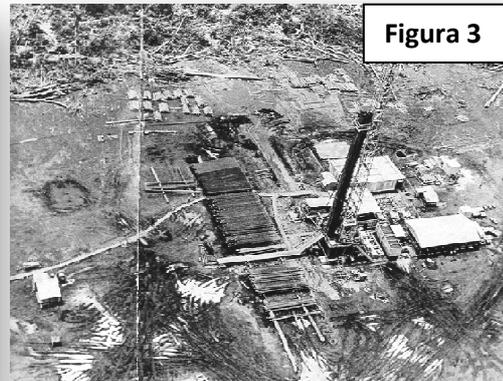


Figura 3



Figura 4



Imagen de la perforación del pozo Lago Agrio 01, año 1967 (figura 2 y 3); pozo en producción, año 2000 (figura 4); y abandono, año 2011 (figura 5).

Fuente: EP PETROECUADOR

2.1.3 Historial de producción del campo

Lago Agrio es el primer campo petrolero explotado de la cuenca Oriente, iniciando su producción en Mayo de 1972, con una producción diaria aproximada de 10.458 bppd en ese mes. En los primeros años se consideró una producción inestable con fuertes altibajos. En el mes de Noviembre del año 1973 alcanza su máxima producción histórica con 53.618 bppd aproximadamente, permaneciendo inestable hasta Marzo de 1975 con una baja en la producción hasta los 4.893 bppd, incrementándose al mes siguiente hasta 30.210 bppd. A partir del año 1980, empieza a mostrar una declinación constante.

TABLA 2: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POR ESTACIÓN DEL CAMPO LAGO AGRIO						
AÑO	LAGO CENTRAL			LAGO NORTE		
	BPPA	BAPA	MPCA	BPPA	BAPA	MPCA
1983	1318504.0	780523.0	303672.9	3103113.0	4067407.0	1539535.1
1984	1196873.0	1102316.0	278988.7	3168391.0	4297416.0	1442626.9
1985	1187076.0	671576.0	343755.6	3073982.0	4491011.9	1227151.9
1986	631188.0	220549.0	351762.8	2524918.0	3683242.0	1807764.6
1987	320674.0	131137.0	55032.4	1779316.0	2257194.0	1026895.4
1988	675697.0	276796.0	183145.5	2996302.0	4002287.0	960504.5
1989	606444.0	367930.0	262500.0	2560755.0	3002002.0	948250.0
1990	456245.0	162472.0	342500.0	2460178.0	3103882.0	910379.9
1991	491332.0	247663.0	399163.7	2753270.0	2574163.0	1034235.9
1992	446108.0	147038.0	137331.0	2640993.0	1283054.0	807381.4
1993	487260.0	241603.0	152130.4	2711240.0	1290061.0	895192.8

Continuación de la tabla 2:

AÑO	LAGO CENTRAL			LAGO NORTE		
	BPPA	BAPA	MPCA	BPPA	BAPA	MPCA
1994	432742.0	269378.0	134807.6	2373497.0	1239858.0	703302.0
1995	452388.0	46326.0	139283.9	2129012.0	1247548.0	642871.7
1996	467519.0	32781.0	131107.5	1788975.0	969456.0	488469.6
1997	416402.0	31005.0	98183.0	1778846.0	754855.0	357684.3
1998	568006.0	59097.0	111732.7	1529080.0	730751.0	310459.7
1999	873975.0	61876.0	145831.4	1465298.0	825978.0	332658.4
2000	759159.0	110900.0	133105.8	1087642.0	681770.0	322857.6
2001	1198272.0	123417.7	137437.0	805114.0	707788.8	307717.7
2002	997662.0	197477.0	133374.0	1110246.0	592656.0	264895.0
2003	1169165.0	155017.1	130170.6	888339.0	618467.4	266207.6
2004	835120.0	281415.0	101105.0	1032585.0	491655.0	169360.0
2005	941558.6	281479.3	123290.8	930206.1	514003.7	229723.8
2006	684524.1	313170.0	120997.5	813504.6	420845.0	218432.5
2007	652530.2	376315.0	140890.0	670918.3	446395.0	219730.0
2008	692620.7	184999.0	121193.0	682124.5	221690.4	208277.1
2009	577857.1	188265.9	139457.2	857645.6	378822.1	117130.2
2010	553174.1	155331.3	139898.2	818768.4	171368.2	137660.0

Elaborado por: Adrián Rivera y Yadira Rivas

Fuente: EP PETROECUADOR

TABLA 3: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO

AÑO	BPPA	BAPA	MPCA
1983	4421617	4847930	1843208
1984	4365264	5399732	1721616
1985	4261058	5162588	1570908
1986	3156106	3903791	2159527
1987	2099990	2388331	1081928
1988	3671999	4279083	1143650
1989	3167199	3369932	1210750
1990	2916423	3266354	1252880
1991	3244602	2821826	1433399
1992	3087101	1430092	944712
1993	3198500	1531664	1047323
1994	2806239	1509236	838109
1995	2581400	1293874	782156
1996	2256494	1002237	619577
1997	2195248	785860	455867
1998	2097086	789848	422192
1999	2339273	887854	478489

Continuación de la tabla 3:

AÑO	BPPA	BAPA	MPCA
2000	1846801	792670	455963
2001	2003386	831207	445155
2002	2107908	790133	398269
2003	2057504	773485	396378
2004	1867705	773070	270465
2005	1871765	795483	353015
2006	1498029	734015	339430
2007	1323449	822710	360620
2008	1374745	406925	329470
2009	1435503	550946	256588
2010	1371942	336126	277558

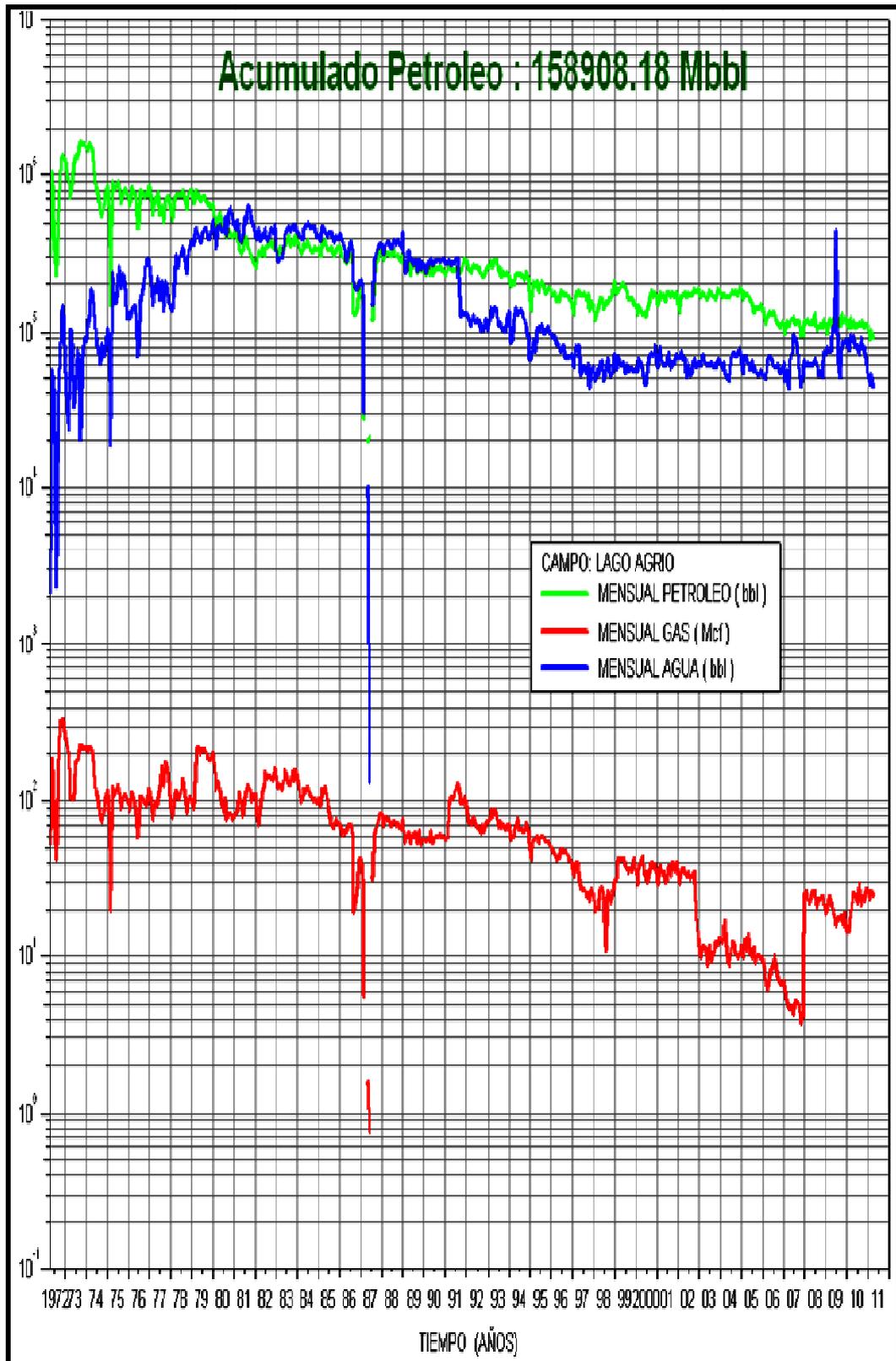
Elaborado por: Adrián Rivera y Yadira Rivas
Fuente: EP PETROECUADOR

Se puede considerar que es a partir del año 1983 que se tiene un verdadero registro de la producción como muestra la tabla 2 y 3 anteriormente expuesta. Las figuras 8 y 9 muestran el historial de producción por año de cada estación del campo.

La figura 6 muestra el historial de producción del campo Lago Agrio desde el inicio de su explotación hasta la actualidad, obteniendo así una producción acumulada de 158.908.18 Mbbl de petróleo.

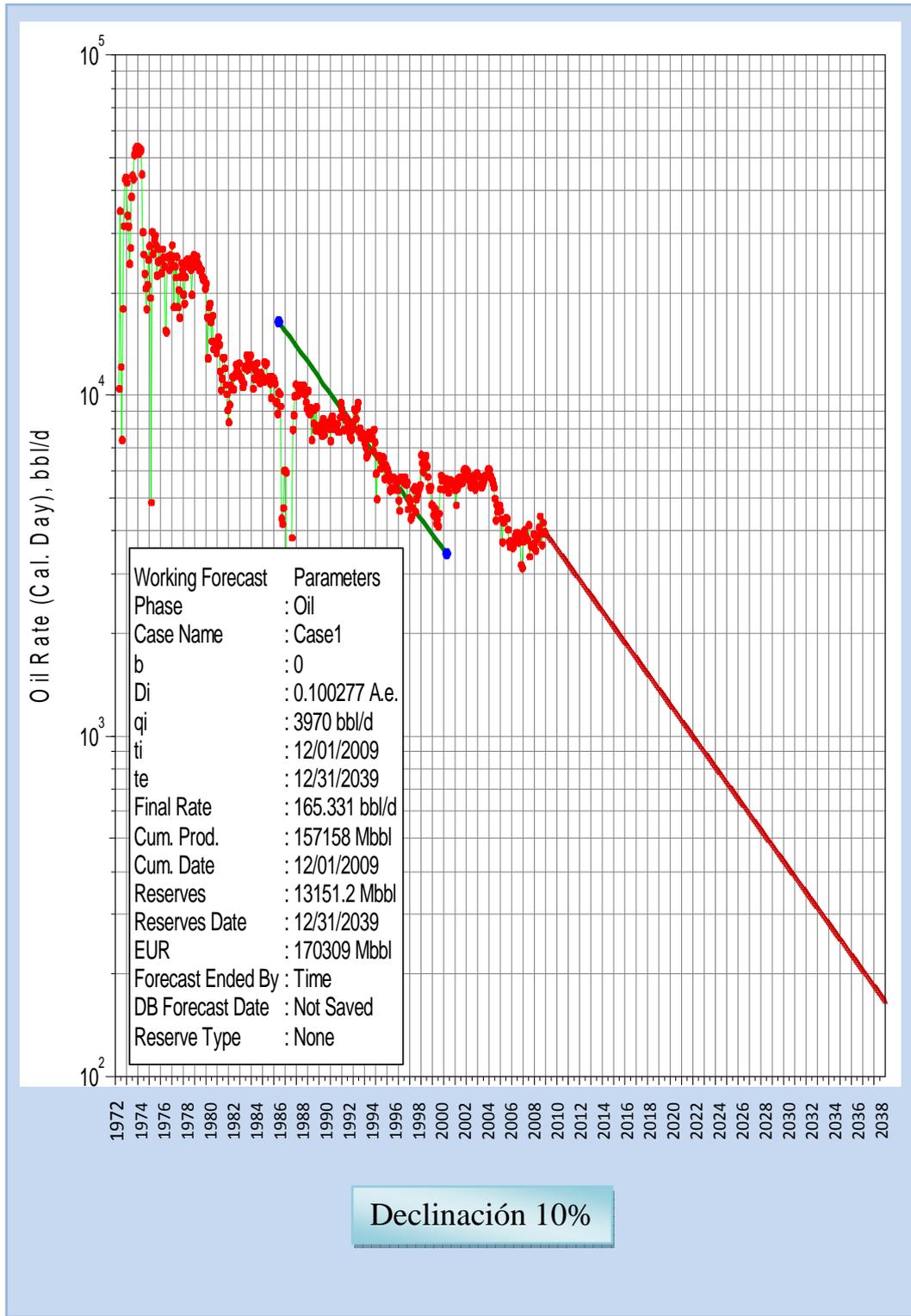
La figura 7 muestra una proyección de producción realizada por EP PETROECUADOR de hasta el año 2038 teniendo una declinación de producción anual del 10 % (0.833 mensual).

Figura 6: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO LAGO AGRIO



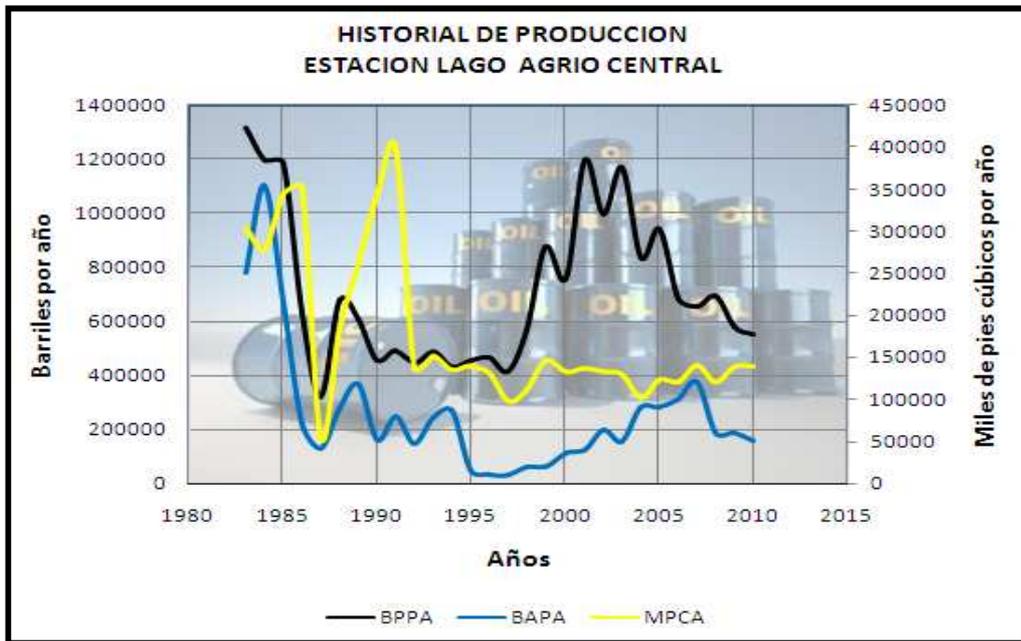
Fuente: EP PETROECUDOR

Figura 7: DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO LAGO AGRIO



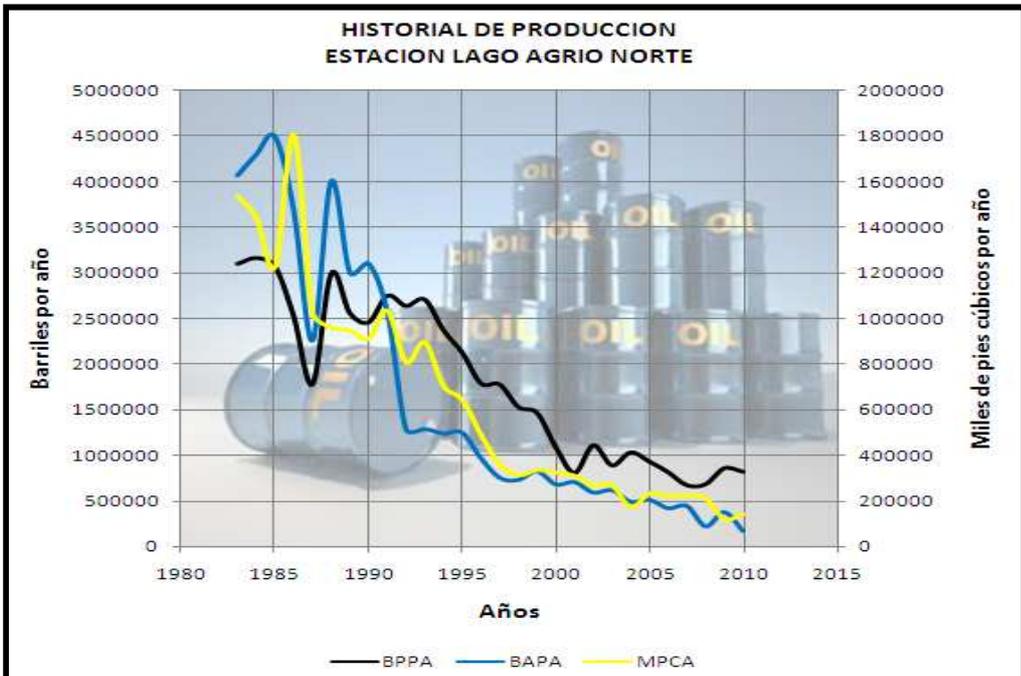
Fuente: EP PETROECUADOR

Figura 8: PRODUCCIÓN HISTÓRICA LAGO AGRIO CENTRAL



Elaborado por: Adrián Rivera y Yadira Rivas
Fuente: EP PETROECUADOR

Figura 9: PRODUCCIÓN HISTÓRICA LAGO AGRIO NORTE



Elaborado por: Adrián Rivera y Yadira Rivas
Fuente: EP PETROECUADOR

2.2 Descripción geológica

El campo se presenta como una estructura anticlinal fallada, alargada en dirección preferencial Norte-Noreste, Sur-Suroeste.

En el mapa estructural elaborado de Hollín se muestra un anticlinal con un eje principal de dirección NNE-SSO con dos altos en la parte Norte a lo largo de los pozos LA-28, LA-37, separado por un valle perpendicular al eje entre los pozos LA-26, LA-06, LA-38, LA-07, y un tercer alto en la parte Sur del campo cuya culminación es el pozo LA-27, cuya dirección estructural preferencial es perpendicular al sistema de fallas principal.

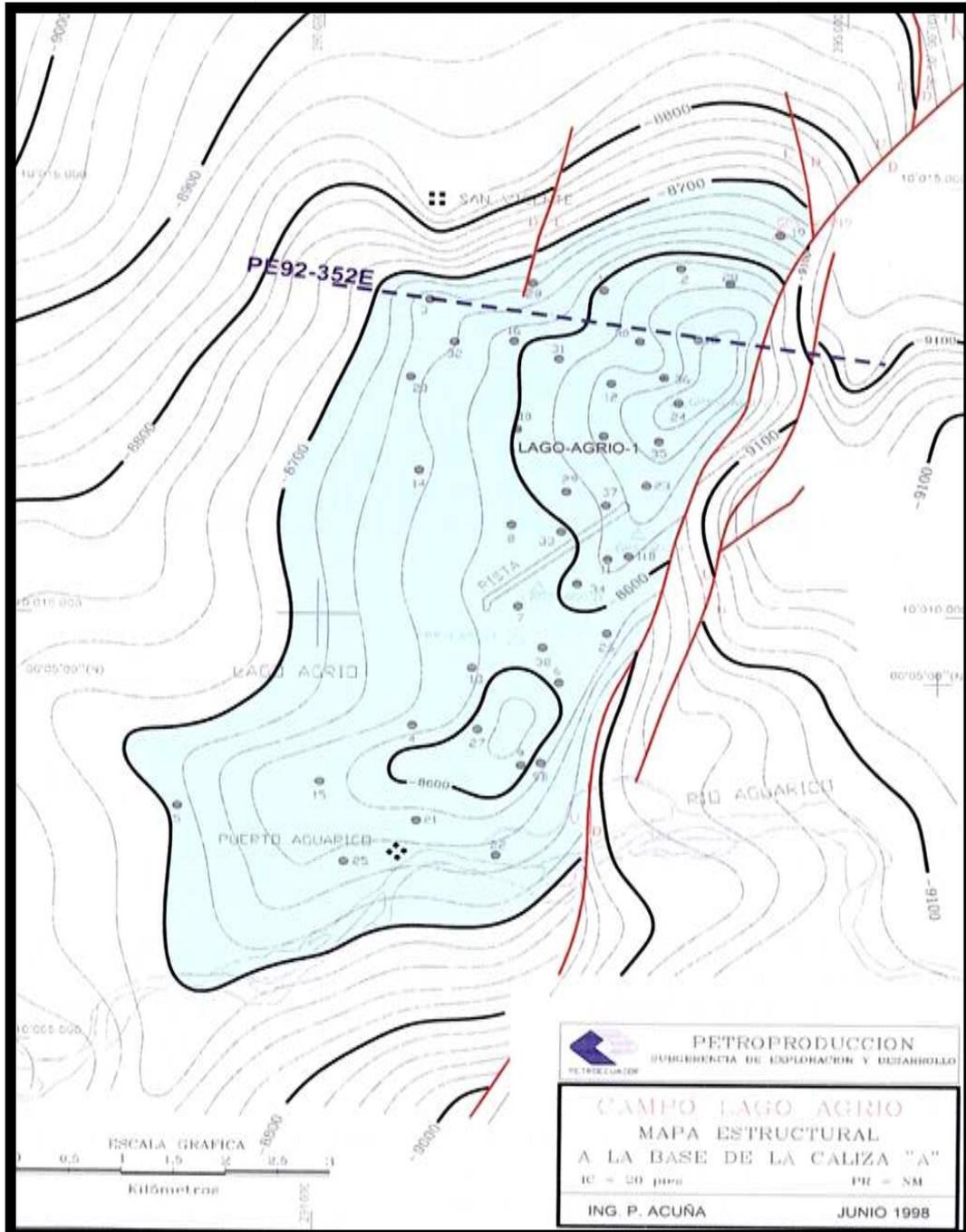
En el área se aprecia un sistema principal de fallas de dirección NNE-SSO, que corta a las formaciones cretácicas en forma inversa, son lítricas en profundidad y de movimiento de deslizamiento al rumbo, cuyo salto vertical varía entre 428 ft. – 495 ft., sirve de límite del yacimiento en el flanco Este, mientras en el flanco Oeste presenta un cierre estructural de ± 150 pies.

La estructura de Lago Agrio, se encuentra a nivel de la base de la caliza “A”. Corresponde a una estructura generada por dos fallas semiparalelas de orientación principal NNE-SSW y vergencia opuesta que forma una geometría de pop-up. La falla principal es la transpresional que limita la estructura por el oriente y afecta hasta el horizonte M2, mientras que la falla occidental afecta hasta el horizonte U, que, en dirección Sur, continúa hasta la estructura Palo Rojo, y hacia el Norte, corta el flanco oriental del campo Charapa. La falla tiene rechazos variables, alcanzando el mayor salto en la parte más alta de la estructura.

La estructura Lago Agrio crece en dos etapas, como resultado de esfuerzos transgresivos que reactivan la falla oriental del campo dando inicio a la formación de la estructura: en el mastrichtiano, contemporánea a la depositación de Tena Inferior y parece que en el Mío-Plioceno, la última reactivación tectónica provoca un flexuramiento de las capas que alcanza horizontes cercanos a la superficies.

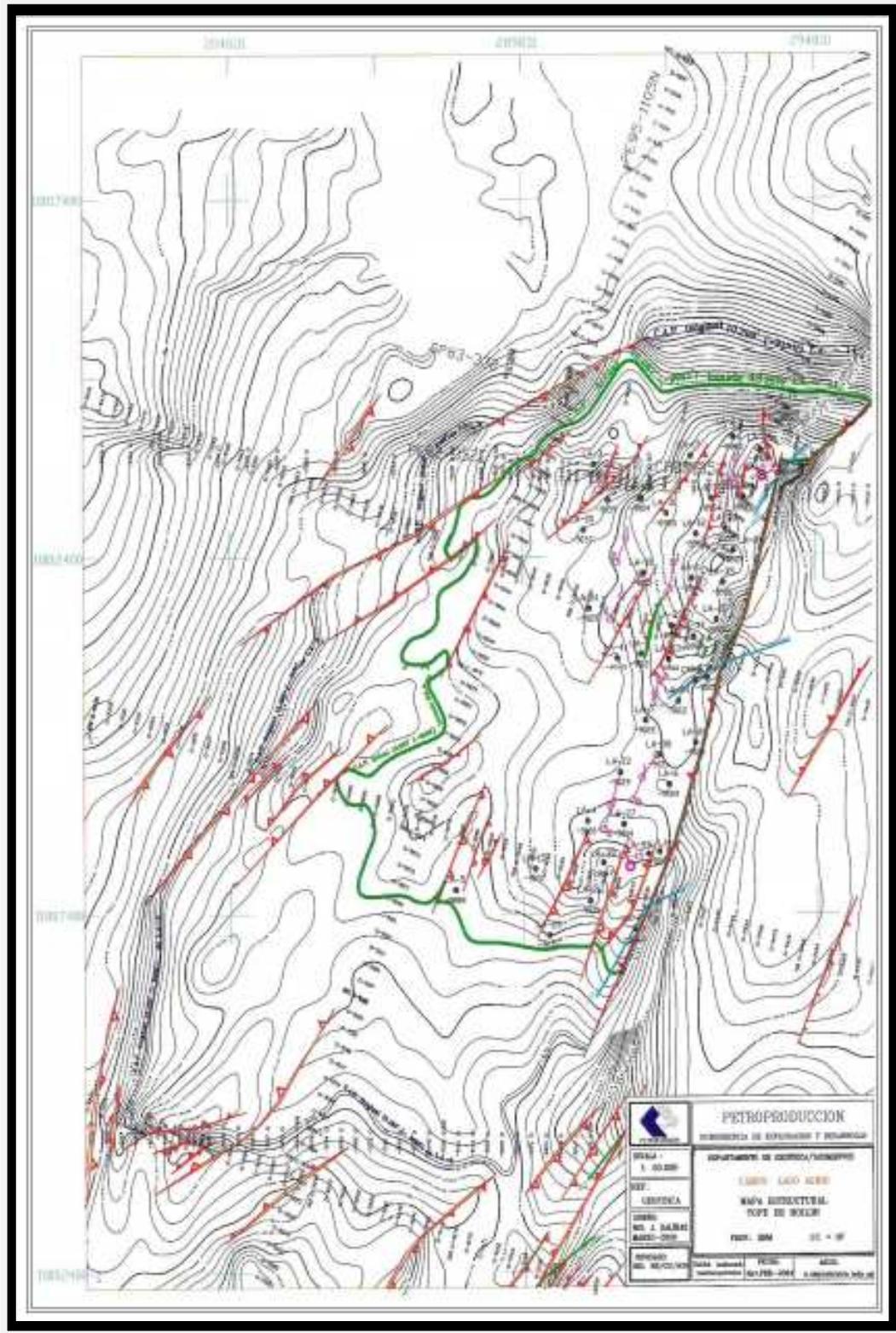
En profundidad, estas trazas de fallas tienen componentes de extensión y compresión y están relacionadas al principal sistema de fallas del deslizamiento al rumbo.

Figura 10: MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DE LA CALIZA A



Fuente: EP PETROECUADOR

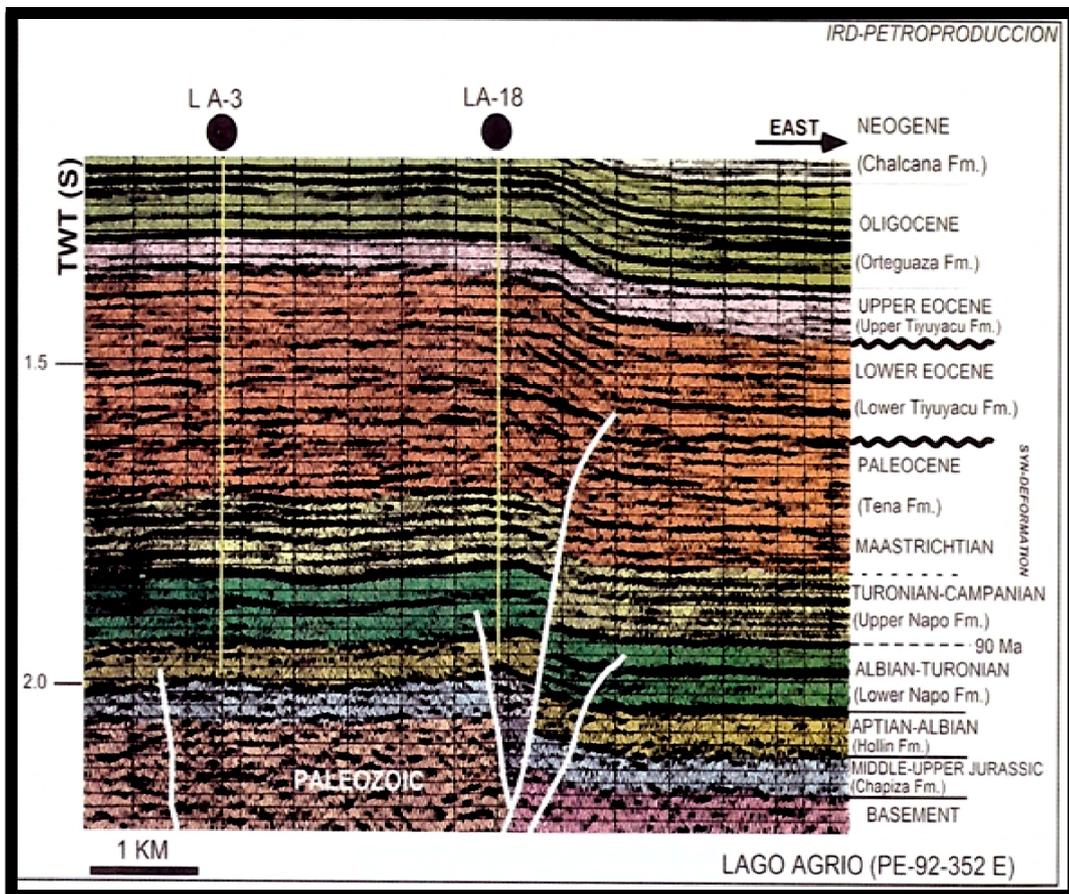
Figura 11: CAMPO LAGO AGRIO. MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE HOLLÍN



Fuente: EP PETROECUADOR

Las dimensiones de la estructura son: 50 km.² de área y 40 m. de cierre para Hollín, 50 km.² y 37 m. para la arenisca T y 53 km.², y 27 m. para la arenisca U. La configuración estructural del campo está determinada como una inversión de fallas extensionales antiguas reactivadas por un régimen tectónico compresivo durante el Cretáceo Superior, la edad designada está entre el Turoniano-Campaniano.

Figura 12: CAMPO LAGO AGRIO SECCIÓN SÍSMICA PE-92-352 E

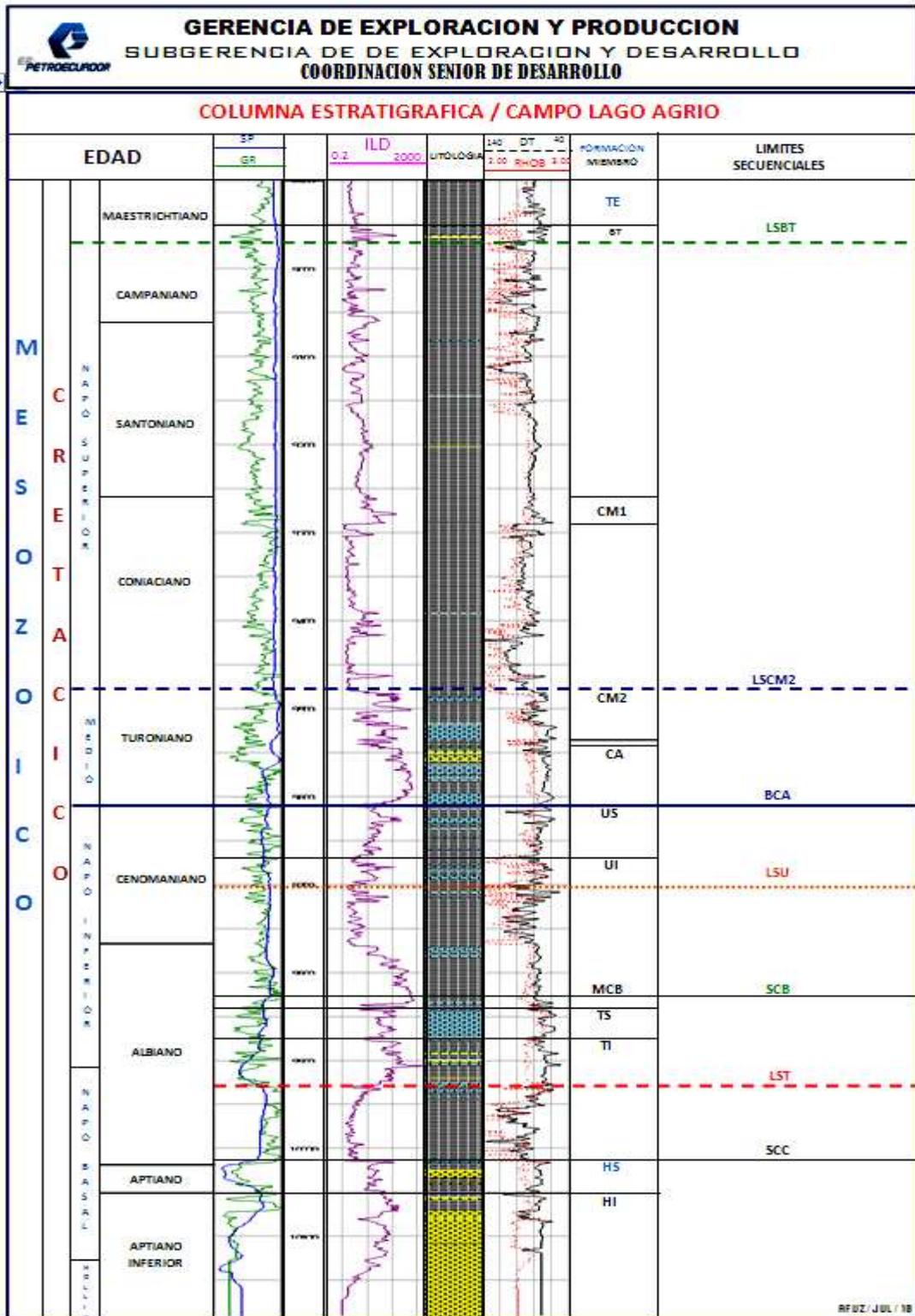


Fuente: EP PETROECUADOR

2.3 Estratigrafía y litología

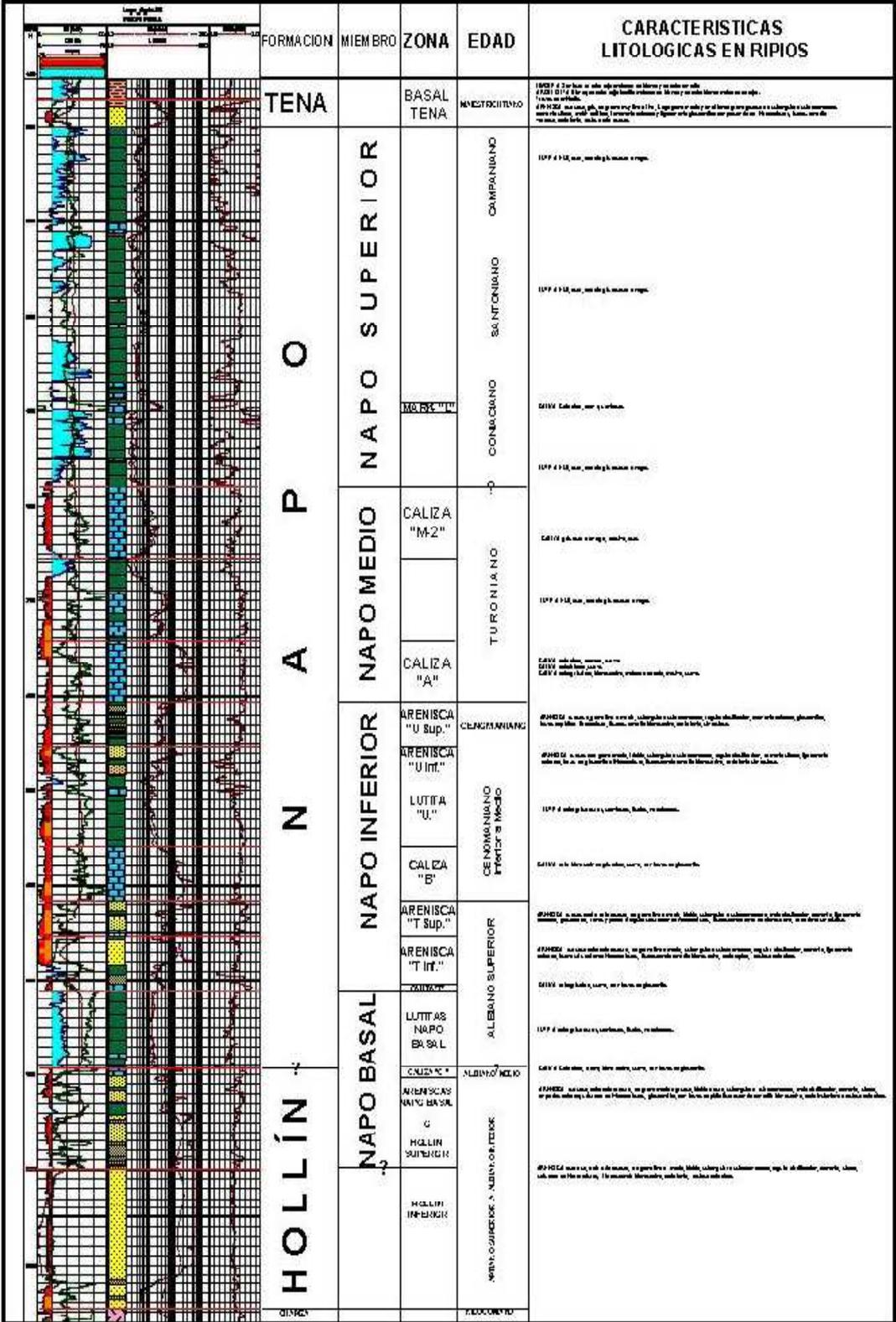
La columna estratigráfica del campo Lago Agrio considera el intervalo de tiempo geológico. Cada formación presenta sus propias características litológicas estructurales, tal como se muestra en la figura 13 y figura 14.

Figura 13: COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO LAGO AGRIO



Fuente: EP PETROECUADOR

Figura 14: COLUMNA ESTRATIGRÁFICA ESQUEMÁTICA NAPO-HOLLÍN CAMPOLAGO AGRIO " EN BASE ALPOZO LAG 18"



Fuente: EP PETROECUADOR

2.4 Características petrofísicas

Éstas características se han determinado de resultados de reinterpretación y reevaluación de los registros, del análisis de rípios y de análisis de núcleos. Ver tabla 4.

2.5 Características de los fluidos

En la tabla 4 se observan los parámetros de fluido como: tasa de producción de petróleo, gas y agua, índice de productividad, presión de los yacimientos y las propiedades del petróleo a condiciones iniciales y de burbuja, tales como el factor volumétrico, viscosidad, compresibilidad y solubilidad, medidos a través de las pruebas de pozos y de los análisis PVT.

Tabla 4: PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y DATOS PVT DEL CAMPO

PARÁMETROS	RESERVORIO			
	BT	U	T	H
Porosidad	22,70	17,33	14,76	13,21
Pi, psi	3500	4195	4417	4485
Pb, psi	810	800	770	880
Compresibilidad de formación (*10 ⁶)	3274	3870	4220	3934
Compresibilidad de petróleo (*10 ⁶)	8,010	9,266	8,529	8,486
Factor volumétrico inicial del petróleo; bls/BF	1,110	1,227	1,275	1,149
Factor volumétrico del petróleo a Pb; bls/BF	1,135	1,289	1,303	1,269
Viscosidad inicial del petróleo, cp	1,527	2,365	1,366	2,224
Viscosidad del petróleo; cp (60°F y 14,7 psi)	1,250	1,120	1,155	0,981
Gravedad del petróleo; ° API	27,5	29,7	32,3	29,8
Gas en solución (Rs); PCS/BF	231	351	363	30,8
Compresibilidad del agua de formación (*10 ⁶)	3,04	3,50	3,60	3,70
Factor Volumétrico inicial del agua de formación; bls/BF	1,032	1,038	1,032	1,037
Viscosidad del agua de formación; cp	0,3354	0,3348	0,3150	0,2818
Temperatura del yacimiento; °F	192	207	214	232
Permeabilidad promedio del reservorio; md	106	473	261	100
Factor de recobro inicial %	15	25	25	40

Elaborado por: Adrián Rivera y Yadira Rivas
Fuente: EP PETROECUADOR

2.6 Mecanismos de empuje

Existen 2 mecanismos de empuje principales que aporta la energía necesaria a los yacimientos del campo Lago Agrio que son:

- El empuje de agua de fondo
- Gas en solución

Durante la vida productiva del yacimiento el predominio de un mecanismo puede cambiar por otro en forma natural o artificial; basta un análisis de las curvas de declinación de producción para tener una buena indicación del mecanismo de empuje dominante.

En el campo Lago Agrio de acuerdo a los mecanismos de producción, los yacimientos Basal-Tena y Napo (U y T) producen por gas en solución, en algunos casos con entrada parcial de agua, mientras que el yacimiento Hollín produce por empuje hidráulico de fondo.

2.6.1 Empuje hidráulico de fondo

Resulta de la expansión del agua de un acuífero de fondo durante la vida productiva del mismo. Esta expansión produce el desplazamiento de hidrocarburos hacia los pozos productores o dicho de otra manera la caída de presión entre el acuífero y el yacimiento permite una entrada de agua y dicho efecto se mantiene hasta que la capacidad expansiva del agua contenido en el acuífero se agota, por esto el desplazamiento hidráulico depende principalmente del tamaño del acuífero y K de la roca yacimiento-acuífero.

El avance de agua al yacimiento provoca tres efectos principales:

1. Mantiene la presión del yacimiento conforme el porcentaje de reemplazamiento.
2. Barre al petróleo de los espacios porosos.
3. Empuja el aceite y el gas hacia los pozos productores.

Cuando el acuífero es infinito la energía puede ser ilimitada provocando un reemplazamiento total y logrando en poco tiempo de producción mantener la presión del reservorio. Sin embargo al inicio de la producción y mientras se hagan sentir el efecto del acuífero, estos yacimientos se comportan como expansión de roca y fluido.

Este mecanismo produce:

1. Alto recobro de petróleo.
2. Elevado IP.
3. Altos cortes de agua que en algunos casos provocan aislamientos de zonas de petróleos y pueden reducir la recuperación final.

Los acuíferos de fondo provocan conificación de agua en zonas de alta permeabilidad vertical.

2.6.2 Empuje por gas en solución

La energía para empujar el petróleo al hoyo puede ser aportada por la expansión del petróleo debido al gas expandiéndose en solución. Cuando la presión cae debajo del punto de burbuja se forman pequeñas y dispersas burbujas de gas en los poros, que también empujan al petróleo hacia el hoyo. Cuando las burbujas de gas ya formadas se unen, el gas se mueve hacia el hoyo como una unidad de fase fluvente. Provocando así que la producción de crudo caiga y la producción de gas aumente rápidamente debido al aumento de la permeabilidad relativa del gas.

2.7 Formaciones productoras

La sección cretácica de la cuenca oriente está constituida por las formaciones Napo, Hollín y Basal Tena en la cuenca oriente ecuatoriana, y precisamente la producción de petróleo en Lago Agrio proviene de éstas formaciones, cada una de las cuales presenta sus propias características litológicas estructurales y de fluidos de formación, como consecuencia del ambiente paleontológico en que fueron depositados y de los fluidos de migrados acumulados.

El yacimiento Hollín, tanto por su volumen de reservas como por su producción es el yacimiento de mayor importancia en este campo; siguiendo en su orden la arenisca Napo y Basal Tena.

2.7.1 Formación Hollín

De edad Albeano-Cenomaneano y Paleo Ambiente Transicional Deltaico. Esta formación es la que aporta con la mayor parte de producción y en consecuencia constituye el principal reservorio del campo, aunque es la que menos información posee y no permite desarrollar un modelo geológico, pero se deduce un ambiente de depositación fluvial haciendo correlación con afloramientos y sobre la base de ciertos registros de pozos. Es una arenisca cuarzosa de grano fino, con contenido mediano de glaucomita e importante presencia de material carbonáceo. La porosidad promedio es del 13,21% y su crudo es de una calidad promedio de 28.8 API°. La formación Hollín ha sido subdivida en dos miembros: Arenisca Hollín superior e inferior.

2.7.1.1 Arenisca Hollín Inferior

El tope de este reservorio se ubica entre 9.904 pies a 10.161 ft. Y tiene un espesor de arena regular en el campo de 32 ft. Está constituida fundamentalmente de una arenisca limpia con poca presencia de arcilla, con un espesor de saturación de crudo de 27 a 124 ft. Cuenta con una porosidad de 8-20%. Este reservorio está siendo afectado por contactos originales agua petróleo a diferentes profundidades y posiblemente trabajen como unidades hidráulicas distintas en diferentes compartimentos.

2.7.1.2 Arenisca Hollín Superior

Inicia en la Lutita que la caracteriza y termina con un evento de erosión marina conteniendo un deposito conglomerático típico que marca el límite de la secuencia detrítica de Hollín superior a 10.020 ft. Está constituida por arenisca cuarzosa de grano fino a grueso, color gris claro a blanco. Su tope se ubica entre 9.892 a

10.058 ft.. con un espesor promedio de 40ft. Se la ha determinado un modelo de ambiente idealizado sedimentario inicial de estuario denominado por olas con facies de cordones litorales, barras de playa y lagunas. Posee un espesor de saturación de crudo de 5 a 26ft. y una porosidad de 6-20%.

2.7.2 Formación Napo

Al igual que la formación Hollín ésta se divide en dos zonas U y T, éstas a su vez se subdividen en inferior y superior.

2.7.2.1 Arenisca U

Este reservorio de edad Cenomaniano-Turoniano Medio y Paleo Ambiente Transicional Deltaico (“U” inferior) a Marino de plataforma (“U” Superior), se ubica entre 9.508 pies a 9.720 pies. Está constituida por Arenisca cuarzosa, gris claro, café, grano fino a grueso, con Glauconita.

2.7.2.2 Arenisca T

Este reservorio de edad Cenomaniano y Paleo Ambiente Transaccional Deltaico, se ubica entre 9.746 pies a 9.958. Está constituida por Arenisca cuarzosa glauconítica, gris verdosa, grano fino a medio, subredondeado, cemento Silicio, a veces calcáreo.

2.7.3 Formación Tena

Es de edad Maastrichtiano y Paleo Ambiente Marino de Sub Litoral.

2.7.3.1 Arenisca Basal Tena

Este yacimiento es de edad Maastrichtiano y Paleo Marino de Sublitoral. El tope de este reservorio está entre 8.873 ft. a 9.002 ft. Posee un espesor de saturación de crudo de 2 a 17 ft., porosidad comprendida entre 9 a 21% y tiene un crudo de 27 API°.

Está constituida por Arenisca cuarzosa, grano fino a grueso color café claro, a veces micro conglomerática mal seleccionada, cemento silícico a veces calcáreo.

2.8 Reservas

Las reservas de petróleo y gas de un yacimiento, son el volumen de hidrocarburos que será posible extraer del mismo, en condiciones rentables a lo largo de su vida útil. Para determinarlas lo primero que se debe saber es cuánto petróleo y/o gas contiene el yacimiento, lo que se conoce como el “petróleo original in situ” (POES), este cálculo requiere el conocimiento del volumen de roca productora, la porosidad de esta roca, la saturación de agua, la profundidad, la presión y temperatura de las capas productivas.

Para establecer el POES hay que conocer cuál será el factor de recuperación, lo que implica conocer el tipo de empuje del yacimiento, agua/gas; supresión; permeabilidad. El valor resultante de esta fracción varía entre un 15% y un 60% del total del petróleo existente.

2.8.1 Reservas probadas

Estas reservas están dadas por los volúmenes de hidrocarburos presentes en el yacimiento, factibles de ser recuperadas y determinados con toda seguridad mediante los resultados obtenidos de la perforación y pruebas de producción. Ver tabla 5.

2.8.2 Reservas probables

Volúmenes de hidrocarburos estimados mediante los estudios geológicos y geofísicos y que pueden ser comprobados mediante la perforación. No se estiman este tipo de reservas en este campo debido a que no se visualizan áreas adicionales con potencialidad prospectiva. Ver tabla 5.

2.8.3 Reservas remanentes

Son las reservas probadas más las probables. Son los volúmenes de hidrocarburos recuperables, cuantificables a cualquier fecha posterior al inicio de la producción comercial que todavía permanecen en el yacimiento. Ver tabla 5.

2.8.4 Factor de recobro

Es la fracción del volumen del petróleo original del yacimiento que puede ser extraído o recuperado. Este factor depende de las condiciones del reservorio y el fluido. Ver tabla 5.

Tabla 5: RESERVAS DE PETROLEO DEL CAMPO LAGO AGRIO AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2010

YACIMIENTO	VOLUMEN INSITU BLS	FR (INICIAL) %	FAP1	RESERVAS ORIGINALES			PRODUCCION	PRODUCCION	PRODUCCION	RESERVAS
				PROBADAS BLS	PROBABLES BLS	TOTALES BLS	ACUMULADA BLS AL 31/12/2009	OFICIAL 2010	ACUMULADA BLS 31/12/2010	REMANENTES BLS AL 31/12/2010
BASALTENA	17.771.529	40	27	7.108.611	0	7.108.611	4.772.581	193.951	4.966.532	2.142.079
U	45.593.985	24	28,6	10.942.556	0	10.942.556	2.981.032	159.954	3.148.978	7.793.578
T	49.148.888	24	32,4	11.795.733	0	11.795.733	6.388.304	151.624	6.531.937	5.263.796
HOLLIN	391.840.045	40	28,8	156.736.018	0	156.736.018	143.016.174	848.897	143.865.071	12.870.947
TOTAL	504.354.447			186.582.918		186.582.918	157.158.091	1.354.426	158.512.518	28.070.400

Elaborado por: Adrián Rivera y Yadira Rivas
Fuente: EP PETROECUADOR

2.9 Estado actual del campo

Hasta el momento (Diciembre de 2011) se cuenta con 54 pozos perforados de los cuales el pozo Lago Agrio 19 resultó seco; 17 se encuentran en producción, 30 cerrados, 3 abandonados, 3 esperando estudio de abandono y 1 reinjector.

Tabla 6: ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS DEL CAMPO LAGO AGRIO

ESTADO DE POZO	POZO	SISTEMA DE PRODUCCIÓN
PRODUCTORES	11 A, 22, 38	BH PISTON
	9 A, 18, 34, 39, 40 D, 41, 43, 49 D	BH JET
	4, 37	MECANICO
	25, 47 D, 48D, 50D	ELECTRICO
CERRADOS	15, 20, 23	BH PISTON
	12, 13, 21, 24, 26, 27, 29, 30, 31, 32, 35, 36, 42D, 44, 45, 46 D, 51 D	BH JET
	1, 2, 6, 8, 17, 28	MECANICO
	3, 9B, 14, 33	ELECTRICO
ABANDONADOS	7, 16 A, 19	ELECTRICO
ESPERANDO ESTUDIO DE ABANDONO	5, 10	BH JET
	11B	ELECTRICO
REINYECTOR	16 B	

Elaborado por: Adrián Rivera y Yadira Rivas
Fuente: EP PETROECUADOR

Tabla 7: POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO LAGO AGRIO			
POZO	ARENA	MÉTODO	FECHA
4	Hs	MEC	Dic-2011
9A	T	HJ	Dic-2011
11A	H	HP	Dic-2011
18	H	HJ	Dic-2011
22	BT	HP	Dic-2011
25	U+T	BES	Dic-2011
34	U+T	HJ	Dic-2011
37	BT	MEC	Dic-2011
38	U+T	HP	Dic-2011
39	H	HJ	Dic-2011
40D	Hi	HJ	Dic-2011
41	Hs	HJ	Dic-2011
43	Hs	HJ	Dic-2011
47D	Hs+i	BES	Dic-2011
48D	Hs	BES	Dic-2011
49D	Ui	HJ	Dic-2011
50D	Hs	BES	Dic-2011

Elaborado por: Adrián Rivera y Yadira Rivas
Fuente: EP PETROECUADOR

BES: Bombeo Eléctrico Sumergible

HP: Bombeo Hidráulico Tipo Pistón

HJ: Bombeo Hidráulico Tipo Jet

MEC: Bombeo Mecánico

Tabla 8: POZOS CERRADOS CAMPO LAGO AGRIO			
POZ	AREN	FECHA	MOTIVO DEL CIERRE
1	H	5-ene-11	Pozo no aporta, comunicación TBG-CSG
2	Hs	23-ene-11	Pozo no aporta, comunicación TBG-CSG
3	H	27-may-	BES Off circuitado
6	H	26-mar-09	Comunicación TBG-CSG
8	H	11-ene-08	Packer desasentado
9B	U+T	5-jul-05	Bomba Atascada.
12	U	10-dic-98	Bajo aporte.
13	T	11-sep-10	Pozo no aporta
14	H	4-jun-92	Posible cable circuitado
15	U	5-jul-08	Atascamiento externo del tubing de 8800' @ 8900'
17	T	29-ago-	Pescado @ +/- 9515' bomba mecánica + 3 varillas de
20	U	29-ago-94	Packer desasentado
21	BT	17-mar-08	Sin tubing
23	H	18-oct-96	Alto BSW% (Casing roto @ 3690')
24	U	28-may-	Pozo no aporta
26	H	1-dic-10	Alto BSW
27	H	1-abr-2011	Cerrado por alto bsw y bajo aporte
28	H	17-jun-08	Bomba Atascada
29	U	16-jun-10	Comunicación TBG-CSG
30	U	1-dic-04	Pozo no aporta
31	U	24-feb-08	Pozo no aporta
32	H	1-nov-10	Pozo no aporta
33	Hs+i	11-ene-10	BES Off 2 fases a tierra
35	Hs+i	14-jul-	Bajo aporte luego de estimulación
36	BT	5-ene-11	Cavidad dañada
42D	Hs	12-mar-11	Sobrecorriente, baja eficiencia
44	Hs	8-ene-09	Pozo no aporta
45	Hi	1-may-	Bajo aporte y alto BSW
46D	Ti	6-ago-08	Pozo no aporta
51D	BT	12-abr-11	Pozo no aporta, alto BSW

Elaborado por: Adrián Rivera y Yadira Rivas
Fuente: EP PETROECUADOR

Tabla 9: POZOS ABANDONADOS DEL CAMPO LAGO AGRIO			
POZO	ARENA	FECHA	MOTIVO DE ABANDONO
7	H	2-ago-81	Pescado BES, Casing colapsado 4820'
16A	H	24-oct-81	Casing colapsado @ 5046'
19	H	11-sep-80	Incapacidad de flujo

Elaborado por: Adrián Rivera y Yadira Rivas
Fuente: EP PETROECUADOR

Tabla 10: POZOS DEL CAMPO LAGO AGRIO ESPERANDO ABANDONO			
POZO	ARENA	FECHA	MOTIVO DE ABANDONO
5	CA	1-ene-95	GEL no apto para fracturamiento
10	HI	13-feb-02	Tapón CIBP a 4002'
11B	H	21-may-95	Casing colapsado, BES pescado

Elaborado por: Adrián Rivera y Yadira Rivas
Fuente: EP PETROECUADOR

Hasta la actualidad, la producción total del campo Lago Agrio es 2.926 BPPD, con una calidad promedio del crudo de 29⁰ API.

Tabla 11: PRODUCCIÓN DIARIA POR SISTEMA DE LEVANTAMIENTO				
SISTEMA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW
BH	3455	2280	1175	31,7
BM	208	175	33	16
BS	1319	848	471	21,8
TOTAL	4982	2926	1679	23.17

Elaborado por: Adrián Rivera y Yadira Rivas
Fuente: EP PETROECUADOR

2.9.1 Descripción de las estaciones del campo

La finalidad de las estaciones en un campo es deshidratar y desgasificar el crudo obtenido de los pozos, con la finalidad de obtener petróleo con el mínimo porcentaje de agua y sedimentos, que deberá ser menor al 1% de BSW (Basic Sediment and Water). Adicionalmente, se extraerá la mayor cantidad de gas natural para ser aprovechado como combustible, fuente de energía, o en otros casos para ser quemado. El agua de formación deberá contener la menor cantidad de impurezas sólidas, para ser enviada a los sistemas de reinyección, como medio básico para eliminar la contaminación de esteros y ríos.

Las operaciones del campo Lago Agrio se desarrollan en dos estaciones de producción: LAGO NORTE Y LAGO CENTRAL. Los diagramas de las estaciones y sus facilidades se las puede observar en los anexos 1 y 2. A continuación se describen brevemente cada una de ellas.

2.9.1.1 Estación de producción Lago Agrio Norte

La Estación Lago Norte mantiene hasta la fecha (Diciembre de 2011) una producción diaria promedio de 1.600 bppd con un una calidad de 27 °API.

Tabla 12:POZOS PRODUCTORES POR BOMBEO HIDRÁULICO										
POZO	ARENA	MET	BFPD	BPPD	BAPD	BPPD INY.	BSW	TIPO BOMBA	GOR	API
11A	H	HP	125	91	34	820	27,40	PISTON3X48	463	28,6
18	H	HJ	246	106	146	1180	56,90	JET C-6	45	28,5
34	UT	HJ	234	130	68	1550	44,40	JET 9-I	500	28,6
40D	HI	HJ	469	277	192	1950	40,85	JET 9-H	162	29,4
41	HS	HJ	413	151	262	1230	63,35	JET 8-H	251	24,6
43	HS	HJ	107	90	17	1280	15,90	JET 8-H	133	29,5
49D	UI	HJ	141	124	17	1630	12,10	JET 8-H	48	29,5
TOTAL			1537	1200	343	9640	37,27		155	29,2

Elaborado por: Adrián Rivera y Yadira Rivas
Fuente: EP PETROECUADOR

Tabla 13:POZOS PRODUCTORES POR BOMBEO MECÁNICO									
POZO	ARENA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	TIPO BOMBA	GOR	API	
37	BT	111	91	20	18	1.75''X16'	55	28	

Elaborado por: Adrián Rivera y Yadira Rivas
Fuente: EP PETROECUADOR

Tabla 14: POZOS PRODUCTORES POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE										
POZO	ARENA	BFPD	BPPD	Hz	AMP.	BAPD	BSW	TIPO BOMBA	GOR	API
47D	HD	148	145	53	84	3	2	TD-460	45	28.6
48D	HS	281	275	54	24	6	2	FC-450	39	29.8
50D	HS	548	110	55	30	438	80	P-12X	40	14.9
TOTAL		977	530			447	28		206	24.4

Elaborado por: Adrián Rivera y Yadira Rivas

Fuente: EP PETROECUADOR

Gas producido (MPCPD): 355

Total de petróleo inyectado (BLSD): 9.640

Producción actual (BLS): 1.630

Agua total: 1.202

BS&W del campo: 31.67%

Relación INY/PROD: 9.56

La estación cuenta con una capacidad de recepción de hasta 20.000 barriles de fluido por día aunque recibe un promedio de 12.000 barriles diarios de fluido correspondiente al 60% de su capacidad operativa.

Su proceso de operación comienza cuando llega el crudo proveniente de los 11 pozos productores hacia el manifold el cual direcciona el fluido hacia los separadores en donde se realiza la separación de las tres fases (petróleo, agua y gas). Se evidencian 2 separadores de prueba con capacidad de 5.000 bls. C/u y 2 de producción con capacidad de 10.000 bls. C/u. Inmediatamente el fluido es dirigido a la bota desgasificadora cuya función es separar una cantidad adicional de gas que todavía permanece en solución; el gas que sale de la bota es tratado para ser utilizado para generación como fuente de energía y otra cantidad es quemada en la tea. Luego el crudo resultante de la bota desgasificadora es enviado al tanque de lavado con capacidad de 24.680 bls. donde se separa el agua y proporciona un tiempo de permanencia suficientemente grande para que el

demulsificante actúe rompiendo el resto de la emulsión, todo esto con la ayuda del calentador que recircula agua caliente para que sea más eficiente el proceso de deshidratación. Del tanque de lavado se descarga crudo limpio a 32 ft., el cual es dirigido hacia el tanque de surgencia de 12.090 bls. de capacidad que constituye el destino final del petróleo. Este fluido está apto para ser transferido e inyectado como fluido motriz a los pozos con sistema de bombeo hidráulico.

El sistema poweroil de ésta estación está conformado por dos bombas horizontales de 1.000 HP con capacidad de bombeo de 9.000 bpd. cada una, las cuales trabajan alternadamente; mediante este sistema, solamente en la estación, se realiza la inyección del fluido motriz a los pozos 40, 43 y 49, inyectando un promedio de 5.000 bpd. y recuperando 5.720 bpd., teniendo así una producción de 720 barriles de fluido por día de los 3 pozos.

En todo el proceso de tratamiento del crudo se utilizan químicos tales como el demulsificante, dispersante de sólidos, antiparafínico, antiespumante, anticorrosivo, antiescala y biocida. El agua de formación obtenida se almacena en dos tanques, el #30.599 con 1.678 bls. de capacidad y otro de 500 bls. para luego reinyectar un promedio de 1.600 bpd. provenientes de ésta estación y la Central al pozo 16B en la arena Hollín inferior.

2.9.1.2 Estación de producción Lago Agrio Central

La estación Lago Central del campo Lago Agrio al igual que la estación norte, mantiene hasta la fecha (Diciembre de 2011) una producción diaria promedio de 1600 bpd. con una calidad de 29° API. La siguiente tabla muestra el estado actual de producción por método de producción de la zona:

Tabla 15:POZOS PRODUCTORES POR BOMBEO HIDRÁULICO										
POZO	ARENA	MET	BFPD	BPPD	BAPD	BPPD INY.	BSW	TIPO BOMBA	GOR	API
9A	T	HJ	247	227	20	1420	8	JET 8-A	44	29,6
22	BT	HP	343	327	16	1050	4,6	Pistón KOBÉ D1X1	299	29,4
38	U	HP	105	96	8	710	8,6	JET 9-I	53	28,8
39	H	HJ	842	550	299	1260	34,7	JET 9-H	179	29
TOTAL			1537	1200	343	4440	13,98		155	29,2

Elaborado por: Adrián Rivera y Yadira Rivas
Fuente: EP PETROECUADOR

Tabla 16:POZOS PRODUCTORES POR BOMBEO MECÁNICO									
POZO	ARENA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	TIPO BOMBA	GOR	API	
4	HS	109	94	15	14	1.75"X16'	64	27.8	

Elaborado por: Adrián Rivera y Yadira Rivas
Fuente: EP PETROECUADOR

Tabla 17:POZOS PRODUCTORES POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE										
POZO	ARENA	BFPD	BPPD	Hz	AMP.	BAPD	BSW	TIPO BOMBA	GOR	API
25	U+T	243	241	57	45	2	0.7	DN-275	20	29.5

Elaborado por: Adrián Rivera y Yadira Rivas
Fuente: EP PETROECUADOR

Gas producido (MPCPD): 203

Total de petróleo inyectado (BLS): 4560

Producción actual (BLS): 1612

Agua total: 360 BAPD

BS&W del campo: 18.3%

Relación INY/PROD: 3.58

En la estación los manifolds reciben el crudo de los 9 pozos productores donde es direccionado a los separadores de prueba o producción de 10.000 y 15.000 bfpd. respectivamente, previamente tratado con químicos. El crudo pasa a la bota

desgasificadora y continúa hacia el tanque de lavado # 1028 con 14690 bls. de capacidad, donde se mantiene un colchón de agua de 4ft., en este tanque recircula agua caliente para hacer más eficiente la deshidratación del crudo. El tanque de surgencia #1029 tiene una capacidad de 15.120 bls. El sistema de transferencia cuenta con 2 bombas Booster con motores de 150 HP cada una y 2 bombas Booster con motores de 100 y 150 HP para el sistema poweroil.

La reinyección del agua de formación se la envía a la estación Norte utilizando una bomba Booster horizontal para luego ser reinyectada al pozo 16B. La capacidad operativa del campo es de 15.000 barriles diarios, actualmente trabaja a un 43% con 6.500 barriles de fluido procesados diariamente. Entre los químicos inyectados durante todo el proceso están: demulsificante, antiescala, anticorrosivo, antiespumante, antiparafínico y biocida.

CAPÍTULO III

MÉTODOS DE

LEVANTAMIENTO

ARTIFICIAL DEL CAMPO

3.1 Métodos de levantamiento artificial

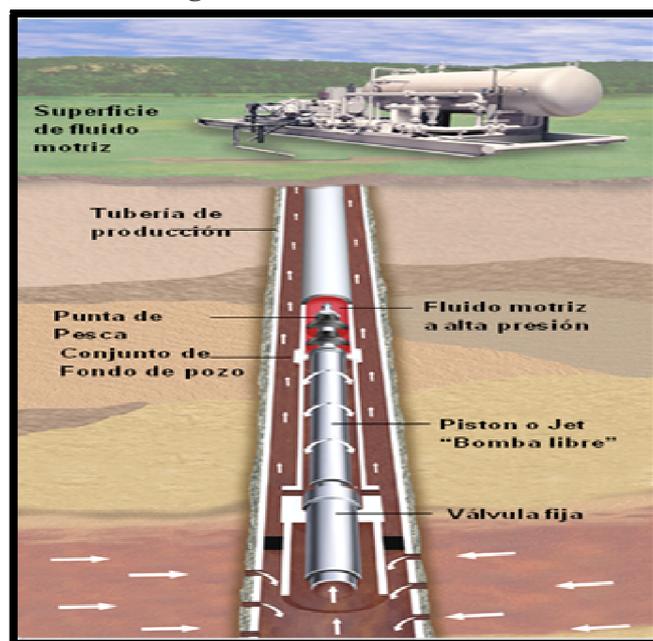
Pocos pozos terminados tienen la suficiente energía en el yacimiento para que el flujo llegue hasta la estación de recolección; ésta energía de levantamiento es producida por la presión del yacimiento y el gas de formación. La producción de hidrocarburos ocasiona una disminución de la presión del yacimiento por lo que se hace necesario proporcionar energía externa para levantar la columna de fluido desde los yacimientos hasta el centro de recolección; dicho esto, el objetivo de cualquier programa de levantamiento artificial debe consistir en desarrollar un proceso de producción que permita el aprovechamiento máximo, bajo las condiciones existentes de la energía natural del yacimiento.

Los sistemas de producción empleados en el campo Lago Agrio son los siguientes:

- Bombeo hidráulico
- Bombeo mecánico
- Bombeo electro-sumergible

3.2 Sistema de bombeo hidráulico

Figura 15: Bombeo Hidráulico



Fuente: Weatherfold

El método del bombeo hidráulico se remonta desde los egipcios cuando ellos utilizaban este principio para bombear agua (sistema de balancín y varillas). Dentro de la industria petrolera se remonta a la época en que hizo el descubrimiento Drake en Pensilvania; en la actualidad este sistema se utiliza para levantar los fluidos desde el subsuelo hasta la superficie.

Con el transcurrir de los años y teniendo que producir cada día desde mayores profundidades, se han ido tecnificando y perfeccionando los diseños de estos equipos de subsuelo y superficie hidráulicos, es así que, desde 1932 varios miles de pozos petroleros han sido explotados con bombas hidráulicas, incrementándose cada día más las instalaciones en el mundo con este sistema de levantamiento artificial.

3.2.1 Principio físico

El principio de operaciones de los sistemas hidráulicos se basa en la Ley de Pascal (hidráulica clásica), que fue enunciado por primera vez por Blas Pascal en el año 1653 la misma que dice: *“Si se ejerce una presión sobre una superficie de un fluido contenido en un recipiente, ésta se transmite a todas las superficies del mismo con igual intensidad, siempre que se puedan despreciar las diferencias de presión debidas al peso del fluido y a la profundidad”*. La aplicación de este principio permite transmitir presión desde una estación centralizada en la superficie mediante una tubería llena de fluido hasta cualquier número de puntos (pozos) dentro del sistema.

3.2.2 Tipos de sistemas de producción

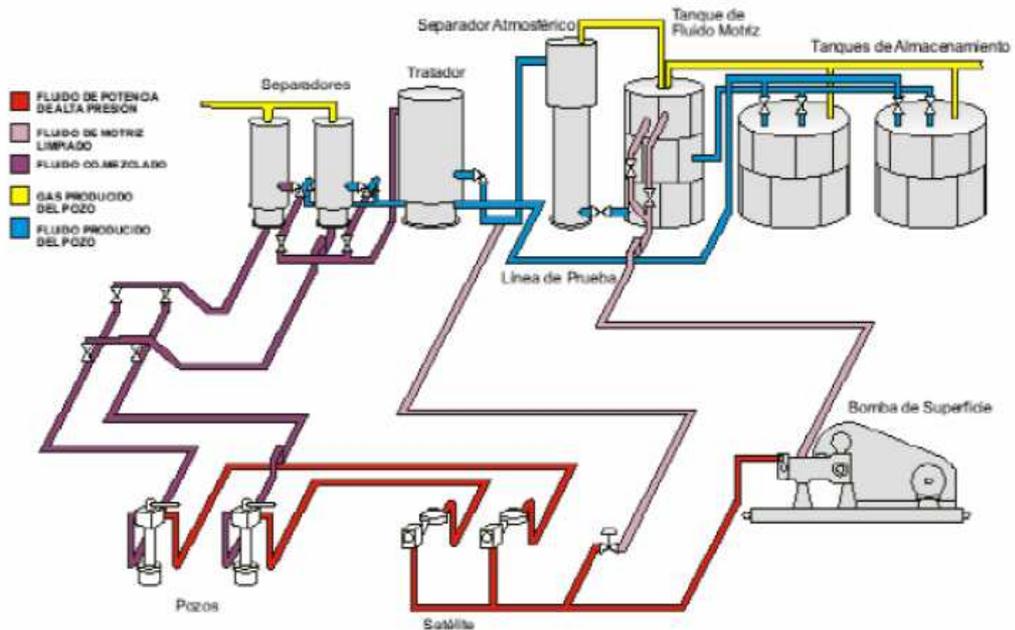
La calidad del fluido motriz especialmente en el control de sólidos es un factor importante en la vida útil de la bomba y en los costos de reparación. El contenido admisible de sólidos varía dependiendo de la vida útil de la bomba y de la viscosidad. Un rango aceptable para petróleos de 30⁰ a 40⁰ API es de 10 a 15 ppm.

Para petróleos con un API más bajo existe mayor desgaste y consecuentemente mayor tolerancia de sólidos, mientras que para el agua hay menor desgaste y menos sólidos admisibles. Existen dos tipos de sistemas de fluido motriz denominados circuito abierto y circuito cerrado.

3.2.2.1 Circuito abierto

Donde el fluido motriz se mezcla con la producción de fondo y retorna a la superficie como fluido motriz más producción.

Figura 16: SISTEMA DE FLUIDOS DE POTENCIA ABIERTOS

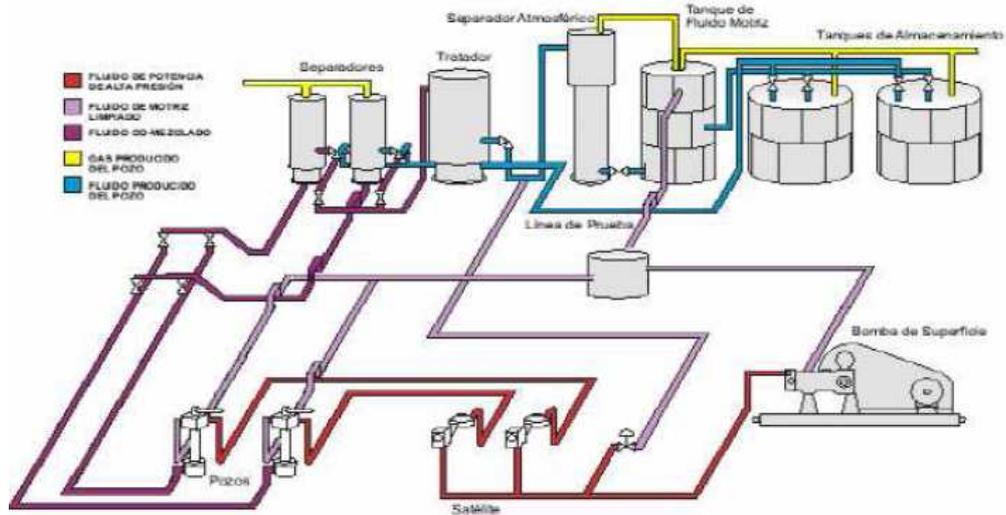


Fuente: Bradley Hydraulic Pumping. Petroleum Engineering Handbook. SPE -1992

3.2.2.2 Circuito cerrado

En este caso el fluido motriz de superficie y de profundidad se mantiene dentro de un circuito cerrado y no se mezclan con el fluido producido.

Figura 17: SISTEMAS DE FLUIDOS DE POTENCIA CERRADOS

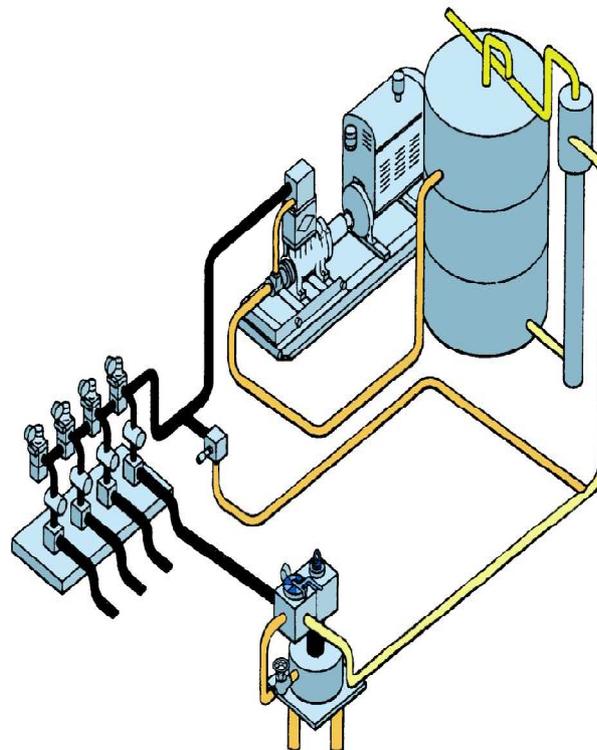


Fuente: Bradley Hydraulic Pumping. Petroleum Engineering Handbook. SPE -1992

3.2.3 Equipos superficiales y de subsuelo

En la parte superficial el sistema de bombeo hidráulico está conformado por:

Figura 18: EQUIPOS DE SUPERFICIE BH



Fuente: Bradley Hydraulic Pumping. Petroleum Engineering Handbook. SPE -1992

Unidad de Potencia.- Las bombas que se utilizan para impulsar al fluido motriz normalmente son triplex o quíntuplex de desplazamiento positivo o acción reciprocante del tipo vertical, que puede ser accionada por un motor eléctrico o de combustión interna y su selección depende de: el número de pozos, los volúmenes a manejar, las características del fluido a bombear y las facilidades de producción. En la Estación Paraíso se utilizan bombas quíntuplex de desplazamiento positivo.

Cabezal de Distribución.- Son múltiples constituidos por válvulas y medidores de desplazamiento positivo, los cuales permiten calcular la eficiencia de la unidad de bombeo. El tipo de válvulas instaladas, pueden ser reguladoras de flujo (controlan el volumen del fluido motriz inyectado), o bien válvula reguladora de presión (controlan automáticamente la presión a la que es inyectado el fluido motriz).

Cabezal de Pozo.- Está diseñado para permitir la instalación de bombas fijas y libres, en este caso se tiene instalación de bombas libres; lo cual depende de la instalación de subsuelo y del sistema de inyección que se tenga. La sección del árbol es la correspondiente a la última tubería de revestimiento, en donde van alojadas tuberías, válvulas, y el retorno (bypass), que es la línea que comunica la tubería de inyección con la de descarga del fluido producido o de la mezcla.

Válvula de cuatro vías.- Es un dispositivo acoplado al cabezal, cuya función es direccionar el flujo, tiene cuatro posiciones las cuales permiten la introducción, operación, cierre y extracción de la unidad de bombeo. Los principales equipos de subsuelo se detallan a continuación y se observan en la figura 19:

Tubería.- También llamado tubing, es la sarta de tubos que se encuentran instalados desde la superficie hasta el fondo del pozo, son tubos de alta presión (hasta 8000 psi, dependiendo de la cédula a utilizar) a través de ella se inyecta el fluido motriz a la bomba, cada tubo tiene 32 ft de longitud aproximadamente, en nuestro país los tubing más utilizados son de 3½”, 2 7/8” y 2 3/8”.

Tubería de revestimiento.- O casing, es la tubería que va cementada a las paredes del pozo, a las profundidades hasta donde se instalará todo el conjunto de

fondo se tienen diámetros de 5½ “ y 7”, es en el diámetro interior “ID” del casing donde se mezclan los fluidos inyectado mas producido y de esta forma circulan hasta superficie. En nuestro país debido a longevidad de los casings, estos han ido perdiendo su capacidad de resistencia sobre todo por la corrosión consecuentemente es limitada su resistencia a altas presiones (± 1.500 psi.).

Cavidad.- Es un conjunto de extensiones, camisas y acoples con agujeros dispuestos de manera especial para determinado tipo de bomba (pistón o jet), en el interior de la cavidad se aloja la bomba destinada a trabajar, cuando la bomba se encuentra alojada en la cavidad se tienen sellos que delimitan cámaras entre bomba y cavidad apropiadas para cada función y recorrido del fluido. La cavidad posee alrededor de ella agujeros en lugares destinados al paso del fluido. Independientemente del tipo de bomba los agujeros en el extremo inferior son utilizados para la extracción de la bomba. La bomba jet utiliza tres de los lugares agujereados.

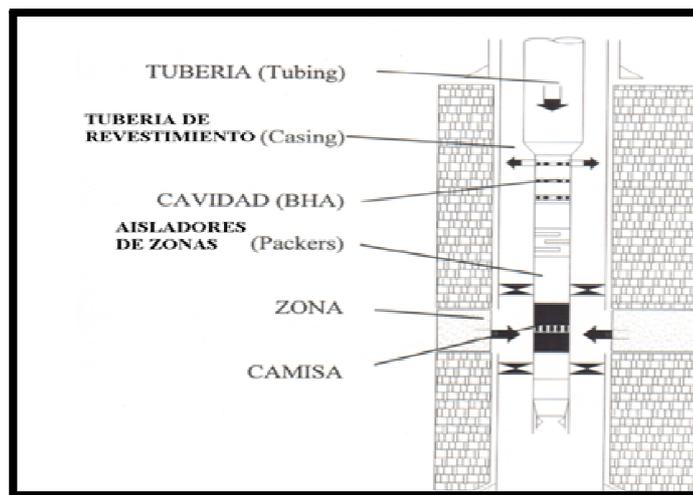
Aisladores de zonas.- O packers, son elementos cuyo mecanismo mecánico o hidráulico hacen que sellen las paredes del casing y el tubing, aislando independientemente de esta forma las arenas productoras.

Camisas.- Son herramientas que van colocadas directamente en el intervalo de la zona o arena productora y que tiene como objetivo permitir que solo el fluido de la zona o arena en que dicho elemento se encuentra ingrese a través de él y llegue hasta la cavidad; estas herramientas tienen la particularidad de abrirse o cerrarse con la ayuda de una herramienta auxiliar llamada “Shifting tool”.

Válvula de pie.- También llamado standing valve; esta herramienta se aloja en el extremo inferior de la cavidad (seatingring). Son necesarios en sistemas abiertos para crear el efecto “U” y prevenir que el líquido que está circulando regrese nuevamente al reservorio. Esta válvula puede ser recuperada con una unidad auxiliar de wireline. Cuando el pozo está produciendo sirve de asiento para las bombas.

Bombas falsas.- Son corridas para taponar los orificios de la cavidad. Se utilizan para realizar pruebas en el fondo de la completación, asentamiento de empacaduras, chequeo de tubería, realizar tratamientos a las formaciones, para realizar pruebas de inyectividad y admisión.

Figura 19: Elementos del Conjunto de Fondo BH



Fuente: SOLIPET Servicios Petroleros S.A.

3.3 Tipos de bombas hidráulicas

El bombeo hidráulico utiliza bombas fijas y bombas libres, siendo el sistema de bombas libres, el más económico porque se elimina costos de extracción de la bomba. En este sistema las bombas pueden bajarse o recuperarse con la misma energía del fluido motriz.

3.3.1 Bombeo hidráulico tipo pistón

En este tipo de bombeo se inyecta el fluido motriz, accionando los pistones tanto del motor como de la bomba, instalada debajo de nivel de trabajo del fluido producido por el pozo.

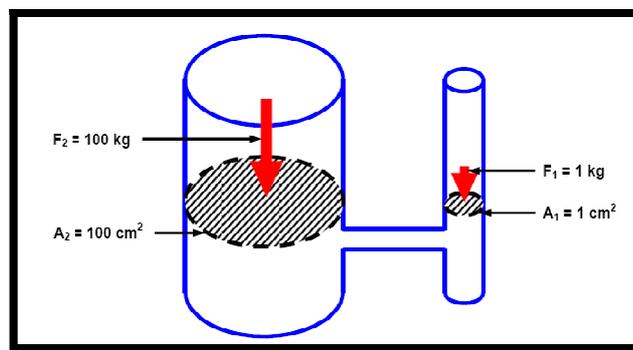
La bomba tipo pistón es la bomba hidráulica de fondo más común utilizada que consiste de un grupo de pistones recíprocos acoplados, uno accionado por la presión del fluido motriz, el pistón motor y que transmite el movimiento al otro pistón que bombea los fluidos del pozo hacia la superficie, el pistón bomba.

3.3.1.1 Principio físico de la bomba pistón

La presión es definida como una fuerza aplicada sobre un área, por lo cual, al variar esta área la fuerza aumenta o disminuye.

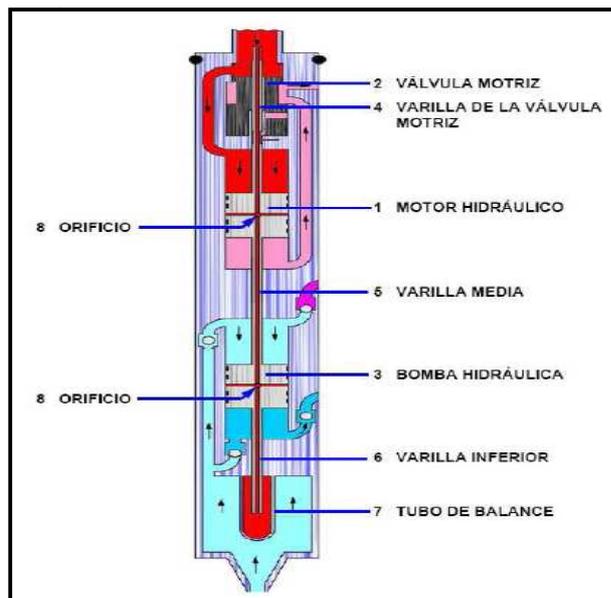
Se aprecia en la figura 20 que la fuerza de 1 Kg. ejercida sobre la superficie líquida de 1 cm.² equilibra la fuerza de 100 kg. que actúa sobre el área de 100 cm.², pero se debe considerar que la fuerza de 1 Kg. descende 100 cm. para levantar 1 cm. la carga de 100 Kg.

Figura 20: EQUILIBRIO DE FUERZAS



Fuente: FOLLETO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL
AUTOR: ING. VINICIO MELO -2005

Figura 21: COMPONENTES DE LA BOMBA PISTÓN



Fuente: BRADLEY H. B. PETROLEUM ENGINEERING
HANDBOOK SPE. 1992

El principio mencionado se aplica en las instalaciones de subsuelo así: El equipo de bombeo consta básicamente de dos pistones unidos por una varilla, el pistón superior se denomina pistón motor que es impulsado por el fluido motriz, este al mismo tiempo arrastra el pistón inferior o “pistón producción”, el cual impulsa el fluido producido, petróleo. Ver figura 21.

3.3.1.2 Ventajas y desventajas del bombeo hidráulico tipo pistón

VENTAJAS

- Este método tiene la capacidad de levantar un mayor caudal de producción de grandes profundidades.
- Se puede aplicar en pozos desviados o direccionales.
- Las instalaciones pueden ser centralizadas.
- Se pueden con facilidad recuperar y desplazar las bombas libres de la cavidad.
- Se puede obtener fácilmente Pwf (Presión de fondo fluyente), los niveles de fluidos estáticos y dinámicos.
- El método de extracción puede variar fácilmente mediante una simple operación de válvulas.
- Es adecuado para el bombeo de crudos pesados.

DESVENTAJAS

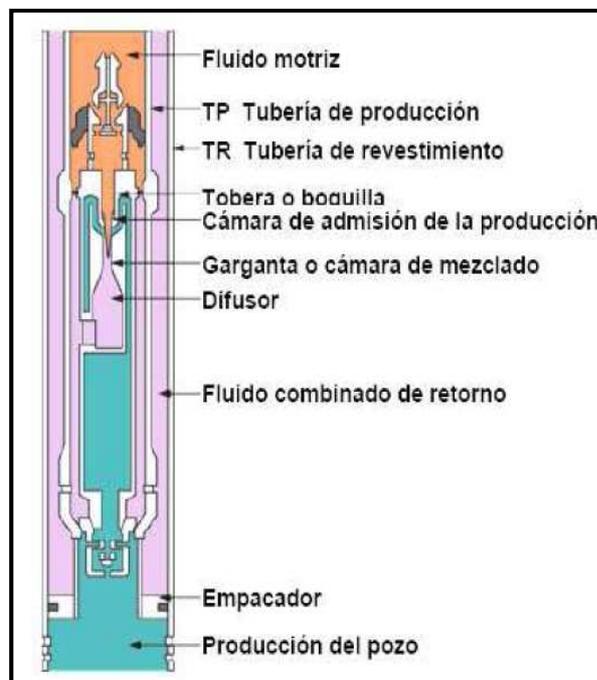
- El método no es aconsejable en pozos con gas en altas proporciones por su efecto en el rendimiento volumétrico, el costo operacional y el mantenimiento de las bombas es demasiado alto.
- Altos costos en mantener el fluido motriz completamente limpio.
- Debe haber mucha seguridad a presiones altas del sistema.
- Los problemas que se presentan en el fluido motriz por la presencia de escalas, gas, corrosión, arena, sedimentos, parafinas.

3.3.2 Bombeo hidráulico tipo jet

Existe una gran diferencia con las bombas hidráulicas de pistón. Ver figura 22. La bomba jet no contienen partes móviles y su acción de bombeo se ejecuta mediante la transformación de la fuerza impulsiva entre el fluido motriz y el fluido de formación que se produce al mezclarse cuando pasa a través de la unidad de subsuelo.

El fluido motriz a alta presión cuando pasa por la boquilla de la bomba, la columna de presión es transformado en un chorro de fluido de alta velocidad; la acción de bombeo comienza cuando el fluido contenido en la cámara de entrada del fluido de formación, es arrastrado por la corriente de chorro de petróleo proveniente de la boquilla. En la garganta de la bomba, el fluido de la formación adquiere una alta velocidad por la acción del fluido motriz; en el difusor de la bomba el fluido de alta velocidad es nuevamente transformado a fluido a alta presión, ésta presión será suficiente para movilizar la mezcla a la superficie. Ver figura 23.

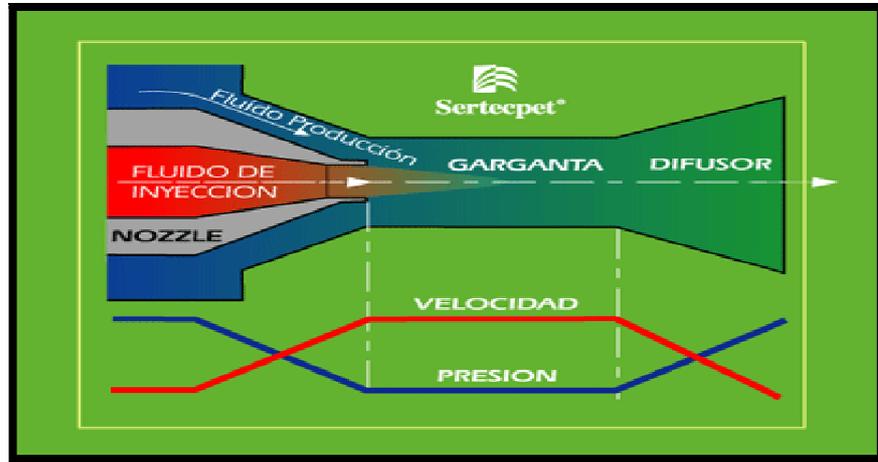
Figura 22: PARTES DE LA BOMBA TIPO JET



Fuente: Bradley H. B. Petroleum Engineering Handbook SPE. 1992

3.3.2.1 Principio Vénturi

Figura 23: PRINCIPIO DE VÉNTURI EN BOMBA JET



Fuente: SERTECPET

Anteriormente se ha mencionado el funcionamiento de la bomba tipo jet la cual se basa en el efecto Vénturi la cual consiste en que un fluido en movimiento dentro de un conducto cerrado disminuye su presión al aumentar la velocidad después de pasar por una zona de sección menor. Si en este punto del conducto se introduce el extremo de otro conducto, se produce una aspiración del fluido contenido en este segundo conducto.

El efecto Vénturi se explica por el Principio de Bernoulli y el principio de continuidad de masa. Si el caudal de un fluido es constante pero la sección disminuye, necesariamente la velocidad aumenta tras atravesar esta sección. Por el teorema de la conservación de la energía mecánica, si la energía cinética aumenta, la energía determinada por el valor de la presión disminuye forzosamente.

3.3.2.2 Ventajas y desventajas del bombeo hidráulico tipo jet

VENTAJAS

- Se puede reparar las bombas jet en el campo.
- Menor tiempo en tareas de mantenimiento.
- Puede producir altos volúmenes de producción.

- Debido a la ausencia de partes móviles hace que pueda tolerar fluidos de formación y motriz abrasivos y corrosivos.
- Por no tener partes móviles posee alta duración.
- Se puede utilizar en pozos con problemas de escala, arena y alto GOR.
- Flexibilidad en la tasa de producción.
- Cálculo de la Pwf en condiciones fluyentes por el programa de diseño.
- Puede ser instalada en pozos desviados.
- Pueden ser fácilmente operadas a control remoto.
- Puede bombear todo tipo de crudos, inclusive crudos pesados.
- Las bombas de subsuelo pueden ser circuladas o recuperadas hidráulicamente. Esta ventaja es muy importante porque reduce los requerimientos de los equipos de reacondicionamiento (work over) para hacer el mantenimiento a los equipos de subsuelo.
- La bomba jet es fácilmente optimizada cambiando el tamaño de la boquilla y la garganta.
- Muy apropiadas para instalación de medidores de presión debido a su baja vibración.
- Muy apropiadas para zonas urbanas o cerca de zonas urbanas, plataformas costa afuera y zonas ambientalmente sensibles.
- Puede manejar fluidos contaminados con CO₂, SO₂, gas y arena.

DESVENTAJAS

- Necesita de altas presiones de inyección y altas presiones de succión para evitar la cavitación.
- Debe evitarse bajar jet cuando el pozo contiene alto BSW (se conifica rápidamente).

3.4 Sistema de bombeo mecánico

Es considerado el método de levantamiento artificial más utilizado en el mundo, con aproximadamente el 85% de los pozos productores.

Figura 24: UNIDADES DE SUÉRFICIE DE BOMBEO MECÁNICO



Fuente: WEATHERFORD

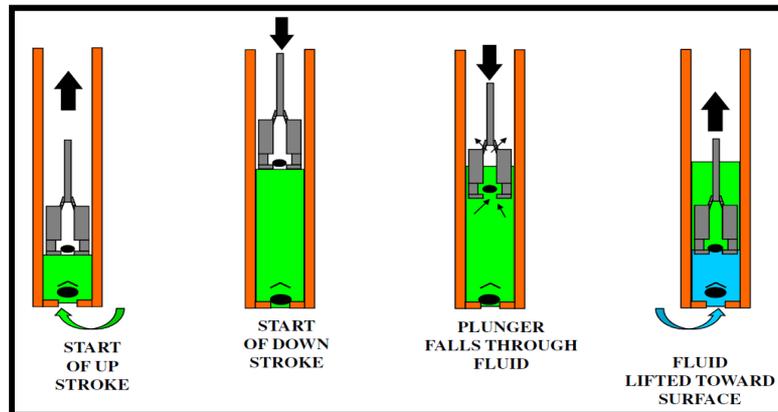
3.4.1 Principio físico

El yacimiento que ha de producir por bombeo mecánico tiene cierta presión, suficiente para que el petróleo alcance un cierto nivel en el pozo. Por tanto, el bombeo mecánico no es más que un procedimiento de succión y transferencia casi continua del petróleo hasta la superficie.

Para el bombeo mecánico es necesario transmitir la energía producida en la superficie (motor, equipo de bombeo superficial) para poder extraer fluido del pozo, ésta energía se transmite mediante una larga sarta de varillas de bomba a determinada velocidad, en el fondo del pozo se encuentra la bomba asentada y es la que empuja el petróleo hacia la superficie.

Cuando las varillas hacen una carrera ascendente entra a la bomba el fluido del pozo y sale de la bomba a la tubería de producción en la carrera descendente. Ver figura 25.

Figura 25: CICLO DEL BOMEO MECÁNICO



Fuente: WEATHERFORD

3.4.2 Ventajas y desventajas del bombeo mecánico

VENTAJAS.

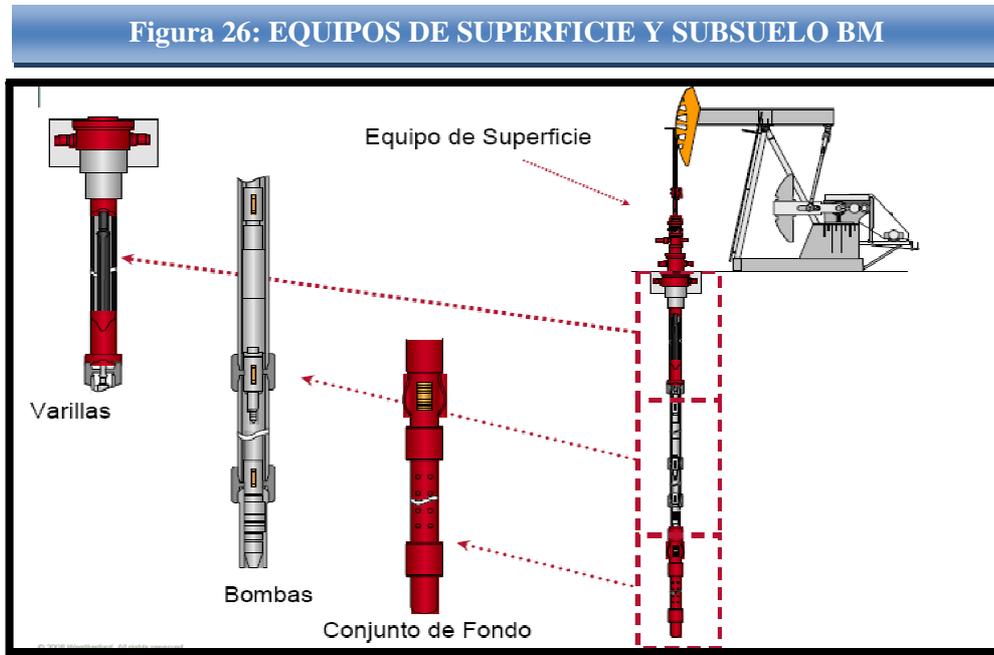
- Es flexible a la variación de tasas de producción y operan eficientemente para pozos que tengan baja presión de fondo y fluidos medianamente viscosos.
- Baja inversión inicial.
- Gran oferta de equipos y materiales.
- Fácil instalación.
- Bajos costos de operación.
- Bajos riesgos de derrame.

DESVENTAJAS.

- Para caudales bajos y moderados debido al diámetro pequeño de la tubería (limita el diseño de varillas a altas profundidades).
- Pozos horizontales o direccionales.
- Baja eficiencia con presencia de gas.
- Problemas de fricción y fracturamiento de varillas debido a la operación del equipo en ambientes altamente corrosivos, producción de arena e incrustación de escala.

Los parámetros óptimos del funcionamiento de este sistema se observan en el anexo 3.

2.4.1 Equipos superficiales y de subsuelo del bombeo mecánico



Fuente: WEATHERFOLD

EQUIPOS DE SUPERFICIE

Unidad de bombeo.- La función principal de la unidad de bombeo es reducir la velocidad de RPM del motor a los aceptables GPM de bombeo, y convertir el movimiento rotativo del motor en un movimiento lineal del sistema de bombeo por varillas. Las principales unidades de bombeo de este sistema se observan en la figura 24. La nomenclatura o denominación API para estas unidades se las ubica en el anexo 4.

Motor.- Los motores son utilizados para suministrar la energía mecánica a las unidades de bombeo. Pueden ser eléctricos o a gas, cada uno con sus ventajas y desventajas.

Caja reductora.- La caja reductora se utiliza para convertir un movimiento rotatorio de alta velocidad (altos RPM) y bajo torque proveniente del motor en un movimiento rotatorio de baja velocidad (bajos RPM) y torque alto, ya que son necesarios bajos RPM para accionar la unidad de bombeo.

Stuffing box.- Es una caja que acoge las abrazaderas caucho ubicadas en la parte superior de la T, que cumple con la finalidad de permitir el desplazamiento del varillón pulido, sin que exista fuga del petróleo que produce el pozo.

Cabezal del Pozo.- Del cabezal normal de los pozos se suspende la parte "A" para reemplazar por una "T", la misma que permite el paso del varillón pulido por la parte vertical; y por la parte lateral permite la salida del fluido que produce el pozo. En la parte superior va la caja estopera.

Varillón Pulido.- El tope de la sarta de varilla va colgado del balancín por intermedio de una barra llamada "varillón pulido" fabricados de materiales de alta resistencia a fin de poder soportar el peso de la sarta de varillas, de la bomba, y del fluido dentro del tubing.

EQUIPOS DE SUBSUELO

Tubería de Producción.- Es la tubería que se introduce en el pozo y a través de la cual, el petróleo es transportado, desde la bomba de subsuelo, hacia la superficie.

Sarta de Varillas.- Las varillas son piezas metálicas cilíndricas de 25-30 ft de longitud de conexiones rosca-pin, encargadas de transmitir a la bomba de subsuelo, el movimiento del balancín para que esta bombee el petróleo hacia la superficie. Un buen diseño de varillas es la parte más crítica de un sistema exitoso de bombeo por varillas.

Bomba de Subsuelo.- Es una bomba de pistón utilizada para levantar el petróleo desde el fondo del pozo a la superficie, accionada por el movimiento alternativo (arriba y abajo) de la sarta de varillas, suministrado a ellas por la unidad de bombeo o balancín.

Las hay de tipo tubería o tipo inserta cuyos componentes y diferencia entre ambos tipos de bomba se observan en el anexo 5 y su denominación API en el anexo 6.

Ancla de gas.- Componente adicional que consiste en un tubo ranurado o perforado que se coloca en la zapata o anclaje, se utiliza para mejorar la separación gas/ líquido, con el propósito de minimizar la entrada de gas a la bomba de subsuelo y obtener mejor eficiencia volumétrica.

Ancla de tubería.- Es un equipo para controlar los movimientos de la tubería de producción, absorbe los esfuerzos durante la acción de bombeo y los transfiere al revestidor.

3.5 Bombeo Electro-sumergible

Este método está caracterizado por su capacidad para levantar grandes volúmenes de fluido, como también fluidos muy viscosos, lo cual hace ventajoso este sistema por otra parte, es evidente sus limitaciones a grandes profundidades y altas temperaturas, que presenta este sistema sobre todo en los equipos y su operación.

3.5.1 Principio físico

En el bombeo eléctrico la fuente de potencia es la electricidad, la bomba es esencialmente una bomba centrífuga multietapas, cuyo eje va conectado directamente, a través de una sección protectora, con un motor electro-sumergible.

El conjunto íntegro forma una unidad de diámetro exterior tal que se puede bajar hasta el fondo de los pozos, por dentro de la tubería de revestimiento.

Para funcionar la unidad queda suspendida de la tubería de producción, sumergida en el fluido del pozo y conecta con la superficie mediante un cable que le suministra la energía al motor.

La bomba y el motor se pueden instalar a cualquier profundidad ya que una y otra están diseñadas para trabajar bajo cualquier presión de inmersión existente en los pozos.

3.5.2 Ventajas y desventajas del bombeo electro-sumergible

VENTAJAS

- Capacidad de levantamiento de altos volúmenes de producción. No obstante también es eficiente en pozos con bajas tasas de producción.
- Aplicables a pozos direccionales y horizontales.
- Para grandes volúmenes el costo de producción es bajo.

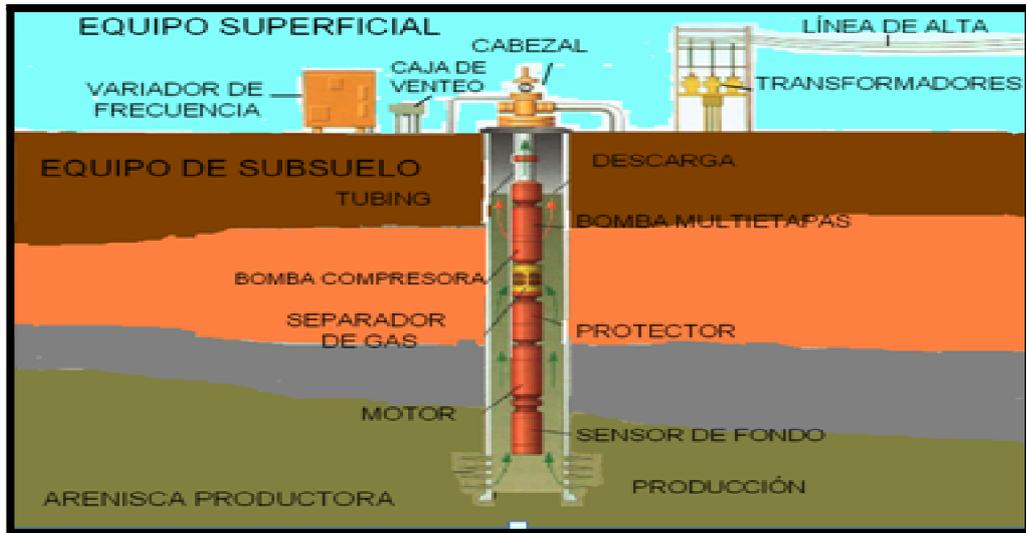
DESVENTAJAS

- La profundidad del pozo, la temperatura y calidad del crudo son limitantes para la instalación ya que causan incremento en la potencia del motor de superficie.
- La potencia del motor es limitante por el diámetro de la tubería de revestimiento.
- Los problemas de corrosión, H₂S o CO₂, sólidos, escala y alto porcentaje de gas deben ser considerados para el diseño e instalación debido a que tiene muchas partes móviles.
- Para unidades de gran potencia el costo de mantenimiento y operación, inicialmente son muy altos

3.5.3 Equipos superficiales y de subsuelo del bombeo electro-sumergible

El equipo típico de superficie comprende de un transformador primario, un panel de control del motor (switchboard o variador de frecuencia), un transformador secundario (en caso de que se use un variador de frecuencia), una caja de venteo y un cabezal de pozo.

Figura 27: EQUIPOS DE SUPERFICIE Y SUBSUELO DEL BES



Fuente: WEATHERFORD

ELEMENTOS DE SUPERFICIE

Transformador primario.- Este componente se utiliza para reducir el voltaje de la fuente primaria a un voltaje que pueda ser manejado por el panel de control o por el variador de frecuencia. Se puede utilizar un solo transformador trifásico o un conjunto de tres transformadores monofásicos.

Panel de Control.- Es el componente desde el que se gobierna la operación del motor en el fondo del pozo. Dependiendo de la calidad de control que se desea tener, se seleccionan los dispositivos que sean necesarios para integrarlos al tablero. Este puede consistir en un arrancador de motor, protección por sobrecarga y baja carga, una llave manual para desconectarlo, retardo en el tiempo y un amperímetro registrador. Este panel entrega el voltaje requerido por el motor de fondo.

Variador de frecuencia.- Es un dispositivo diseñado e instalado para cambiar la frecuencia de la corriente que alimenta al motor, por lo tanto modificar su velocidad angular para obtener un rendimiento óptimo del equipo electrosumergible.

El rango de ajuste de la frecuencia es de 30 a 90 Hz, lo que implica su amplio rango de velocidades y por lo tanto de caudales que es posible manejar con un mismo equipo de fondo. Una alta frecuencia incrementa la velocidad y el caudal; una baja frecuencia, los disminuye. Si se utiliza un variador, un transformador secundario será requerido, puesto que el voltaje entregado no es el que requiere el motor de fondo.

Transformador secundario.- Se lo utiliza si se instala un variador de Frecuencia, para elevar el voltaje hasta los requerimientos del motor. Puede ser un solo transformador trifásico o un banco de tres transformadores monofásicos.

Caja de venteo.- Se instala por razones de seguridad entre el cabezal del pozo y el tablero de control, debido a que el gas puede viajar a lo largo del cable superficial y alcanzar la instalación eléctrica en el tablero y ocasionar una explosión. En la caja de venteo o de unión, los conductores del cable quedan expuestos a la atmósfera evitando esa posibilidad.

Cabezal del pozo.- El cabezal del pozo está seleccionado en base al diámetro del casing y tubing, carga máxima recomendada, presión de superficie y profundidad máxima de fijación. En el cabezal se tiene un dispositivo, denominado bola colgadora cuya función es sostener la tubería de producción, permitir su paso y el de los tres conductores del cable, proporcionando el sello necesario en el espacio anular entre tubería de producción y de revestimiento para evitar fuga de fluidos a la superficie.

ELEMENTOS DE SUBSUELO

Sensor de fondo.- Este sensor va conectado a la parte inferior del motor y proporciona los datos de presión y temperatura de fondo. Esta unidad no requiere de instalaciones especiales, ya que toda la información es enviada a superficie a través del cable de energía

Motor.- El motor eléctrico va colocado sobre el sensor, este recibe la energía desde una fuente superficial, a través de un cable.

Su diseño compacto es especial, ya que permite introducirlo en la tubería de revestimiento existente en el pozo y satisfacer requerimientos de potencial grandes, también soporta una alta torsión momentánea durante el arranque hasta que alcanza la velocidad de operación, que es aproximadamente constante para una misma frecuencia.

Sello o protector del motor.- El protector del motor está ubicado entre el intake y el motor, está diseñado principalmente para igualar la presión del fluido del motor y la presión externa del fluido del pozo. Es una pieza vital en el ensamblaje y si no es seleccionada apropiadamente puede reducir la vida útil del equipo.

Intake o separador de gas.- El separador de gas es un componente opcional construido integralmente con la bomba, normalmente se coloca entre esta y el protector. El separador es requerido cuando estamos produciendo a una presión menor a la de burbuja puesto que la eficiencia de la bomba es afectada notablemente con la presencia de gas libre.

Bomba centrífuga sumergible.- Su función básica es dar a los fluidos del pozo el incremento de presión necesario para hacer llegar a la superficie el caudal requerido con presión suficiente en la cabeza del pozo.

Cable eléctrico.- Este es el encargado de transmitir la energía necesaria hacia el motor y debe ser diseñado específicamente para cada aplicación. Los cables eléctricos son cuidadosamente aislados y pueden ser de tipo plano o redondo, para trabajar en temperaturas que pasan los 300 °F. Es sin duda uno de los componentes fundamentales del bombeo electro-sumergible por su función y costo.

CAPÍTULO IV

SELECCIÓN DE POZOS PARA EL CAMBIO DE SISTEMA DE HIDRÁULICO A MECÁNICO

4.1 Criterios de selección de pozos para el cambio del sistema de producción

Al tener claro las condiciones generales del campo y previamente analizado el anexo 3 donde se demuestran las condiciones operativas y limitantes del sistema de bombeo mecánico, en la preselección de los pozos candidatos no se toman en cuenta los parámetros tales como: Profundidad de operación, volumen, temperatura, manejo de corrosión, manejo de sólidos, gravedad API y BSW, entre otras.

En la pre-selección de los pozos candidatos al cambio de levantamiento a bombeo mecánico se consideran los siguientes factores o parámetros de vital importancia: relación BIPD/BPPD, presiones de yacimiento, GOR, ubicación y reservas.

Al hablar de ubicación del pozo es de fundamental importancia mencionar a aquellos causantes de un posible impacto socio ambiental ya que el bombeo hidráulico resulta peligroso para los habitantes cercanos al pozo por el hecho de manejar presiones de trabajo muy altas.

Previamente se ha analizado a aquellos pozos cerrados actualmente y las causas que lo limitan por el momento a ser candidato para ponerlos a producir por bombeo mecánico. La tabla a continuación presenta los pozos cuya completación actual es de bombeo hidráulico pero que fueron cerrados por bajo aporte o daño mecánico; de entre ellos también se pre-seleccionan candidatos, se evalúan al igual que los pozos productores conforme a los parámetros de selección y en caso de resultar aptos para el cambio de sistema, se lo propondrá como tal, no sin antes haber dado solución a sus problemas con las debidas sugerencias planteadas. Ver tabla 18.

De los 17 pozos que se muestran en la tabla 18 cuyas completaciones son de bombeo hidráulico y siguiendo el proceso previamente descrito podemos descartar 2 pozos y son: [Lago Agrio #23](#) y [Lago Agrio #46D](#).

Tabla 18: POZOS CON COMPLETACIÓN DE BOMBEO HIDRÁULICO DEL CAMPO LAGO AGRIO ACTUALMENTE CERRADOS

POZO	ARENA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	API	MOTIVO DEL CIERRE
12	U	72	68	4	6.0	27.2	Bajo aporte y baja presión.
13	T	215	84	131	61.1	29.8	Pozo no aporta, esperando workover para cambiar de sistema.
21	BT	42	12	30	72.6	23.0	Sin tubing
23	H	446	31	415	93.0	27.2	Alto BSW% (Casing roto @ 3.690')
24	U	67	61	6	9.6	28.7	Standing atascado
26	H	124	10	114	92.3	24.2	Alto BSW
27	H	257	71	186	72.3	26.5	Tubería rota a 8000 ft.
29	U	180	33	147	81.4	24.1	Comunicación TBG-CSG
30	U	70	56	14	19.8	28.7	Pozo no aporta
31	T	130	43	87	66.8	29.3	Pozo no aporta
32	H	43	8	35	80.3	20.7	Pozo no aporta
35	Hs+Hi	43	15	28	66.1	25.3	Bajo aporte luego de estimulación
36	BT	94	23	71	75.8	23.6	Cavidad dañada
42D	Hs	80	72	8	10		Sobrecorriente, baja eficiencia
44	Hs	76	47	29	38.0	25.6	Pozo no aporta
45	Hs	307	48	259	84.5	28.4	Bajo aporte y alto BSW
46D	Ti	528	116	412	78.0	26.7	Pozo no aporta. No se puede recuperar No-Go. Obstrucción a 10020ft.
51D	BT	81	12	69	84.8	24.7	Pozo no aporta

Elaborado por: Adrián Rivera y Yadira Rivas

Fuente: EP PETROECUADOR

Revisando los pozos cerrados temporalmente se estudia la factibilidad de ponerlos a producir, esto gracias a la revisión de sus historiales tanto de producción, estimulaciones y WO. Se consideran todos los pozos productores ya que poseen buena producción para este sistema y por poseer un empuje hidráulico infinito en la mayoría de sus arenas productoras. Los pozos pre-seleccionados son los siguientes:

Lago 9, Lago 11A, Lago 12, Lago 13, Lago 18, Lago 21, Lago 24, Lago 26, Lago 27, Lago 29, Lago 30, Lago 31, Lago 32, Lago 34, Lago 35, Lago 36, Lago 38, Lago 39, Lago 40D, Lago 41, Lago 42D, Lago 43, Lago 44, Lago 45, Lago 49D, Lago 51D.

a) Selección de pozos candidatos de acuerdo al ángulo de inclinación

En la tabla 19 se muestran los pozos desviados con el ángulo de inclinación respectivo. Se preseleccionan los pozos cuyos ángulos de inclinación sean $\leq 20^\circ$. De los pozos expuestos ninguno se toma en consideración para el cambio de sistema.

Tabla 19: POZOS DESVIADOS CON SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO

POZO	GRADOS DE DESVIACION
LAG40D	25,82
LAG 42D	28,75
LAG 49D	23,68
LAG 51D	25,4

Elaborado por: Adrián Rivera y Yadira Rivas
Fuente: EP PETROECUADOR

b) Selección de pozos candidatos de acuerdo a la relación inyección-producción y el GOR (Relación Gas Petróleo).

Tabla 20: ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS PRESELCCIONADOS

ESTAD	POZO	ZONA	METD.	BFPD	BPPD	BAPD	GAS	BSW	BIPD	GOR	Iny./Prod.	FECHA PRUEBA
PRODUCTORES	9A	T	HJ	247	227	20	9.9	8.0	1420	44	6.25	2011/08/26
	11A	H	HP	125	91	34	42	27.4	820	463	9	2011/08/05
	18	H	HJ	246	106	146	6	56.9	1180	45	11.13	2011/08/05
	22	BT	HP	343	327	16	97	4.6	1050	299	3.21	2011/08/31
	34	U+T	HJ	234	130	68	65	44.40	1550	500	11.92	2011/08/25
	38	U	HP	105	96	8	7	8.6	710	53	7.4	2011/08/27
	39	H	HJ	842	550	299	98	34.7	1260	179	2.29	2011/08/29
	41	Hs	HJ	413	151	262	38	63.35	1230	251	8.14	2011/08/31
	43	Hs	HJ	107	90	17	12	15.90	1280	133	14.22	2011/08/18
CERRADOS	12	U	HJ	72	68	4	-	6	1704	-	25	1998/12/08
	13	T	HJ	179	47	132	94	73,5	1160	1119	24.68	2010/09/22
	21	BT	HJ	83	52	31	95	36.8	1520	7916	29,23	2008/03/12
	24	U	HJ	67	61	6	13	9.6	980	213	16	2009/01/12
	26	H	HJ	124	10	114	-	92.3	1160	-	116	2010/11/04
	27	H	HJ	257	71	186	7	72.3	1650	99	23.24	2011/03/27
	29	U	HJ	180	33	147	29	81.4	755	879	22.88	2009/04/05
	31	T	HJ	58	46	12	17	21,2	1300	395	28,26	2008/01/25
35	HD	HJ	43	15	28	-	66.1	1230	-	82.00	2011/07/13	

Elaborado por: Adrián Rivera y Yadira Rivas
Fuente: EP PETROECUADOR

Se seleccionan los pozos cuya relación inyección-producción es $\geq 6:1$ es decir, poseen una alta inyección de fluido motriz y poca producción; y un $GOR \leq 500$ pcs./bls., obteniendo así los siguientes pozos candidatos:

Lago 11A, Lago 18, Lago 24, Lago 31, Lago 34, Lago 38, Lago 41 y Lago 43.

a) Selección de pozos candidatos de acuerdo a las reservas.

Se seleccionan los pozos cuyo valor de reservas superen los 10.000 barriles. Se seleccionan todos los pozos anteriormente preseleccionados por superar el valor referencial como se muestra en la tabla 21. Es importante mencionar que estos valores fueron corregidos con la ley de Darcy puesto que con el método volumétrico resultan valores de reservas negativos para las arenas que poseen un empuje hidráulico de fondo como en el caso de Hollín Inferior y Basal Tena inclusive.

Tabla 21: RESERVAS POR POZOS DEL CAMPO LAGO AGRIO								
POZO	YAC	RESERVAS REMANENTES	POZO	YAC	RESERVAS	POZO	YAC	RESERVAS REMANENTES
LAGO 11A	Hs	3500	LAGO 18	Hs	32302	LAGO 24	Ui	74767
	Hi	236316		Hi	343759			
LAGO 31	Ui	22384	LAGO 34	Us	77587	LAGO 38	Ui	566937
	Us	8676		Ti	51828		Us	107688
LAGO 41	Hs	157625	LAGO 43	Hs	205505			

Elaborado por: Adrián Rivera y Yadira Rivas

Fuente: EP PETROECUADOR

4.1.1 Ubicación de cada pozo seleccionado.

Las coordenadas UTM de los pozos seleccionados se las puede ubicar en el anexo 7 y su respectiva ubicación en el campo como se muestra en el anexo 8.

4.1.2 Estado actual de los pozos seleccionados

La tabla 20 muestra el estado actual de los pozos seleccionados.

4.1.3 Historial de producción

Los historiales de producción de cada pozo seleccionado se realizaron en el software OFM según los datos proporcionados por la gerencia de exploración y explotación de hidrocarburos de EP PETROECUADOR. Mediante el historial de producción se comprueba cómo ha sido el comportamiento de la producción de fluidos de cada zona de interés y así poder determinar su grado de declinación por año y hacer una proyección futura de producción y cálculos de reservas respectivas.

POZO LAG 11A

La unidad productora de aceite para este pozo corresponde a la formación Hollín, con una producción acumulada de aceite igual a 2923.5 Mbbls durante los periodos comprendidos entre los años de 1972 -1975 y 1992 hasta la fecha. Las curvas de producción para este pozo se observa en la figura 28.

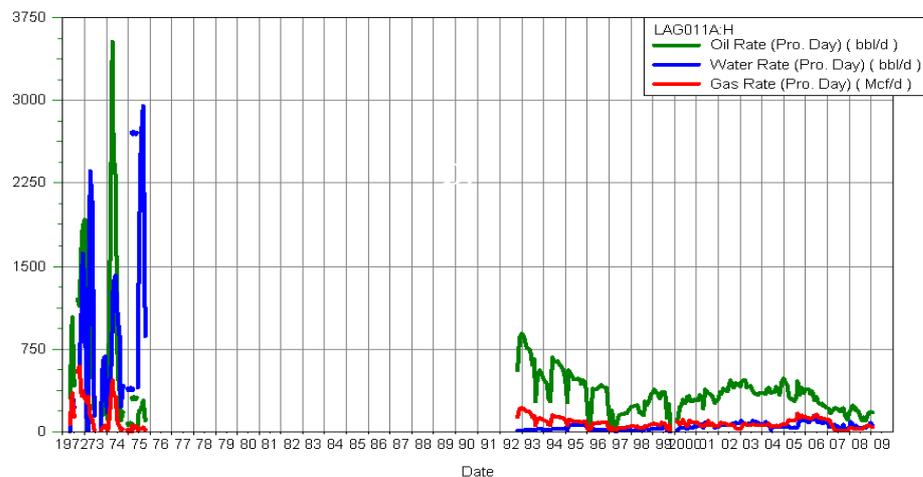


Figura 28: GRÁFICO DE PRODUCCIÓN LAG 11A: H.
Fuente: EP PETROECUADOR

POZO LAG 18A

La producción de este pozo proviene de la zona Hollín durante los años 1972 hasta la actualidad obteniéndose una producción acumulada de aceite equivalente a 19046.0 Mbbls a una tasa de producción promedio de 1429 bppd. La curva de producción para este pozo se visualiza en la figura 29.

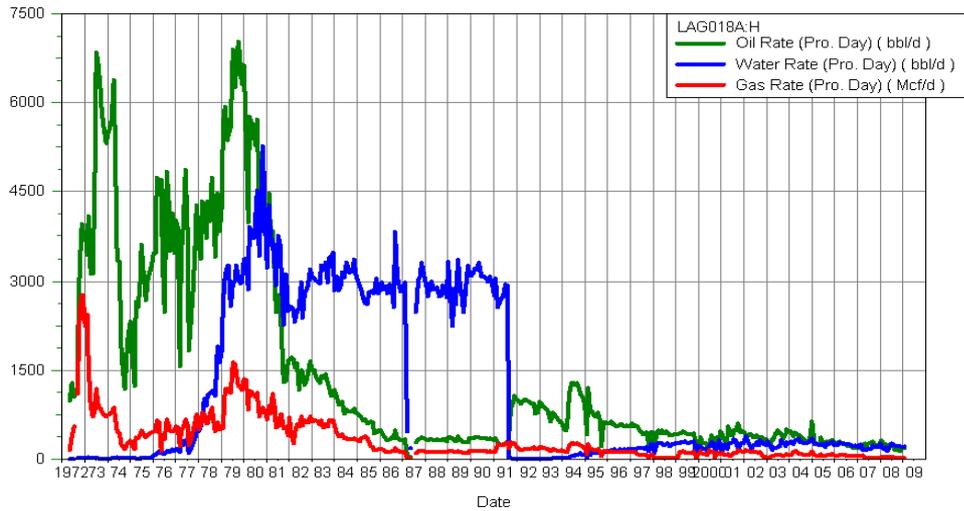


Figura 29: GRÁFICO DE PRODUCCIÓN LAG 18A: H.
Fuente: EP PETROECUADOR

POZO LAG 24A

La arena Hollín reportó una producción acumulada de 13810.9 Mbbls entre los periodos de 1972- 2002; La producción acumulada aportada por la zona U fue 332.4 Mbbls durante los periodos comprendidos desde de Mayo de 2002 a Diciembre de 2008.

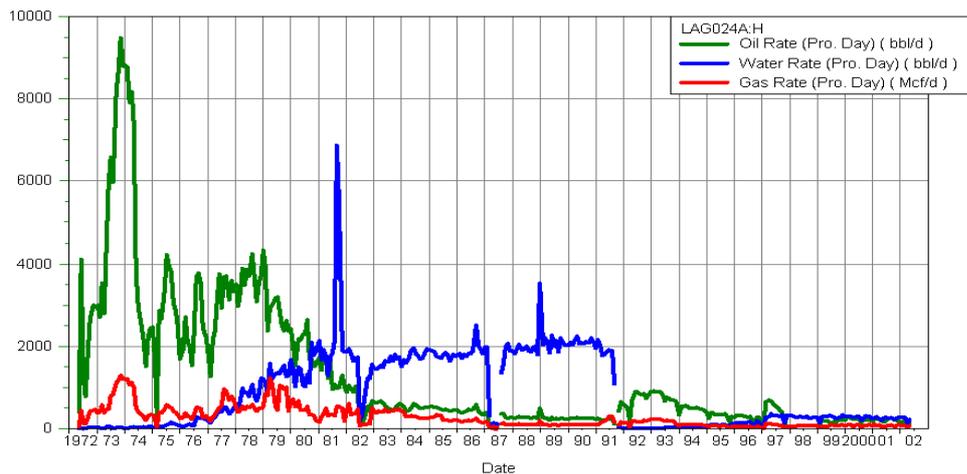


Figura 30: GRÁFICO DE PRODUCCIÓN LAG 24A: H.
Fuente: EP PETROECUADOR

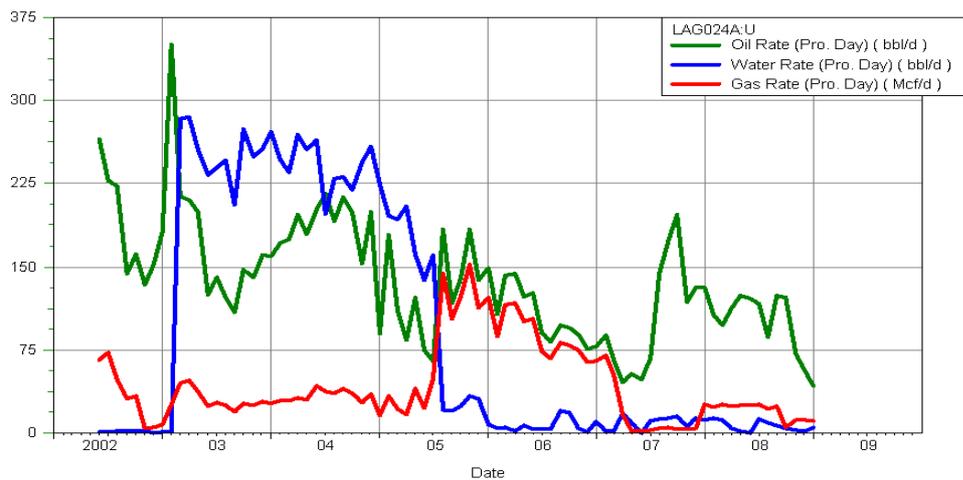


Figura 31: GRÁFICO DE PRODUCCIÓN LAG 24A: U.
Fuente: EP PETROECUADOR

POZO LAG 31A

La zona Hollín generó una producción de 333.1 Mbbls durante los periodos de Febrero de 1982 – Julio de 1982, Octubre de 1982 – Julio de 1986 y Septiembre de 1986 – Nov. de 1986; Posteriormente produjo por U y T en el periodo de Mayo de 1998 a Feb. de 1999, con una producción acumulada de 40.7 Mbbls; La zona U tuvo una producción acumulada de 281.5 Mbbls durante Feb. de 1999 a Marzo de 2000, Sep. de 2003 – Junio de 2004 y Agosto de 2004 a Dic. de 2007; Finalmente la producción acumulada aportada por la zona T durante el mes de Enero de 2008 fue 0.1Mbbls; ver figuras 32, 33, 34 y 35.

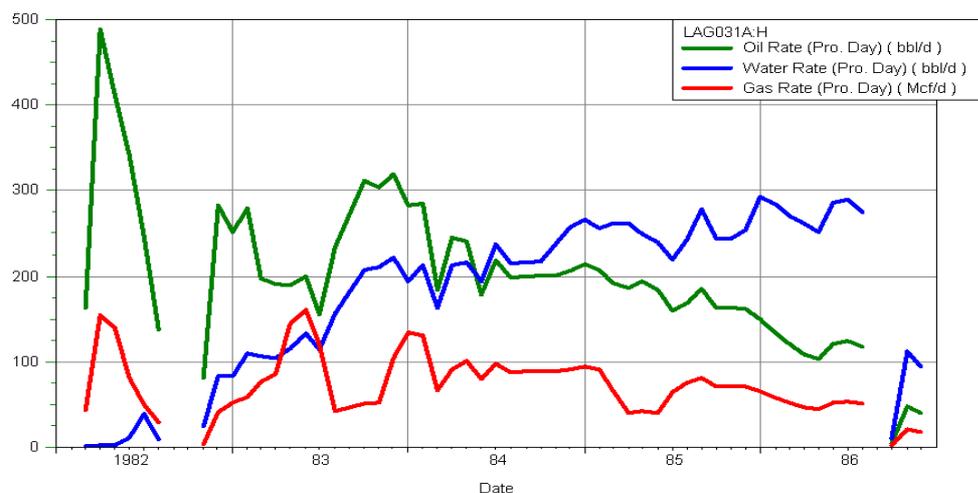


Figura 32: GRÁFICO DE PRODUCCIÓN LAG 31: H.
Fuente: EP PETROECUADOR

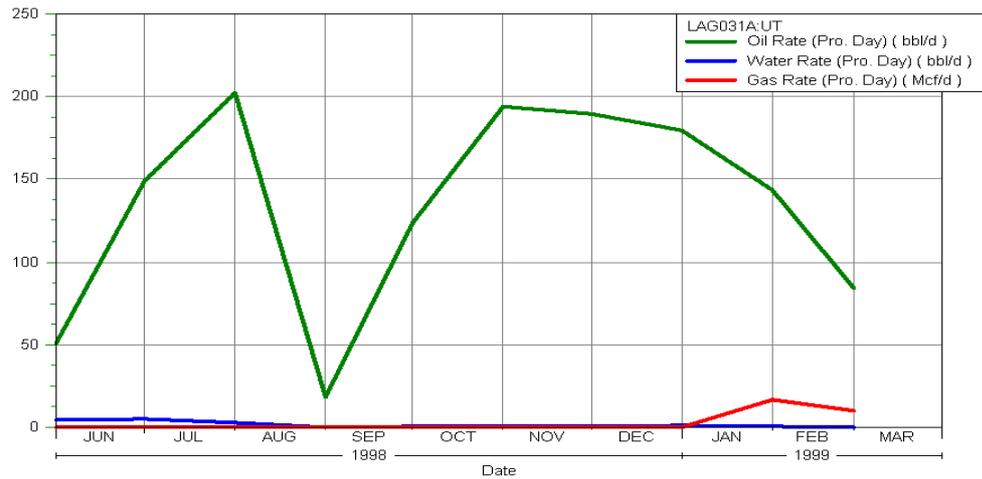


Figura 33: GRÁFICO DE PRODUCCIÓN LAG 31: UT
Fuente: EP PETROECUADOR

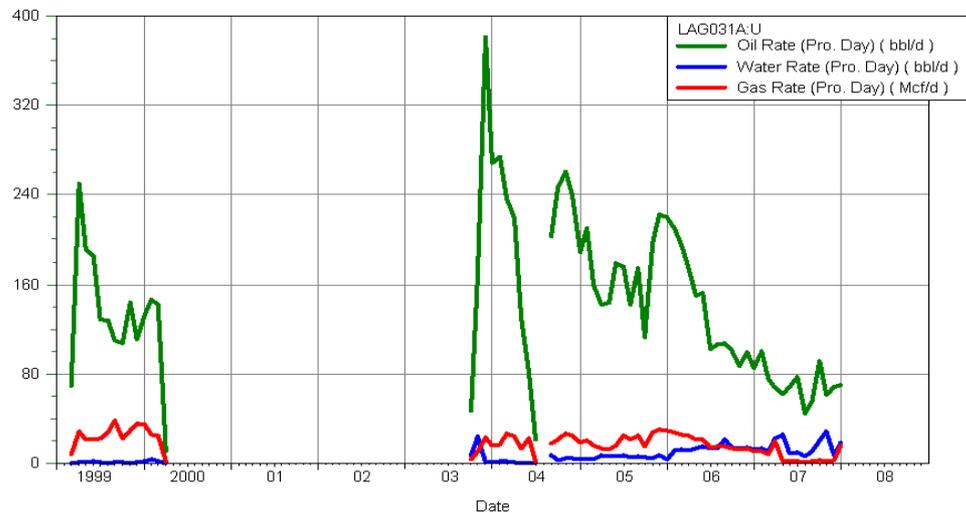


Figura 34: GRÁFICO DE PRODUCCIÓN LAG 31: U.
Fuente: EP PETROECUADOR

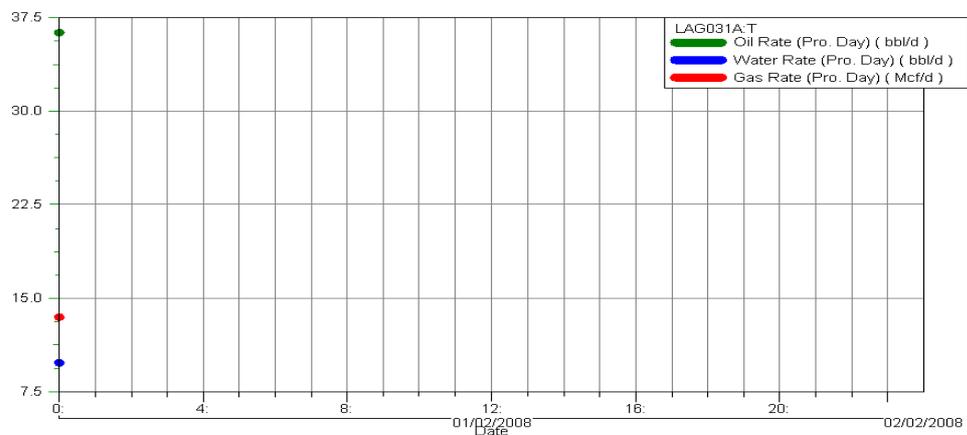


Figura 35: GRÁFICO DE PRODUCCIÓN LAG 31: T.
Fuente: EP PETROECUADOR

POZO LAG 34A

La producción de este pozo proviene de la zona Hollín durante los periodos transcurridos en Noviembre de 1986 – Febrero de 1987, Abril de 1987, Julio de 1987 – Junio de 1993, Octubre de 1993 – Septiembre de 1994, obteniéndose una producción acumulada de 1.189 Mbbls. En la actualidad produce por las arenas U y T con una producción acumulada de 85.8 Mbbls. La curva de producción para este pozo se visualiza en la figura 36.

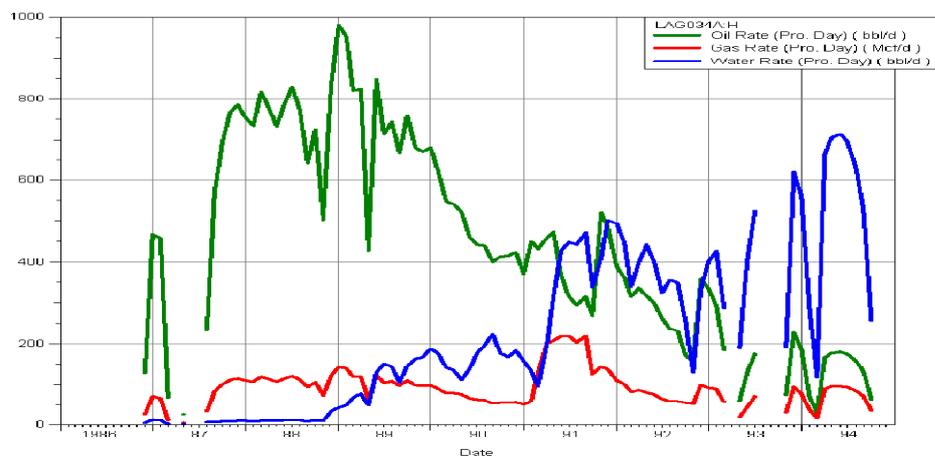


Figura 36: GRÁFICO DE PRODUCCIÓN LAG 34: H.
Fuente: EP PETROECUADOR

POZO LAG 38A

La arena Hollín reportó una producción acumulada de aceite, equivalente a 565.2 Mbbls entre el periodo comprendido de Febrero de 1995 – Julio de 1999. Actualmente produce de la zona U desde Septiembre de 1999 con una producción acumulada de 1018.9 Mbbls a una tasa de producción promedio de 295 Bppd. Ver figuras 37 y 38.

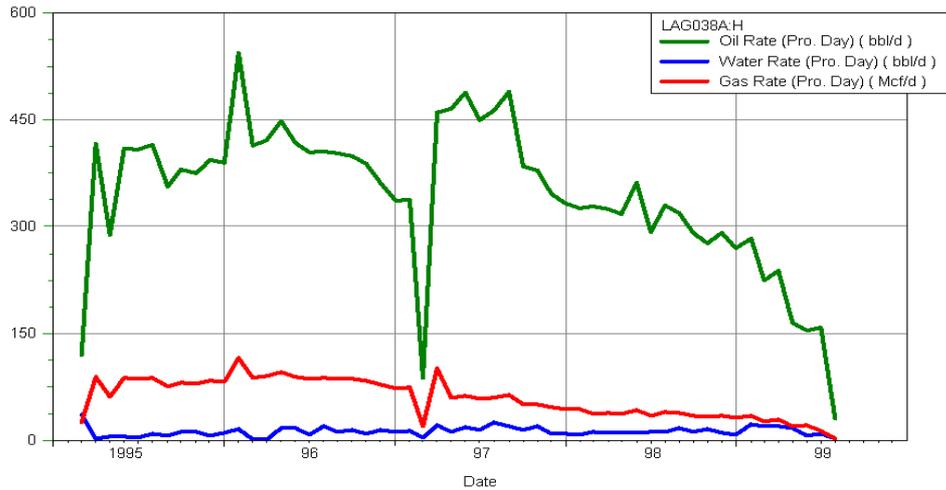


FIGURA 37: GRAFICO DE PRODUCCIÓN LAG 38: H
Fuente: EP PETROECUADOR

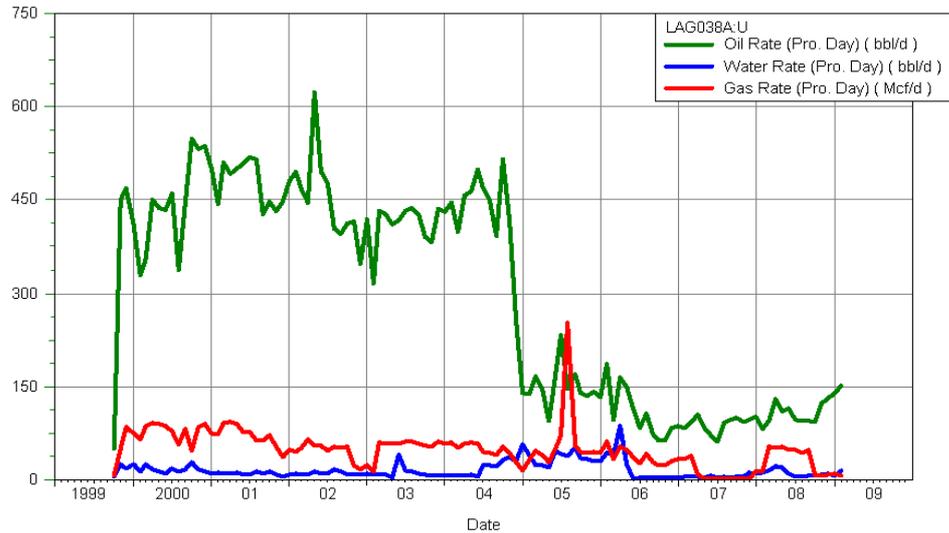


Figura 38: GRÁFICO DE PRODUCCIÓN LAG 38: U.
Fuente: EP PETROECUADOR

POZO LAG 41A

La producción de este pozo proviene de las zonas Hollín Inferior y Hollín Superior. Hollín Inferior produjo durante los periodos transcurridos en Abril de 1999 a Noviembre de 1999 y Abril de 2000 a Julio de 2000, alcanzándose una producción acumulada de aceite equivalente a 94.1 Mbbls a una tasa de producción promedio de 256 bppd. La zona Hollín Superior aportó una

producción acumulada equivalente a 1210.0 Mbbls a una tasa de 357 bppd. durante Agosto de 2000 a la actualidad. Las curvas de producción para este pozo se visualizan en las figuras 39 y 40.

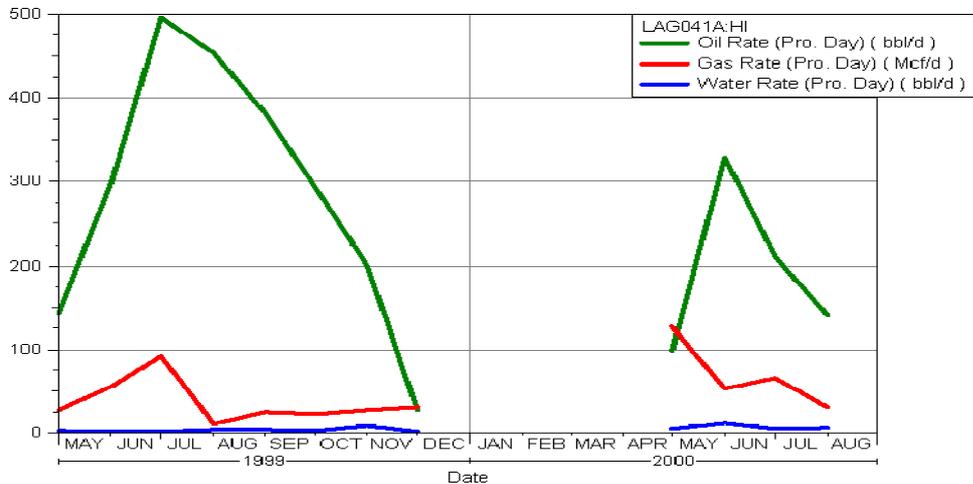


Figura 39: GRÁFICO DE PRODUCCIÓN LAG 41: HI.

Fuente: EP PETROECUADOR

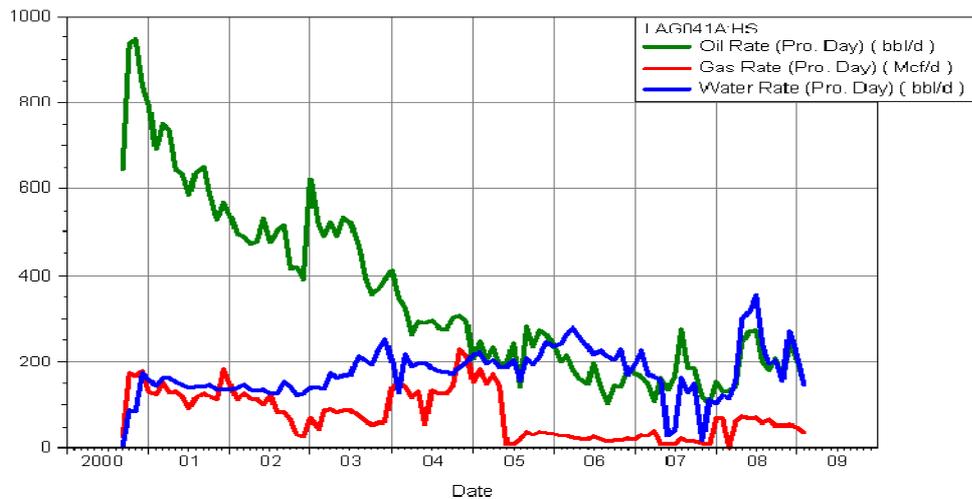


Figura 40: GRÁFICO DE PRODUCCIÓN LAG 41: HS.

Fuente: EP PETROECUADOR

POZO LAG 43A

Los aportes en la producción de este pozo han sido generados por las zonas Hollín Superior y U. La arena Hollín Superior reportó una producción acumulada de aceite, equivalente a 370.2 Mbbls a una tasa de producción promedio de 165 bppd. entre el periodo comprendido de Mayo de 2006 – Julio de 2007 y Octubre de

2007 hasta la fecha. Posteriormente, el pozo ha vuelto a producir en la zona U en el mes de Septiembre de 2007 con una producción acumulada de 1.7 Mbbbls a una tasa de producción promedio de 83 bppd. Las figuras 41 y 42 presentan las curvas de producción de aceite al igual que la producción de agua y gas de este pozo para las unidades Hollín Superior y U respectivamente.

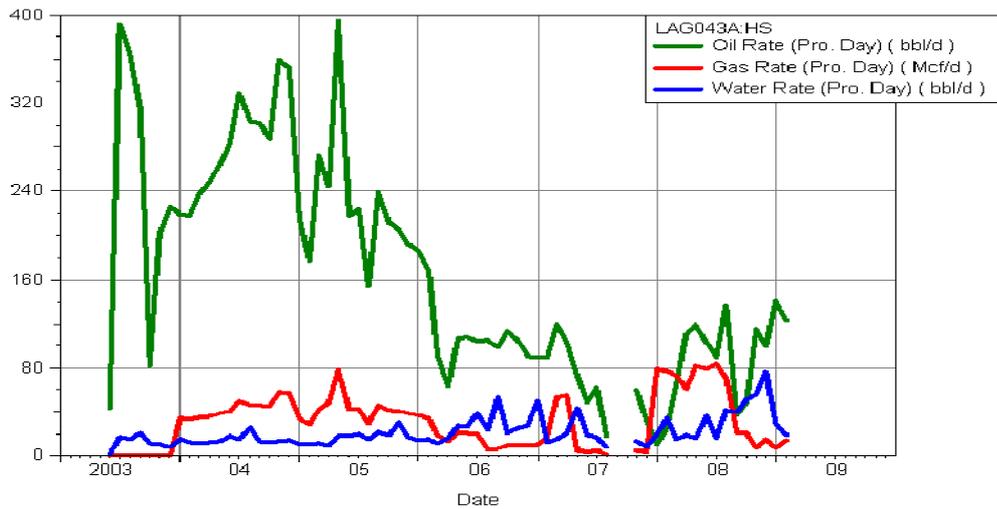


Figura 41: GRÁFICO DE PRODUCCIÓN LAG 43: HS.
Fuente: EP PETROECUADOR

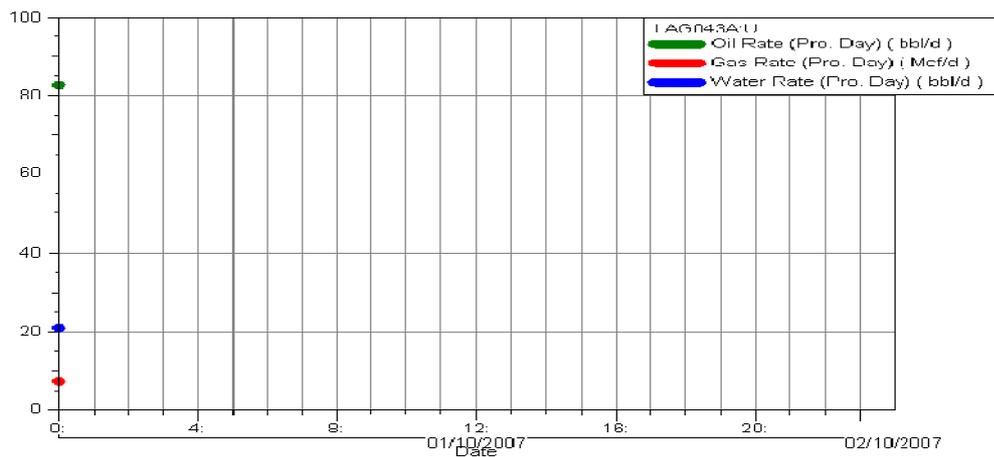


Figura 42: GRÁFICO DE PRODUCCIÓN LAG 43: U.
Fuente: EP PETROECUADOR

4.1.4 Historiales de reacondicionamientos

Los historiales de reacondicionamiento o *Work Over* (W.O.) de los pozos en estudio se presentan en el *apéndice # 1*.

Los W.O. son archivos con información histórica de los problemas que ha presentado el pozo desde su completación inicial hasta la actualidad. En caso de que un problema se suscite se puede actuar de una manera más acertada y más aun cuando se repiten los problemas en un pozo. También es importante verificar los datos de completación en los pozos, para conocer qué zonas productoras han sido evaluadas y su estado. Todo este análisis permitirá establecer acciones de monitoreo del pozo para evitar problemas futuros o dificultades pasadas.

4.1.5 Historial de presiones de los pozos en estudio

Para determinar cómo se ha comportado la producción de un pozo a lo largo de su vida es importante analizar sus presiones, esto se logra adquiriendo los historiales de presión de pozos que consisten en datos antes tomados y archivados, en donde además de las presiones se presentan los datos de la presión de burbuja, daño de formación, índice de productividad actual o ideal, etc.

Los datos se obtienen para este caso de cada uno de los Build Ups realizado a cada pozo, por lo consiguiente se ha realizado una validación de datos para obtener curvas y valores confiables, teniendo así los resultados mostrados en la tabla 22.

Tabla 22: HISTORIAL DE BUILD UPS DE LOS POZOS EN ESTUDIO

ZON	FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	API	PWF PSI	PR PSI	PWF MP	PR MP	IPI BLS/PSI	IPA BLS/PSI	S	DPS
LAG-11A													
H	04/02/96	624	293	331	26	1393	4314	1441	4362	0,37	0,21	16.35	2044
H	19/05/97	336	289	47	29,9	1362	4023	1417	4082	0,22	0,13	19.79	1923
LAG-18													
H	16/09/91	1224	1215	9	27,7	1263	4328	1307	4372	0,64	0,4	9	3065
H	15/10/95	868	578	290	27.7	1078	4012	1078	4012	0,73	0,3	21.41	2934
H	17/11/95	936	852	84	29	1492	3960	1558	4026	1,33	0,38	18.05	2528
LAG-24													
Hs	24/01/94	552	265	287	29	722	4152	775	4205	0,16	0,16	9.85	1946
Hs	21/02/97	1392	974	418	21,6	2579	4055	2750	4200	1	0,94	4.71	1226
U	21/06/02	248	247	1	28,6	1433	3280	1436	3283	0,26	0,13	10	918
LAG-31													
U	04/11/03	336	333	3	29,5	638	2412	639	2413	0,19	0,14	1.11	1774
LAG-34													
H	26/11/88	1200	636	564	27,5	1644	4053	1680	4089	2,72	0,5	25.73	19.88
T	09/11/94	1248	811	437	27	1718	2770	1759	2812	3,28	1,19	19.99	671
T	25/08/96	456	306	150	29	876	2614	950	2688	1,76	0,26	39.83	1735
U	14/12/95	384	338	46	29	603	4284	639	4585	0,13	0,10	3.94	1392
BT	12/08/11	100	76	24	27	481	1896	520	1935	-	0,07	-2.4	-
LAG-38													
U	02/06/05	190	144	46	28,1	247	2079	278	2110	0,22	0,1	5	974
U	02/07/05	106	98	8	28,1	157	2036	187	2066	0,09	0,06	3.30	742
LAG-41													
H	07/03/99	600	598	2	28,6	1834	-	-	-	0,41	0,23	10.17	1378
H	21/05/00	634	530	104	28,6	1323	-	-	4546	0,43	0,19	8.10	1799.7
H	22/03/04	570	325	245	28.8	2262	-	-	4047	0.19	0.18	-2.16	-1191
LAG-43													
HS	30/05/03	528	449	79	27	1340	-	-	4229	0,35	0,19	4.90	2270
H	31/10/03	240	120	120	27	928,47	-	-	3615	0,09	0,09	-0.70	-317.4

Elaborado por: Adrián Rivera y Yadira Rivas
Fuente: EP PETROECUADOR

Seguidamente se procede a realizar una proyección de la presión del reservorio, esto es presión vs. tiempo, mediante la cual se puede constatar la reducción de presión a través del tiempo y así poder obtener un valor confiable de la presión actual del reservorio. Ver figuras 43-48.

**DECLINACIÓN DE PRESIÓN A TRAVÉS DEL TIEMPO DE LOS POZOS
SELECCIONADOS POR POZO**

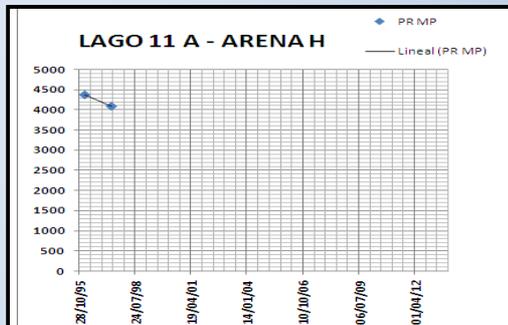


Figura 43

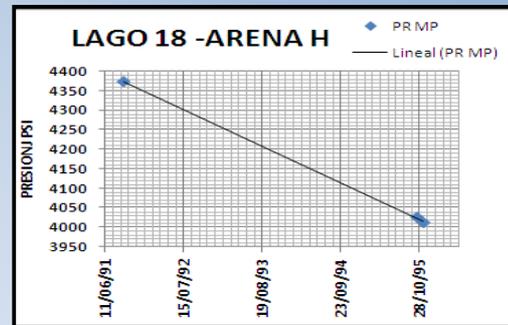


Figura 44

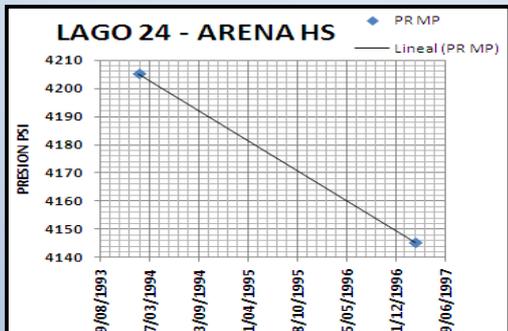


Figura 45

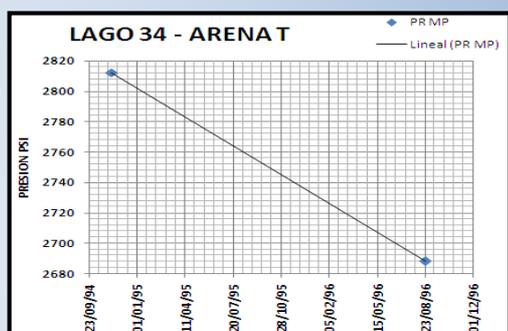


Figura 46

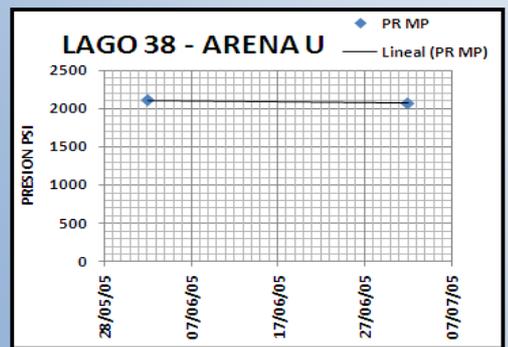


Figura 47

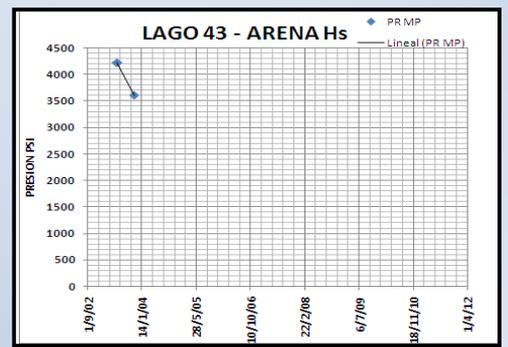


Figura 48

*Elaborado por: Adrián Rivera y Yadira Rivas
Fuente: EP PETROECUADOR*

Tabla 23: CÁLCULO DEL PWF SIN DAÑO

POZO	ZONA	PWF ULTIMO B UP	IPI	IPA	PWF CON DAÑO	PWF SIN DAÑO
11A	H	1362	0,22	0,13	1362	2268
18	H	1558	1.33	0.38	1558	3064
24	U	1436	0.26	0.13	1426	1757
31	U	638	0.19	0.14	638	919
34	U+T	603	0.13	0.10	603	1793
38	U	157	0.09	0.06	157	1066
41	Hs	2262	0.19	0.18	2262	2262
43	Hs	1340	0.35	0.19	1340	2495

Elaborado por: Adrián Rivera y Yadira Rivas

Fuente: EP PETROECUADOR

4.1.6 Historial de estimulaciones

Los historiales de estimulación de los pozos seleccionados se los puede apreciar detalladamente en el *apéndice #2*.

Las intervenciones de estimulación pueden ser de limpieza que se aplican al pozo con el fin de mantener o incrementar la producción. Un historial de intervenciones químicas es un registro de todo el trabajo realizado en el pozo por zona productora donde se especifican las mezclas y el orden de aplicación de las mismas, con el cual se puede sugerir un tratamiento actual a la formación productora para mejorar su producción.

4.1.7 Análisis PVT

Los datos PVT de los pozos seleccionados se obtuvieron haciendo correlación estratigráfica o tomando datos de pozos vecinos que producen de la misma arena, esto debido a la escasa información que se posee. Ver tabla 24.

TABLA 24: DATOS PVT DE LOS POZOS SELECCIONADOS

POZO	UNIDAD	Tope (Pies MD)	Base (Pies MD)	GROSS (Pies MD)	PAY (Pies MD)	VSH (V/V)	PHIE (V/V)	SW	Kh	T ^o y	Bo
Lago 11A	Basal Tena	8871	8913	42	5.5	0.2	0.141	0.168	113.465	-	-
	U Superior	9550	9595	45	4.5	0.289	0.125	0.216	42.59	-	-
	U Inferior	9595	9622.93	27.93	0	-	-	-	-	-	-
	T Superior	9762	9805	43	0	-	-	-	-	-	-
	T Inferior	9805	9840	35	0	-	-	-	-	-	-
	Hollín Superior	9940.08	9962.58	22.5	0	-	-	-	-	202	1.2139
	Hollín Inferior	9962.58	10214	251.42	122.5	0.144	0.14	0.246	121.338	202	1.2139
Lago 18	Basal Tena	8863.63	8900	36.37	11	0.265	0.29	0.201	221.09	-	-
	U Superior	9506	9548.87	42.87	0	-	-	-	-	-	-
	U Inferior	9548.87	9583.85	34.98	10	0.233	0.14	0.224	152.34	-	-
	T Superior	9716	9755.02	39.02	0	-	-	-	-	-	-
	T Inferior	9755.02	9790.38	35.36	22	0.139	0.099	0.211	59.303	-	-
	Hollín Superior	9902.92	9934.63	31.71	8.5	0.184	0.127	0.23	101.04	200	1.098
Lago 24	Hollín Inferior	9934.63	10127	192.37	127	0.147	0.143	0.239	67.76	201	1.098
	Basal Tena	8872.77	8896	23.23	4	0.406	0.139	0.228	237.45	-	-
	U Superior	9504.35	9553	48.65	0	-	-	-	-	207	1.289
	U Inferior	9553	9588	35	8.5	0.283	0.145	0.172	86.26	208	1.289
	T Superior	9732	9773.83	41.83	2.5	0.233	0.09	0.252	50.92	-	-
	T Inferior	9773.83	9810.09	36.26	0	-	-	-	-	-	-
	Hollín Superior	9917.13	9952.89	35.76	12.5	0.199	0.116	0.178	63.51	-	-
Lago 31	Hollín Inferior	9952.89	TD	248	89	0.177	0.149	0.267	111.1	-	-
	Basal Tena	8915.14	8943.78	28.64	3.5	0.304	0.133	0.26	151.4	-	-
	U Superior	9569	9629.25	60.25	4.5	0.154	0.157	0.173	85.55	207	1.289
	U Inferior	9629.25	9667.28	38.03	6.5	0.221	0.122	0.34	177.4	209	1.287
	T Superior	9799	9855.05	56.05	10	0.121	0.128	0.323	236.53	-	-
	T Inferior	9855.05	9879	23.95	2	0.242	0.137	0.337	222.64	-	-
	Hollín Superior	9987.83	10015.8	27.97	0	-	-	-	-	-	-
Lago 34	Hollín Inferior	10015.8	TD	24.5	0	-	-	-	-	-	-
	Basal Tena	8902	8940	38	8.5	0.333	0.156	0.147	387.17	-	-
	U Superior	9585	9648	63	14	0.333	0.1	0.139	215.52	-	-
	U Inferior	9648	9684.43	36.43	7.5	0.341	0.12	0.244	349.76	-	-
	T Superior	9822	9882	60	4.5	0.239	0.1	0.353	197.14	204	1.274
	T Inferior	9882	9917.2	35.2	14	0.094	0.155	0.253	603.1	205	1.274
	Hollín Superior	10005.7	10040.7	35	24	0.232	0.121	0.269	301.48	-	-
Lago 38	Hollín Inferior	10040.7	TD	52.5	0	-	-	-	-	-	-
	Basal Tena	8930	8971	41	5	0.302	0.137	0.274	220.94	-	-
	U Superior	9601	9665	64	2.5	0.295	0.113	0.398	316.94	207	1.289
	U Inferior	9665	9696.2	31.2	10	0.325	0.093	0.137	263.24	209	1.287
	T Superior	9830	9875	45	4	0.324	0.096	0.325	184.2	-	-
	T Inferior	9875	9916	41	8	0.216	0.096	0.183	199.22	-	-
	Hollín Superior	10016.8	10056.9	40.1	26.5	0.257	0.123	0.302	263.29	-	-
Hollín Inferior	10056.9	TD	157	7.4	0.235	0.112	0.351	58.047	-	-	

Continuación de la tabla 24:

POZO	UNIDAD	Tope (Pies MD)	Base (Pies MD)	GROSS (Pies MD)	PAY (Pies MD)	VSH (V/V)	PHIE (V/V)	SW	Kh	T°y	Bo
Lago 41	Basal Tena	8973	9004	31	0	-	-	-	-	-	-
	U Superior	9639	9675.52	36.52	0	-	-	-	-	-	-
	U Inferior	9675.52	9716.69	41.17	2	0.547	0.089	0.122	3.152	-	-
	T Superior	9852	9913	61	2	0.423	0.124	0.294	169.5	-	-
	T Inferior	9913	9953	40	8	0.143	0.119	0.223	255.76	-	-
	Hollín Superior	10032	10065	33	6	0.209	0.126	0.228	76.92	207	1.2132
	Hollín Inferior	10065	-	-	16	0.173	0.156	0.22	305.31	208	1.2132

Elaborado por: Adrián Rivera y Yadira Rivas

Fuente: EP PETROECUADOR

4.2 Impacto socio-ambiental del bombeo hidráulico

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
- Recursos Naturales son de Propiedad del Estado

La prioridad para EP PETROECUADOR y parte fundamental de su política es brindar salud y seguridad a sus trabajadores así como también a la población.

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 y valoración de la data existente, evaluación técnica del proyecto, recorridos de campo, indagación sociológica, actividades económicas, percepción sobre el proyecto y su relación con los problemas que afectan a la localidad.

Mediante estudios realizados por EP PETROECUADOR en el ámbito medio ambiental tenemos que el sistema Power Oil requiere de una línea de alta presión de hasta 5.000 PSI, adicional para inyectar el fluido motriz y, por tanto, se incrementa la longitud total de líneas que atraviesan el área operativa del campo Lago Agrio. Muchas de las líneas de alta presión en lugar de estar asentadas sobre

marcos H lo están sobre troncos de madera, generando un alto riesgo dadas las altas presiones que se manejan.

Las líneas además recorren las vías principales de la comunidad, atraviesan sembríos caseros, fincas, piscinas, ríos importantes y muchas zonas ricas en flora y fauna, dejando ver claramente la magnitud de un posible impacto ambiental y social por causas accidentales, fortuitas o eventuales como son fugas o colapso de líneas de flujo de alta presión colocando en una gran desventaja ecológica al sistema de bombeo hidráulico.

El fluido motriz inyectado en el sistema de bombeo hidráulico lleva consigo en solución una serie de químicos que cumplen un papel importante en el tratamiento de deshidratación del crudo que agrava más la situación en el caso de un posible derrame.

4.2.1 Análisis del método de bombeo hidráulico

Producir mediante bombeo hidráulico es generar un potencial peligro para la comunidad. Como se ha explicado anteriormente el bombeo hidráulico trae consigo muchas desventajas por los problemas ambientales y sociales. Es importante prevenir las posibles contingencias por derrame, incendio y/o explosión que se puedan manifestar durante la producción hidrocarburífera mediante el sistema mencionado en el campo Lago Agrio.

El recorrido casi siempre es paralelo a las carreteras principales, cruzando zonas agrícolas y poblaciones, que de propiciarse un colapso o rotura de estas líneas, causarían derrames con grandes impactos, como ya han ocurrido, 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).



Figura 49
Elaborado por: Adrián Rivera y Yadira Rivas

LAGO AGRIO 11 A

Ubicado a escasos metros del aeropuerto de Lago Agrio y a 100 metros de casas habitadas. Posee un área de aproximadamente 500 m². Recibe el fluido de inyección de la bomba ubicada en el pozo Lago Agrio 23.

LAGO AGRIO 18

Ocupa un área de 300 m² y recibe la inyección desde la bomba horizontal ubicada en la locación del pozo Lago 17. Existe una abundante vida animal a los alrededores de este pozo. No posee cerramiento.



Figura 50
Elaborado por: Adrián Rivera y Yadira Rivas

LAGO AGRIO 24

Se encuentra compartiendo la locación junto con los pozos lago 40 y 49 con un área de amortiguamiento de 800 m² aproximadamente. No se evidencia presencia de viviendas en sus alrededores.



Figura 51
Elaborado por: Adrián Rivera y Yadira Rivas

LAGO AGRIO 31

Este pozo cerrado posee un área de amortiguamiento de 500 m.² sin cerramiento. No existen viviendas a sus alrededores y al parecer la locación no ha recibido mantenimiento ya hace algún tiempo.



Figura 52
Elaborado por: Adrián Rivera y Yadira Rivas



Figura 53
Elaborado por: Adrián Rivera y Yadira Rivas

LAGO AGRIO 34

Ubicado a escasos metros del aeropuerto de Lago Agrio y a orillas de la carretera principal. Con un área de amortiguamiento de 300 m.² y presencia de casas habitadas cercanas. La inyección la recibe de la

bomba ubicada en la locación del pozo Lago 23.

LAGO AGRIO 38

Ubicado a 25 metros de la carretera principal de la entrada a la ciudad de Lago Agrio. Posee un área de drenaje de 200 m.² aproximadamente y se lo ubica a un costado del campamento de EP-PETROECUADOR.



Figura 54
Elaborado por: Adrián Rivera y Yadira Rivas



Figura 55
Elaborado por: Adrián Rivera y Yadira Rivas

LAGO AGRIO 41

Posee cerramiento y se divisan numerosas casas habitadas a sus alrededores a escasos 50 metros. Su locación comprende un área cercana a los 500 m.² y recibe la inyección de la bomba horizontal ubicada en la locación del pozo Lago 8.

LAGO AGRIO 43

Su locación comprende un área de aproximadamente 500 m.² y se encuentra a 100 metros de la carretera que conduce a la estación Lago Norte. Se evidencia un número grande de casas a sus alrededores y presencia de sembríos. Se comprueba la falta de mantenimiento en la locación. Su inyección la recibe de la estación Lago Norte.



Figura 56
Elaborado por: Adrián Rivera y Yadira Rivas

CAPÍTULO V

ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS POZOS SELECCIONADOS

5.1 Análisis del IPR actual

Las características de producción de un pozo están representadas por su relación de comportamiento de flujo, comúnmente expresadas por medio de gráficas conocidas como curvas de afluencia o IPR (Inflow Performance Relationship).

Analíticamente pueden ser desarrolladas para cualquier estado de agotamiento si las permeabilidades relativas y propiedades PVT de los fluidos son conocidas para cada caso. Entendemos que para los pozos que producen sobre el punto de burbuja la IPR resulta una línea recta, no así, con aquellos pozos saturados, y para ello se desarrolló la curva de Vogel.

Ecuación de Vogel

En 1968, Vogel desarrolló una correlación para el flujo de 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:

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

Donde $q_{o,max}$ está dado por:

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

Si realizamos el cálculo de diferentes caudales a diferentes P_{wf} , entonces podremos graficar la curva IPR.

El desarrollo de la ecuación de Vogel permitió a Standing 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:

$$EF = \frac{P_r - P'_{wf}}{P_r - P_{wf}} = \frac{IP_a}{IP_i}$$

Donde:

$P'wf$ = Presión de fondo fluyente sin daño

Pwf = Presión de fondo fluyente actual

Pr = Presión de reservorio

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:

$$P'wf = Pr - (Pr - Pwf)EF$$

Luego aplicando la expresión de Vogel, se obtiene:

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

Donde $q_{O,max}$ @ $EF = 1$, y con esta ecuación graficar la IPR.

A continuación se presentan las curvas IPR realizadas para cada pozo seleccionado. En cada grafica adjunta se encuentran los datos principales necesarios para la realización de la curva efectuada en Excel mediante el método combinado de Vogel y Darcy.

Datos:		
Pr:	3800	PSI
Pwf:	1002	PSI
Pb:	725	PSI
Qo:	90	BPPD
Qw:	34	BPD
Qf:	124	BAPD

Resultados Petróleo:		
J (IPR):	0,03	BPPD/PSI
Qb:	98,9	BPPD
Qv:	13,0	BPPD
Qmax:	111,9	BPPD

Resultados Aguas:		
J (IPR):	0,01	BPPD/PSI
Qb:	37,4	BPPD
Qv:	4,9	BPPD
Qmax:	42,3	BPPD

Resultados Fluido:		
J (IPR):	0,04	BPPD/PSI
Qb:	136,3	BPPD
Qv:	17,9	BPPD
Qmax:	154,1	BPPD

BSW:	27,4	%
------	------	---

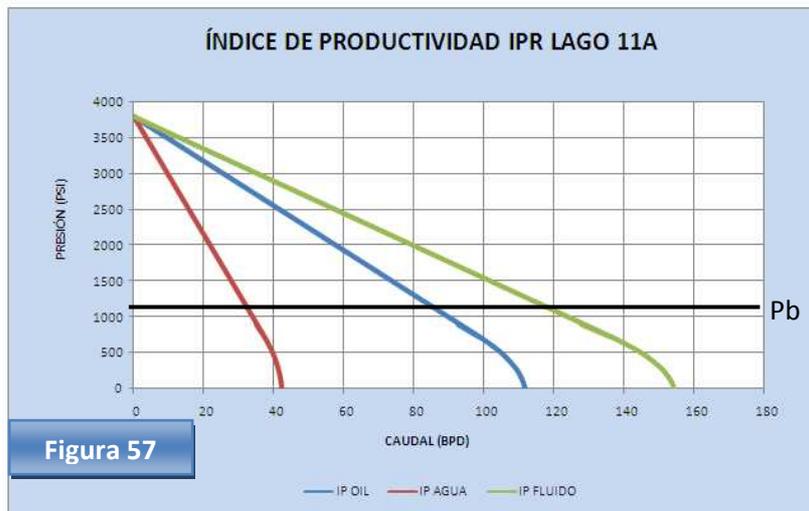


Figura 57

Elaborado por: Adrián Rivera y Yadira Rivas
Fuente: EP-PETROECUADOR

Este pozo produce sobre el punto de burbuja. La disminución de Pr (presión del reservorio) tiene una leve declinación debido al mecanismo de empuje considerado como empuje de agua de fondo.

Datos:		
Pr:	4000	PSI
Pwf:	1780	PSI
Pb:	725	PSI
Qo:	106	BPPD
Qw:	140	BPD
Qf:	246	BAPD

Resultados Petróleo:		
J (IPR):	0,05	BPPD/PSI
Qb:	156,4	BPPD
Qv:	19,2	BPPD
Qmax:	175,6	BPPD

Resultados Agua:		
J (IPR):	0,06	BPPD/PSI
Qb:	206,5	BPPD
Qv:	25,4	BPPD
Qmax:	231,9	BPPD

Resultados Fluido:		
J (IPR):	0,11	BPPD/PSI
Qb:	362,9	BPPD
Qv:	44,6	BPPD
Qmax:	407,5	BPPD

BSW:	56,9	%
------	------	---

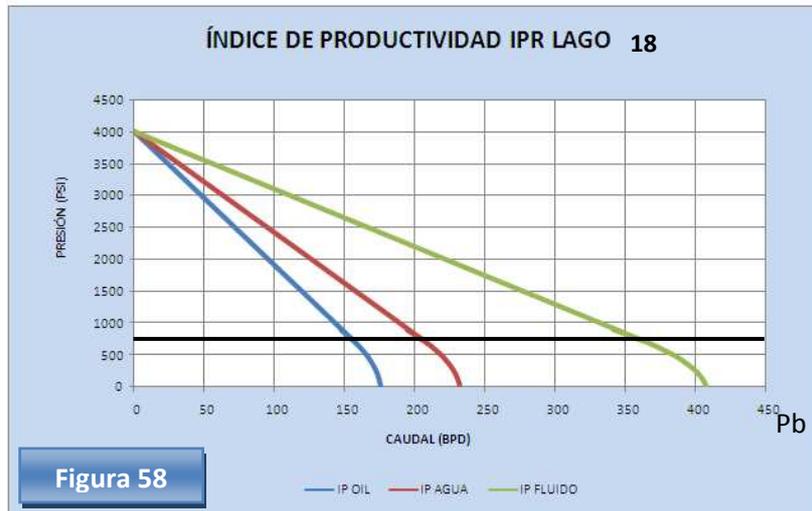


Figura 58

Elaborado por: Adrián Rivera y Yadira Rivas
Fuente: EP-PETROECUADOR

El pozo produce sobre el punto de burbuja, con un Pwf de 1.780 PSI. El Pr permanece alto en este pozo teniendo una leve declinación con el paso del tiempo debido al mecanismo de empuje de agua de fondo.

Datos:		
Pr:	3280	PSI
Pwf:	1338	PSI
Pb:	699	PSI
Qo:	60	BPPD
Qw:	7	BPD
Qf:	67	BAPD

Resultados Petróleo:		
J (IPR):	0,03	BPPD/PSI
Qb:	79,7	BPPD
Qv:	12,0	BPPD
Qmax:	91,7	BPPD

Resultados Agua:		
J (IPR):	0,00	BPPD/PSI
Qb:	9,3	BPPD
Qv:	1,4	BPPD
Qmax:	10,7	BPPD

Resultados Fluido:		
J (IPR):	0,03	BPPD/PSI
Qb:	89,0	BPPD
Qv:	13,4	BPPD
Qmax:	102,4	BPPD

BSW:	10,4	%
------	------	---

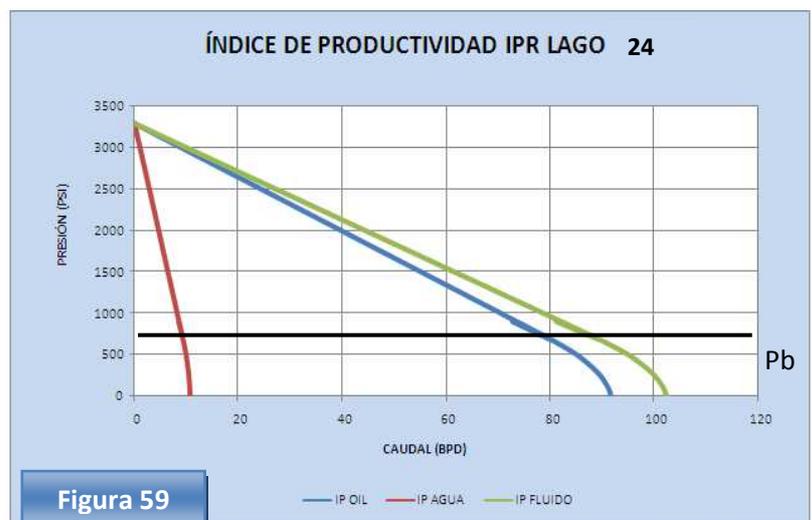


Figura 59

Elaborado por: Adrián Rivera y Yadira Rivas
Fuente: EP-PETROECUADOR

Se evidencia que el pozo produce sobre el punto de burbuja. El mecanismo de empuje de este pozo es gas en solución con entrada parcial de agua por lo que tienen un alto valor de Pr. El gasto en barriles para tubería de 3 ½ y 2 7/8 es el mismo, por lo tanto es recomendable una tubería de 2 7/8 para ahorrar costos.

Datos:		
Pr:	1898	PSI
Pwf:	410	PSI
Pb:	699	PSI
Qo:	46	BPPD
Qw:	12	BPD
Qf:	58	BAPD
Resultados Petróleo:		
J (IPR):	0,03	BPPD/PSI
Qb:	38,4	BPPD
Qv:	12,4	BPPD
Qmax:	50,9	BPPD
Resultados Agua:		
J (IPR):	0,01	BPPD/PSI
Qb:	10,0	BPPD
Qv:	3,2	BPPD
Qmax:	13,3	BPPD
Resultados Fluido:		
J (IPR):	0,04	BPPD/PSI
Qb:	48,5	BPPD
Qv:	15,7	BPPD
Qmax:	64,2	BPPD
BSW:	20,7	%

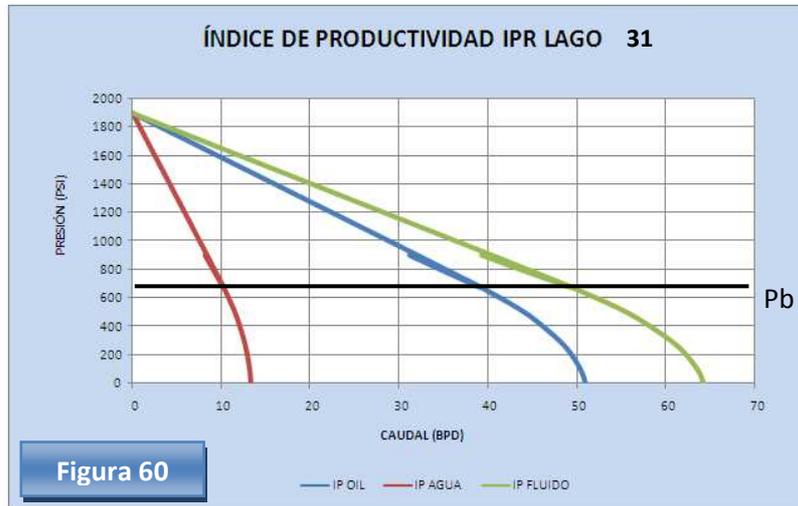


Figura 60

Elaborado por: Adrián Rivera y Yadira Rivas
Fuente: EP-PETROECUADOR

Se evidencia que el pozo produce bajo el punto de burbuja. El mecanismo de empuje de éste pozo es gas en solución. El valor de Pr se considera relativamente bajo. El gasto en barriles para tubería de 3 ½ y 2 7/8 es el mismo, considerando implementar la de 2 7/8 para ahorrar costos.

Datos:		
Pr:	1650	PSI
Pwf:	341	PSI
Pb:	699	PSI
Qo:	96	BPPD
Qw:	78	BPD
Qf:	174	BAPD
Resultados Petróleo:		
J (IPR):	0,08	BPPD/PSI
Qb:	74,4	BPPD
Qv:	30,4	BPPD
Qmax:	104,7	BPPD
Resultados Agua:		
J (IPR):	0,06	BPPD/PSI
Qb:	60,4	BPPD
Qv:	24,7	BPPD
Qmax:	85,1	BPPD
Resultados Fluido:		
J (IPR):	0,14	BPPD/PSI
Qb:	134,8	BPPD
Qv:	55,0	BPPD
Qmax:	189,9	BPPD
BSW:	44,8	%

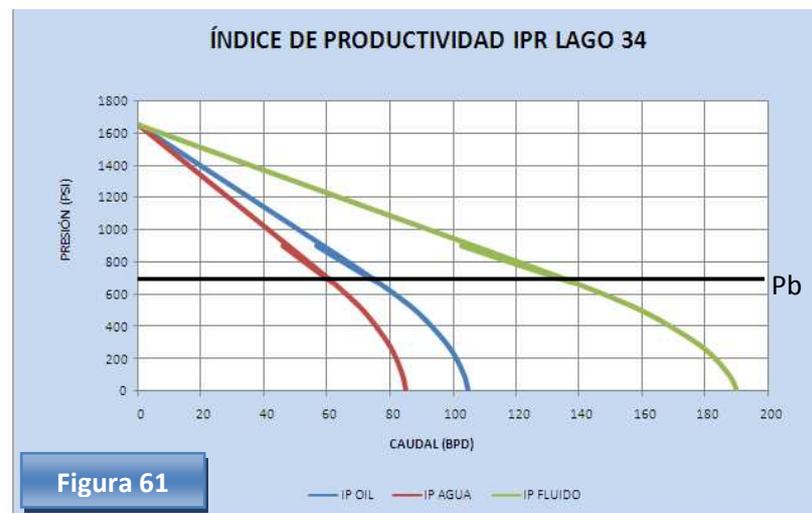


Figura 61

Elaborado por: Adrián Rivera y Yadira Rivas
Fuente: EP-PETROECUADOR

El pozo produce bajo el punto de burbuja, con un P_{wf} de 1.650 PSI para el reservorio Us a una tasa de 80 Bbpd. El P_r es considerado bajo, con una rápida declinación debido al mecanismo de empuje de gas en solución que posee.

Datos:		
P_r :	1960	PSI
P_{wf} :	157	PSI
P_b :	699	PSI
Q_o :	95	BPPD
Q_w :	10	BPD
Q_f :	105	BAPD

Resultados Petróleo:		
J (IPR):	0,06	BPPD/PSI
Q_b :	74,1	BPPD
Q_v :	22,8	BPPD
Q_{max} :	96,9	BPPD

Resultados Agua:		
J (IPR):	0,01	BPPD/PSI
Q_b :	7,8	BPPD
Q_v :	2,4	BPPD
Q_{max} :	10,2	BPPD

Resultados Fluido:		
J (IPR):	0,06	BPPD/PSI
Q_b :	81,9	BPPD
Q_v :	25,2	BPPD
Q_{max} :	107,2	BPPD

BSW:	9,5	%
------	-----	---

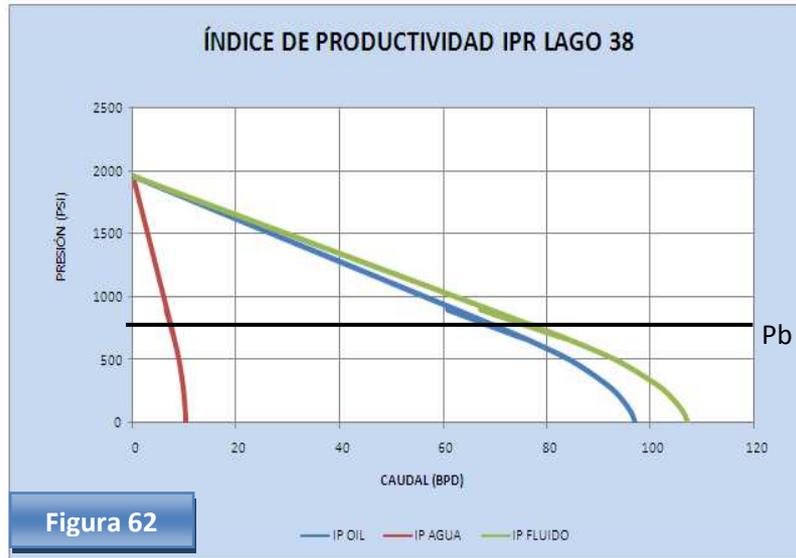


Figura 62

Elaborado por: Adrián Rivera y Yadira Rivas
Fuente: EP-PETROECUADOR

El pozo produce bajo el punto de burbuja, con un P_{wf} de 1.960 PSI para el reservorio U a una tasa de 96 Bbpd. El P_r y P_{wf} son bajos, con una rápida declinación de presión debido al mecanismo de empuje de gas en solución.

Datos:		
P_r :	2830	PSI
P_{wf} :	1986	PSI
P_b :	725	PSI
Q_o :	153	BPPD
Q_w :	260	BPD
Q_f :	413	BAPD

Resultados Petróleo:		
J (IPR):	0,18	BPPD/PSI
Q_b :	381,6	BPPD
Q_v :	73,0	BPPD
Q_{max} :	454,6	BPPD

Resultados Agua:		
J (IPR):	0,31	BPPD/PSI
Q_b :	648,5	BPPD
Q_v :	124,1	BPPD
Q_{max} :	772,5	BPPD

Resultados Fluido:		
J (IPR):	0,49	BPPD/PSI
Q_b :	1030,1	BPPD
Q_v :	197,1	BPPD
Q_{max} :	1227,1	BPPD

BSW:	63,0	%
------	------	---

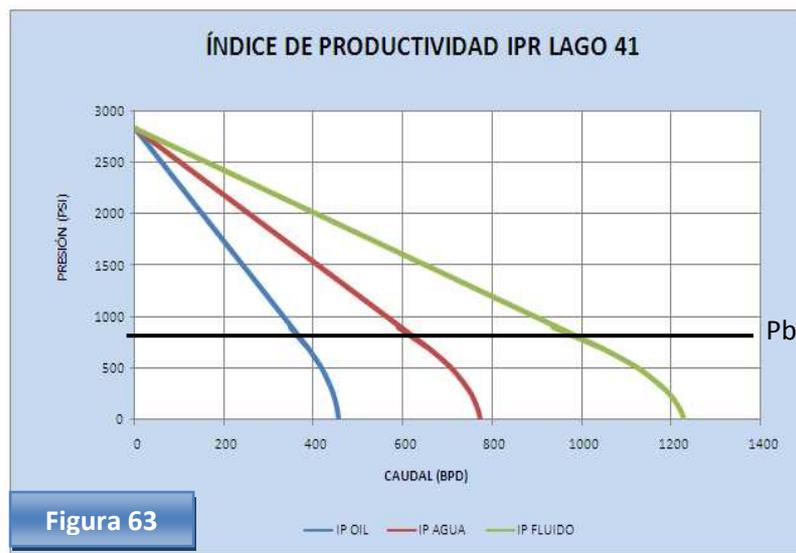
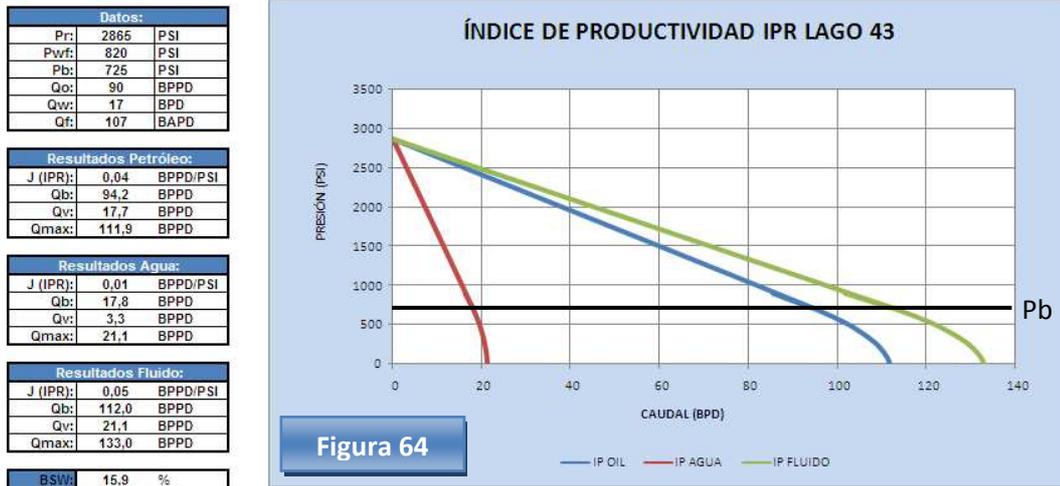


Figura 63

Elaborado por: Adrián Rivera y Yadira Rivas
Fuente: EP-PETROECUADOR

El pozo produce sobre el punto de burbuja, con un Pwf de 2.830 PSI para el Hs. El Pr es relativamente alto, esto debido a que su mecanismo de empuje de gas en solución con entrada parcial de agua.



Elaborado por: Adrián Rivera y Yadira Rivas
Fuente: EP-PETROECUADOR

El pozo produce sobre el punto de burbuja, con un Pwf de 2.865 PSI para el reservorio Hs a una tasa de 90 Bbpd. El Pr es considerable aunque el Pwf no, la declinación de presión es mínima de acuerdo al historial de declinación de presiones por el mecanismo de empuje de agua de fondo.

TABLA 25: ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS POZOS SELECCIONADOS					
DATOS GENERALES			BOMBEO HIDRÁULICO	BOMBEO MECÁNICO	
POZO	MECANISMO DE EMPUJE	PRODUCCIÓN	TUBING ACTUAL	TUBING RECOMENDADO	OBSERVACIÓN
11A	EMPUJE DE AGUA DE FONDO	125	3 1/2	3 1/2	SE MANTIENE PRODUCCIÓN. OPTIMIZAN COSTOS
18	EMPUJE DE AGUA DE FONDO	246	3 1/2	3 1/2	SE MANTIENE PRODUCCIÓN. OPTIMIZAN COSTOS
24	GAS EN SOLUCIÓN	67	3 1/2	2 7/8	SE RECOMIENDA TUBERIA DE 2 7/8 PARA OPTIMIZAR COSTOS
31	GAS EN SOLUCIÓN	58	3 1/2	2 7/8	SE RECOMIENDA TUBERIA DE 2 7/8 PARA OPTIMIZAR COSTOS
34	GAS EN SOLUCIÓN	234	3 1/2	3 1/2	SE MANTIENE PRODUCCIÓN. OPTIMIZAN COSTOS
38	GAS EN SOLUCIÓN	105	3 1/2	3 1/2	SE MANTIENE PRODUCCIÓN. OPTIMIZAN COSTOS
41	GAS EN SOLUCIÓN CON ENTRADA PARCIAL DE AGUA	413	3 1/2	3 1/2	SE MANTIENE PRODUCCIÓN. OPTIMIZAN COSTOS
43	EMPUJE DE AGUA DE FONDO	107	3 1/2	3 1/2	SE MANTIENE PRODUCCIÓN. OPTIMIZAN COSTOS

Elaborado por: Adrián Rivera y Yadira Rivas
Fuente: EP-PETROECUADOR

El resumen técnico se presenta en la tabla 25 que recoge los datos más importantes de las imágenes anteriormente mostradas de las curvas IPR.

5.2 Análisis de restauración de presiones

La prueba de restauración de presión es una prueba utilizada para determinar la presión en el estado transitorio. Básicamente, la prueba es realizada por un pozo productor a tasa constante por cierto tiempo, cerrando el pozo (usualmente en la superficie) permitiendo que la presión se restaure en el pozo, y recordando que la presión (usualmente hoyo a bajo) en el pozo es una función del tiempo. A partir de esta data, 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.

Para el análisis y evaluación de la data del campo se procedió a obtener la información del programa denominado AS-400 y también de las carpetas de cada pozo del campo obtenidas del archivo técnico de EP PETROECUADOR o de FILES.

En ciertos casos las pruebas estaban mal tomadas o no existían los datos necesarios para un análisis, por tal motivo se puso más énfasis en la información de la última prueba realizada a la formación productora.

La información de cada prueba de Build Up de cada pozo seleccionado en este estudio se encuentra en la tabla 22 en donde se realizó un historial de presiones.

Los datos principales que se encuentran en esta tabla son la zona productora, fecha en que se tomó el Build Up, la producción de fluidos, gravedad API, presiones de reservorio y de fondo fluyente, tanto a la profundidad de la bomba como de las medias perforadas. El índice de productividad actual e ideal, el daño de formación así como también el diferencial de presión causado por dicho daño.

Existe información de trabajos de estimulaciones realizadas para todos los pozos seleccionados lo cual incide directamente en la producción.

5.3 Cálculo para el análisis del bombeo mecánico

Se analiza el sistema de levantamiento mediante bombeo mecánico, ya que es un método flexible y económico para producir los caudales que se encuentra actualmente produciendo en el campo Lago Agrio.

Actualmente el bombeo mecánico venció las limitantes de la profundidad, mediante la optimización de los diseños y la utilización de varillas tipo NO API, siendo mucho más resistentes a la tensión.

El diseño para el sistema de bombeo por varillas envuelve cálculos complejos de la relación dinámica entre tasa de producción y la tensión en varios puntos del sistema.

Los métodos API RP-11L, Método API modificado, método de la ecuación de onda, y cálculo de tensión en las varillas, son métodos utilizados para el diseño de bombeo mecánico. Los cálculos realizados en este proyecto son basados en la norma API RP 11L.

La norma estándar para el diseño de bombeo mecánico es la **Norma API RP 11L**. Éste método involucra correlaciones con variables adimensionales para la optimización de los parámetros de diseño. Existen varios programas computacionales basados en la Norma API RP11L, y mejorados utilizando la ecuación de la onda. Estos programas son fáciles de manejar, rápidos y precisos. Entre ellos tenemos al Rodstar, QRod, Accupump, SRP Calculator, entre otros. Entre las asunciones incorporadas dentro de la Norma API RP 11L tenemos que:

- Se aplica para unidades de bombeo convencionales.
- La unidad de bombeo emplea un motor primario de desplazamiento medio.
- Las sartas de varillas de acero, disminuyen su diámetro con la profundidad.
- Fricción despreciable en la caja reductora y en la bomba.
- La bomba completamente llena de fluido (sin gas, sin golpeteo de fluido).
- Tubería anclada.
- Unidad balanceada.

Los cálculos a realizarse son los siguientes:

Determinación de la gravedad específica del fluido

$$\gamma_{fluido} = (f_{oil} * \gamma_{oil}) + (f_{agua} * \gamma_{agua})$$

Desplazamiento de la bomba

El desplazamiento de la bomba depende principalmente de la velocidad de bombeo, profundidad y diámetro del pistón, además de la profundidad. Su ecuación es:

$$PD = 0.1166 * Sp * N * Dp^2 * Ep$$

Donde:

PD: Desplazamiento de la bomba con una eficiencia volumétrica de 100%, bfpd.

Sp: Longitud de la carrera en superficie, pulg.

N: Velocidad de bombeo, spm.

Dp: Diámetro del pistón, pulg.

Ep: Eficiencia volumétrica de la bomba (≤ 1).

Velocidad de bombeo adimensional

$$N/No = NL / 245000$$

Donde:

N/No: Relación de la velocidad de bombeo a la frecuencia natural de la sarta de varillas lisas (un solo diámetro).

N: Velocidad de bombeo, spm.

L: Profundidad de asentamiento de la bomba.

Velocidad de bombeo adimensional – corregida

$$N/No' = N / (No * Fc)$$

Donde:

N/No': Relación de la velocidad de bombeo a la frecuencia natural de la sarta de varillas ahusada (diferentes diámetros).

Fc: Frecuencia natural de la varilla. Ver anexo 9.

Carga del fluido sobre las varillas

$$\mathbf{FO = 0.34 * \gamma_{fluido} * DP^2 * L}$$

Donde:

Fo: Carga de fluidos sobre las varillas.

γ_{fluido} : Gravedad específica del fluido.

Cálculo de estiramiento de varillas adimensional

$$\mathbf{Fo/S.kr = (Fo * Er * L) / Sp}$$

Donde:

Fo/S.kr: Estiramiento de varillas adimensional.

Kj: Constante de elasticidad de las varillas. Ver anexo 9.

Para evitar una carrera alta o una carrera baja, debemos tomar en cuenta lo siguiente:

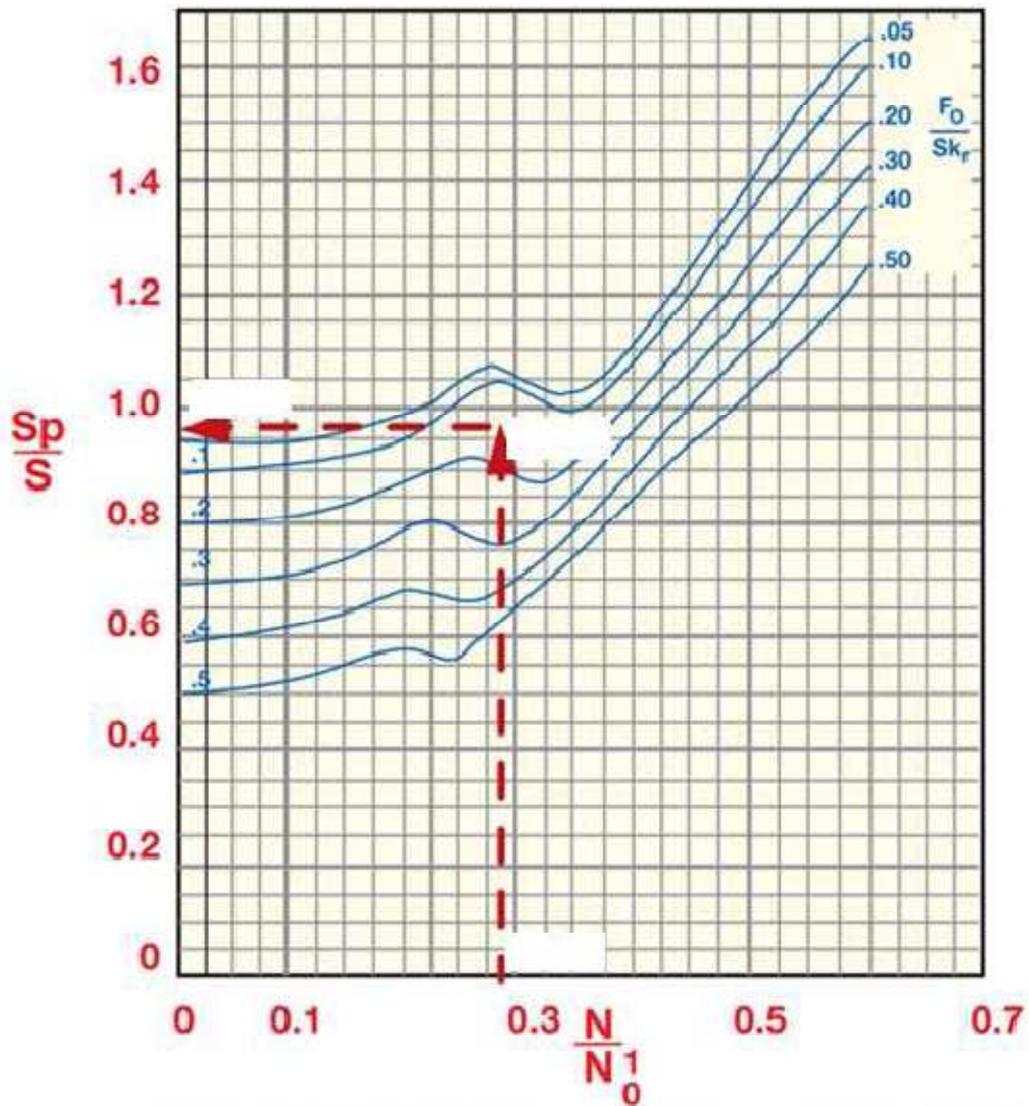
$$\mathbf{N/No' < 0.35 \quad y \quad Fo/S.kr < 0.5}$$

Con cuyos datos ingresamos a la figura 65 y obtenemos **Sp/S** y así también podemos obtener Sp con la siguiente fórmula:

$$\mathbf{Sp = (Sp/S) * S}$$

Sp es la longitud de la embolada de la bomba y S la longitud de la embolada de la barra pulida.

Figura 65: CORRELACIÓN PARA CORREGIR LA CARRERA DEL PISTÓN



Fuente: NORMA API RP 11L

Un valor de $\frac{Sp}{S} < 1$, indica un viaje menor en la bomba debido a la elongación de las varillas. En cambio $\frac{Sp}{S} > 1$, indica un sobre viaje en la bomba. Así calculamos Pd.

$$Pd = 0.1166 * Sp * N * D^2 * Ep$$

Carga máxima en la barra pulida – PPRL

$$PPRL = W_{rf} + F1$$

Donde:

PPRL: Carga máxima en la barra pulida, lbs.

W_{rf} : Peso de las varillas en fluido, lbs.

$$W_{rf} = W_{rt} [1 - (0.128 * \gamma_{fluido})]$$

$$W_{rt} = W_r * L$$

Donde:

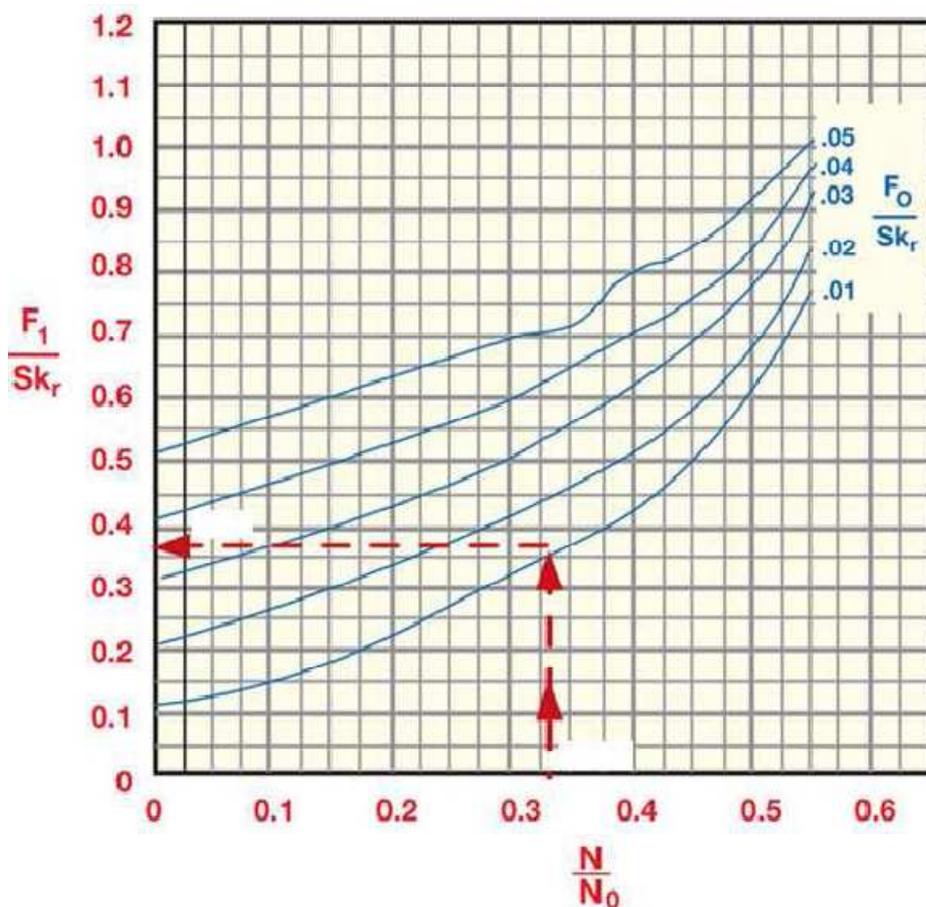
W_{rt} : Peso de las varillas en el aire, lbs

W_r : Peso de las varillas por pie, lbs/pie

F1: Factor de carga máximo sobre la barra pulida.

Para obtener $F_1/S.K_r$ ingresamos a la figura 66 con los datos N/N_0 y $F_0/S.K_r$

Figura 66: CORRELACIÓN PARA CALCULAR LA CARGA MÁXIMA SOBRE LA BARRA PULIDA



Fuente: NORMA API RP 11

$$1/Kr = Er * L$$

Kr: Constante de elasticidad de la sarta de varillas

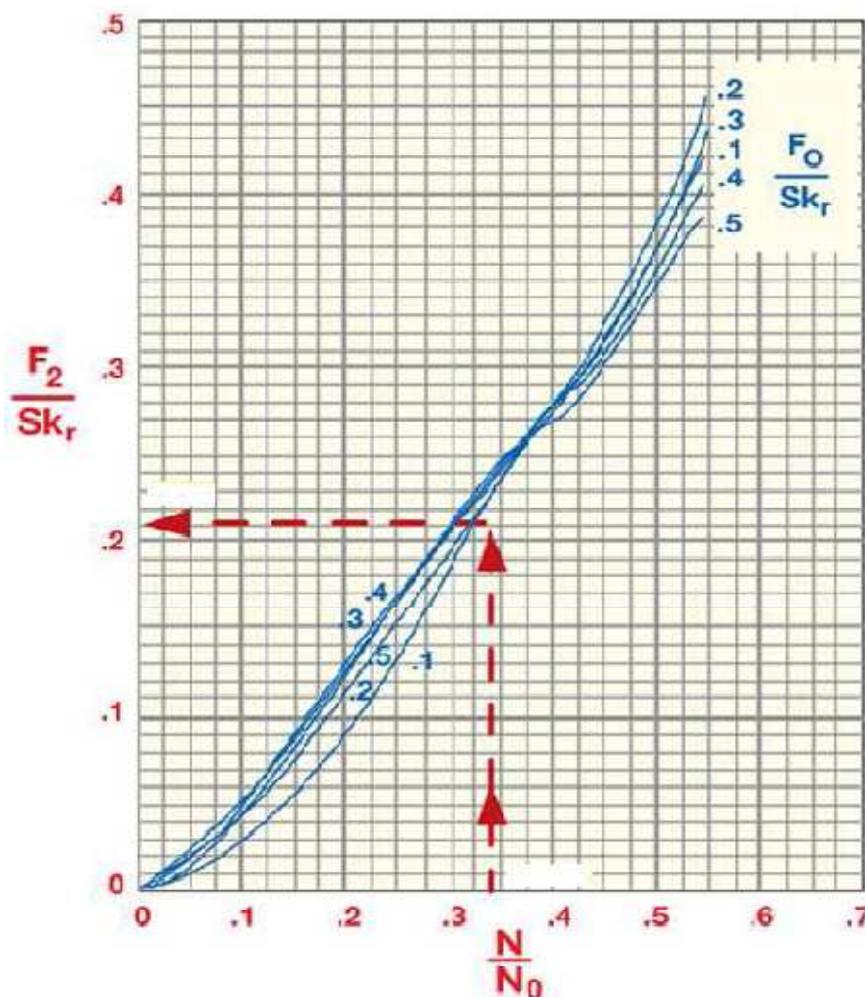
$$S.Kr = S / (1/Kr)$$

S.kr: es la carga necesaria para alargar la sarta de varillas a una cantidad igual a la longitud de la barra pulida.

Mínima carga sobre la barra pulida – MPRL

Para obtener $F_2/S.Kr$ ingresamos a la Figura 67. Con los datos de N/N_0 y $F_0/S.Kr$. F_2 es el factor mínimo de carga sobre la barra pulida.

Figura 67: CORRELACIÓN PARA CALCULAR LA CARGA MÍNIMA SOBRE LA BARRA PULIDA



Fuente: NORMA API RP 11L

$$MPRL = W_{rf} - [(F2/S.Kr) * S.Kr]$$

Selección de contrapesos

a) Cálculo de Valor Medio

$$\text{Valor medio} = W_{rf} + 0.5fo$$

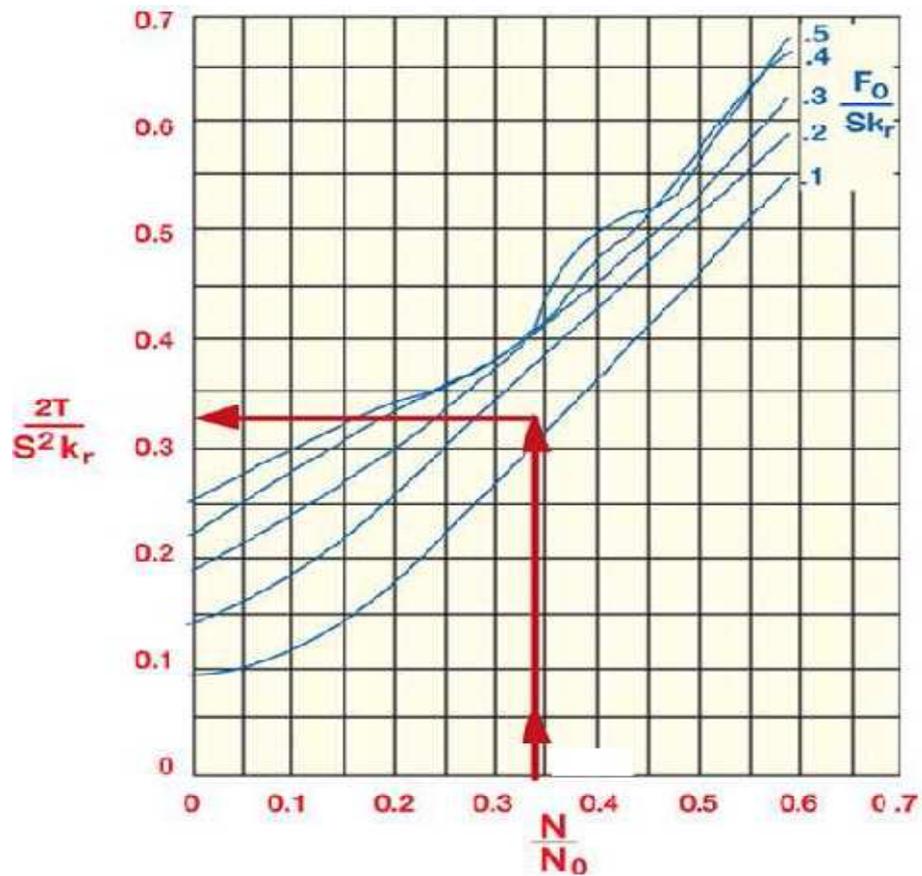
b) Efecto de Contrabalance - CBE

$$CBE = 1.06 (W_{rf} + 0.5fo)$$

Torque máximo

$$PT = (2T/S^2.Kr) * S.Kr * S/2 * Ta$$

Figura 68 CORRELACIÓN PARA CALCULAR EL TORQUE MÁXIMO



Fuente: NORMA API RP 11L

Para determinar el valor de τ ingresamos en la Figura 68 con el valor de N/N_0 y $F_0/S.K_r$.

Para determinar T_a , necesitamos conocer la relación $W_{rf}/S.K_r$ si la relación es:

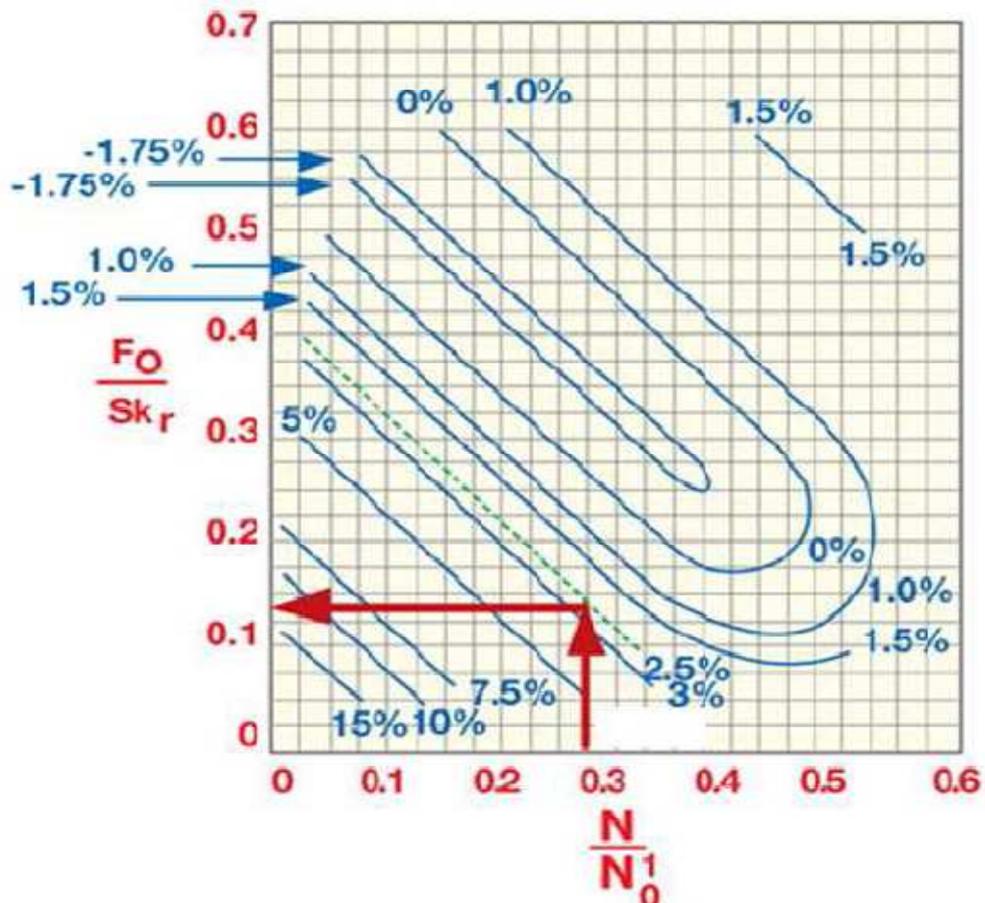
$$W_{rf}/S.K_r = 0.3; T_a=1$$

$W_{rf}/S.K_r \neq 0.3$; T_a se determina de la figura 69, ingresando con N/N_0 y $F_0/S.K_r$. De esta manera hallamos un porcentaje x que nos sirve para corregir el valor de T_a con la formula:

$$T_a = 1 + (\pm x\%) * [(W_{rf}/S.K_r)-0.3]/10]$$

T_a es el factor de corrección de torque.

Figura 69: CORRELACIÓN PARA LA CORRECCIÓN DEL TORQUE MÁXIMO

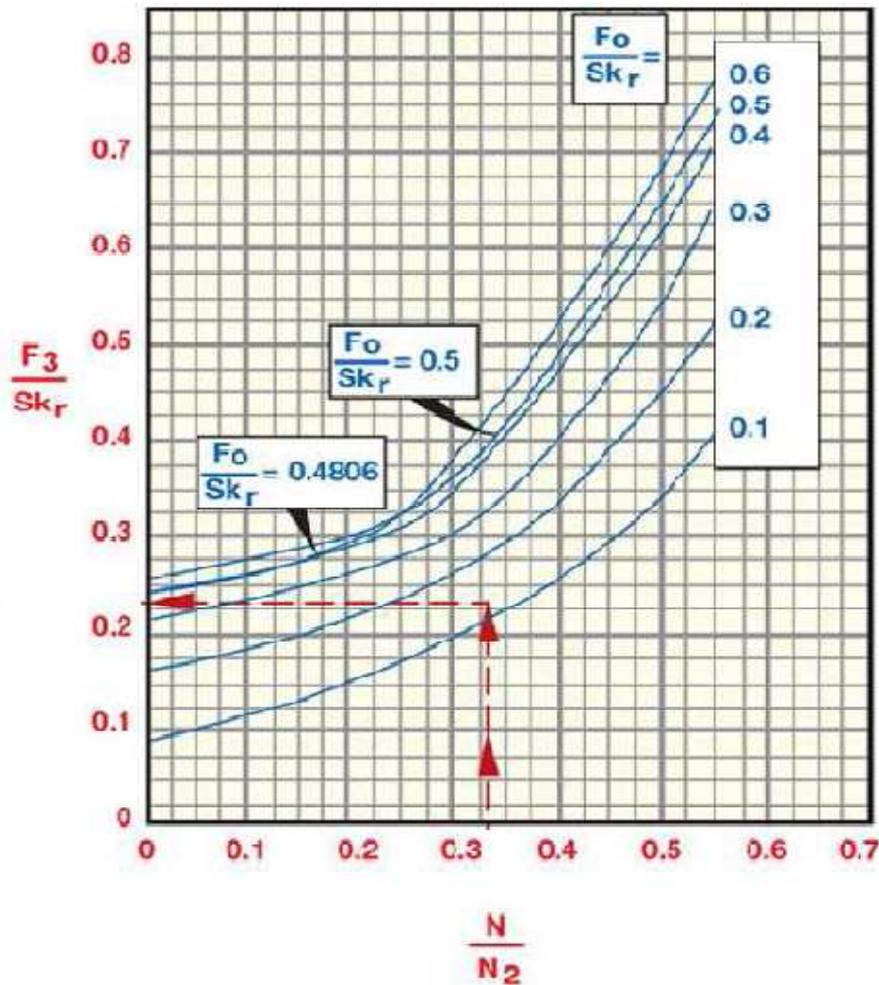


Fuente: NORMA API RP 11L

Potencia en la barra pulida

Para determinar la potencia en la barra pulida primero determinamos $F_3/S.K_r$ con los valores de N/N_0 y $F_0/S.K_r$ de la figura 70.

Figura 70: CORRELACIÓN PARA DETERMINAR LA POTENCIA EN LA BARRA PULIDA



Fuente: NORMA API RP 11L

F_3 es el factor del torque máximo.

$$PRHP = (F_3/S.K_r) * S. K_r * SN * 2.53 \times 10^{-6}$$

Conociendo el PRHP, podemos calcular la potencia para el fabricante HP_{np} que es la potencia mínima requerida para arrancar la unidad.

$$HP_{np} = PRHP * CLF / E_{SUP}$$

$$E_{SUP} = \text{Eficiencia Mecánica} * \text{Eficiencia Del Motor}$$

Donde:

CLF: Factor de carga cíclica (dada por el fabricante del motor)

E_{SUP} : Eficiencia en superficie de la unidad de bombeo.

La eficiencia mecánica esta en un rango entre 70-90% y la del motor está dada por el fabricante.

Entonces determinamos la unidad de bombeo mecánico de los catálogos de los fabricantes: En base al torque máximo (PT), carga máxima (PPRL), longitud de carrera del pistón (Sp) y HP_{np} .

Existen diferentes formas de calcular los HP_{np} pero depende del fabricante.

5.4 Condiciones para selección

Para una buena selección del equipo a utilizar es necesario conocer datos que soporten la decisión, entre estos datos podemos citar: la tasa de producción esperada, las cargas a soportar por las cabillas, las cargas en la caja de engranajes de la unidad de bombeo, costos de energía, aporte del yacimiento, etc.

La **bomba de subsuelo** es el primer elemento que se debe considerar al diseñar una instalación de bombeo mecánico para un pozo, ya que de acuerdo al tipo, tamaño y ubicación, se dimensiona el resto de los componentes del sistema.

Según J.D. Clegg en una investigación titulada “High-Rate Artificial Lift” en donde se observa los caudales manejados por bombeo mecánico en función de la profundidad, la **cantidad de fluido** manejado es inversamente proporcional a la profundidad.

Los **sólidos** pueden generar efectos indeseables en la bomba, llegando al punto de paralizar el movimiento del pistón en el barril y a su vez crear incrementos de

esfuerzos en cabillas y en la unidad de bombeo. Esto es debido a que la bomba de subsuelo es un conjunto de componentes metálicos en movimiento con un ajuste específico.

La **sarta de cabillas** es el medio de transporte de la energía desde el equipo de superficie hacia la bomba de subsuelo. Por supuesto, esta transmisión de energía está influenciada por el comportamiento de la sarta, que a su vez depende de la **profundidad**.

De manera sencilla podemos representar la sarta de cabillas como un elemento de alta esbeltez, siendo la esbeltez la relación que existe entre la longitud del elemento y el ancho de su sección transversal, es decir, la longitud de la sarta de cabilla es mucho mayor que su diámetro.

Esto hace que la sarta de cabillas se comporte como un cuerpo flexible y su movimiento este influenciado por la inercia que se genera a partir del movimiento transmitido desde la unidad de bombeo. En este sentido el sistema de bombeo mecánico es sensible a la profundidad, y se debe tomar en cuenta al momento de diseñar.

A medida que aumenta la profundidad los costos se incrementan, eso debido a que se tiene una sarta más larga y a su vez se requieren de unidades de bombeo de mayor capacidad para poder manejar una sarta de mayor peso, longitud y mayor demanda hidráulica. Por consiguiente a medida que se tiene una profundidad mayor la carrera efectiva de la bomba de subsuelo se reduce, debido a la elongación de la sarta de cabillas y de la tubería (si ésta no está anclada), por lo tanto pierde parte del movimiento efectivo de la unidad de bombeo al convertirse este en elongación a lo largo de la sarta.

Factores como **cargas en las cabillas** y en la **caja de engranaje** darán dimensión al equipo de superficie y a la sarta de cabilla. Los mismos son calculados a partir del potencial del pozo, la cantidad de flujo manejado y el diámetro de la bomba.

Cuando se realiza un diseño en levantamiento artificial es importante tomar en cuenta cual debe ser la prioridad de diseño, es decir, si se requiere una configuración para la máxima producción de fluidos, o si se necesita una configuración con el óptimo consumo de energía. Básicamente se tiene un compromiso entre eficiencia, carga en la cabilla y el tamaño de la unidad de bombeo.

5.5 Instalaciones en superficie

Luego de haber diseñado y seleccionado el sistema de bombeo mecánico viene el trabajo de instalación del equipo tanto de superficie así como también de cambio de completación de fondo, para lo cual hay que verificar que todos los accesorios del sistema se encuentren en la locación.

Tabla 26: ACCESORIOS DE INSTALACIÓN EN SUPERFICIE DEL BM

INSTALACIONES EN SUPERFICIE	
UNIDAD CONVENCIONAL	1) MOTOR ELECTRICO
	2) CAJA REDUCTORA
	3) UNIDAD DE BOMBEO
	4) BARRA PULIDA
	5) CAJA PRENSA ESTOPAS
	6) CABEZAL DE BOMBEO
	7) LINEAS DE FLUJO
UNIDAD ROTAFLEX	1) REDUCTOR API
	2) CORONA SUPERIOR
	3) CORONA MOTRIZ
	4) CADENA
	5) CARRO INVERSOR
	6) CAJA CONTRAPESO
	7) BANDA FLEXIBLE

Elaborado por: Adrián Rivera y Yadira Rivas
Fuente: EP PETROECUADOR

5.6 Características del hidrocarburo

Las características más importantes consideradas para un buen diseño y selección de equipos de bombeo mecánico se muestran en la tabla 27.

Tabla 27: CARACTERÍSTICAS DEL HIDROCARBURO DE LOS POZOS SELECCIONADOS

POZO	ARENA	VISCOSIDAD	SALINIDAD PPM	% AZUFRE PPM
LAG-11A	H	2.196	4.300	0.30
LAG-18	H	2.236	7.020	0.41
LAG-24	UI	2.326	6.991	0.60
LAG-31	U	2.375	4.387	0.59
LAG-34	US+TI	2.302	5.866	0.78
LAG-38	U	2.384	4.250	0.80
LAG-41	HS	2.222	8.624	0.35
LAG-43	HS	2.299	8.750	0.37

Elaborado por: Adrián Rivera y Yadira Rivas
Fuente: EP PETROECUADOR

5.7 Simulación en software

El software RODSTAR para Windows es un potente y fácil simulador para sistema de bombeo mecánico y sus diseños de herramientas. Con RODSTAR se puede diseñar la barra nueva de bombeo, instalaciones o realizar cambios en los sistemas de varillas de bombeo existentes. Se trata de una herramienta que puede utilizar para comparar las unidades de bombeo, los tamaños del émbolo, varillas, los tipos de motor, etc. Se puede evaluar el efecto de llenado de la bomba, el nivel de líquido, o una unidad de desbalance. También, puede estudiar el efecto de la variación de velocidad del motor, fricción en la caja reductora, etc., así como también permite combinar sofisticados sistemas de varilla de bombeo, con los datos de rendimiento para las capacidades de flujo de entrada aún más poderosos.

RODSTAR es muy fácil de usar, flexible, adaptable y rápido. Con un solo clic del ratón se puede acceder a cualquier pantalla de entrada en cualquier momento.

RODSTAR contiene datos de todas las bombas comunes, tamaños de varillas, los grados de las varillas, unidades de bombeo, tamaños de tubos, etc. Además, "sabe" cuando se necesita delgado agujero de acoplamiento o una bomba de pared delgada, la máxima velocidad de bombeo recomendada para cualquier diseño de sistema, etc. RODSTAR tiene muchas características avanzadas que le permiten predecir con exactitud el rendimiento del sistema para cualquier sistema de varillas. Puede simular pozos de cualquier profundidad. Al calcular la tensión mínima en la parte inferior de cada sección de varillas, RODSTAR muestra si las barras están en compresión o no.

A continuación se puede ver los pasos a seguir para realizar el diseño correspondiente para cada pozo mediante este software, para ello tomamos como ejemplo los datos del pozo Lago Agrio 18.

a) Ingreso de la información principal del pozo

Una vez dentro del programa aparece la primera ventana donde se escribe el nombre de la compañía, nombre del pozo, persona que realiza el diseño, fecha completa cuando se realiza el diseño, profundidad de la bomba, tiempo de trabajo del sistema, fricción en la prensa estopa, presión de tubería y casing, corte de agua, gravedad específica del agua. Gravedad API del crudo y su gravedad específica la cual puede ser ingresada manualmente como también puede ser calculada por el programa si así se lo desea.

Así mismo podemos ingresar las condiciones de trabajo de la bomba como son: bomba llena o parcialmente llena, si hay o no interferencia por gas y la eficiencia de la bomba.

Para este caso se considera o asume que el sistema trabaja las 24 horas del día, que tendría una fricción en la prensa estopa de 100 lbs., que la bomba tendría un

llenado completo y la eficiencia de la bomba para todos los casos es del 85 %. En cuanto a las presión se de tubing y casing se utilizan 20 y 10 psi respectivamente en todos los casos y una gravedad especifica del agua de 1.03. El resto de parámetros se los puede observar en la figura 71.

Figura 71

The screenshot shows the 'Well Information' dialog box in the RODSTAR-V 3.0 software. The dialog is divided into several sections:

- Company Information:** Company name: EP PETROEQUADOR, Well name: LAG 18, User name: YADIRA Y ADRIAN, Comment: (empty).
- Date:** jueves, 02 de febrero de 2012
- Pump Parameters:** Pump depth (ft): 9945, Run time (hrs/day): 24, Stuffing box friction (lbs): 100, Pump load adjustment (lbs): 0.
- Pump Condition:**
 - Full pump
 - Fluid pound
 - Gas interference
 - Calculate pump condition and fillage
- Efficiency and Fillage:** Pump efficiency (%): 85, Pump fillage (%): (empty).
- Pressures and Gravity:**
 - Tubing pressure (psi): 20
 - Casing pressure (psi): 10
 - Water cut (%): 57
 - Water specific gravity: 1
 - Oil gravity (API): 29
 - Fluid specific gravity: (empty)
- Calculate:** A checked checkbox labeled 'Calculate'.

b) Ingreso de la información de la producción

En esta ventana se ingresan datos como el nivel de fluido, presión a la entrada de la bomba, tasa de producción de fluido.

Figura 72

The screenshot shows the 'Production Information' dialog box in the RODSTAR-V 3.0 software. The dialog is divided into two main sections:

- Fluid Level and Intake Pressure:**
 - Enter fluid level: Fluid level (ft from surface): 9843
 - Enter pump intake pressure
 - Calculate pump intake pressure from target production and IPR data
- Production Rate:**
 - Enter pumping speed
 - Enter target production: Target production (BFPD): 246
 - Calculate production from inflow performance data
- IPR Data:** A button labeled 'IPR Data'.

c) Ingreso de otros datos de bomba y tubería

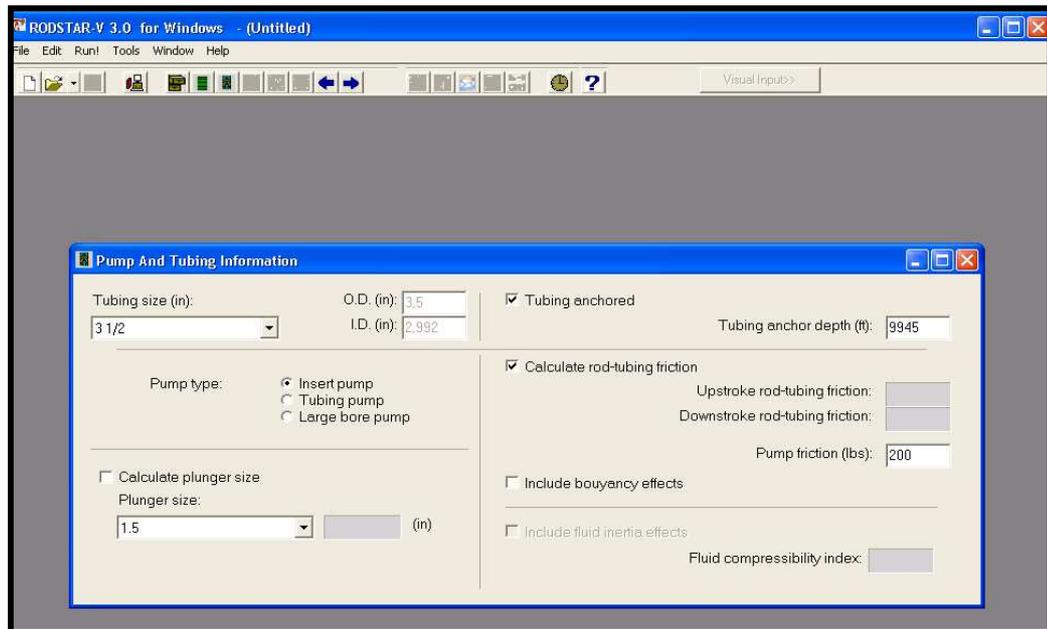
Se ingresan los datos de la tubería de producción que para todos los casos resulta de 3 ½". El programa automáticamente muestra los datos de OD e ID de la tubería ingresada. Se escoge el tipo de bomba que se desea instalar la cual puede ser tipo inserta o tipo tubería.

En cuanto al diámetro del pistón ésta puede ser elegida desplegando una lista de opciones o puede ser calculada por el programa.

En caso de que se ingrese manualmente el diámetro del pistón y no sea éste el correcto se le comunicara al usuario al momento de correr el programa para ver el diseño final.

Se puede sugerir que el análisis incluya efecto de boyantes.

Figura 73



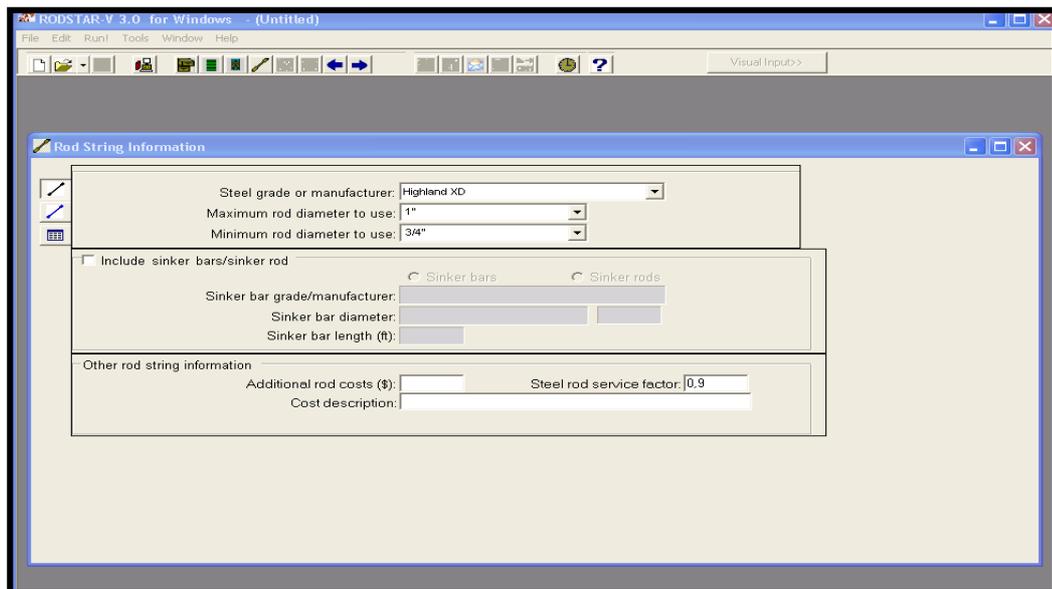
d) Ingreso de la sarta de varillas

En esta ventana se escoge el tipo de varillas a utilizarse, grado y diámetro de acuerdo a las características del pozo y del fluido y profundidad a manejarse. Este

es un parámetro bien importante al momento de seleccionar ya que escoger una varilla resistente a las condiciones de trabajo del pozo garantiza un ahorro en costos por mantenimiento.

Las varillas más resistentes NO API del mercado son las de tipo XD con características especiales para soportar fluidos abrasivos y alta fatiga. Estas varillas son las que se han escogido en todos los diseños para el cambio de sistema. El programa tiene la habilidad de sugerir también si es más conveniente un solo diámetro de varillas o de tipo telescópicas en cuyo caso inclusive se puede dar los porcentajes que se considere necesario a cada tipo con solo dar clic en los recuadros del lado izquierdo destinados para varias aplicaciones. Para el diseño ejemplo se considero varillas telescópicas #86.

Figura 74

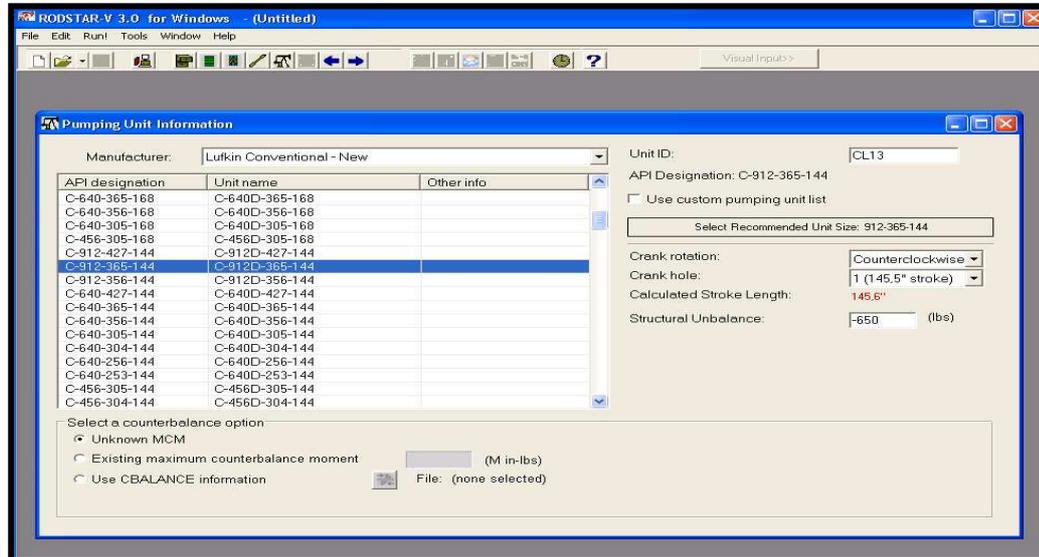


e) Ingreso de la unidad de superficie

El programa sugiere de acuerdo a los datos anteriormente ingresados el tipo de unidad de superficie que se requerirá, pero en caso de que esta no sea la adecuada al momento de correr el programa se puede escoger cualquier de otro tipo. Aquí se puede encontrar equipos con varias marcas a nivel mundial. Se muestra también aquí el contrabalancee necesario para hacer uso de la unidad. Para el caso se ha

escogido una unidad marca Lufkin convencional new que es la marca más utilizada en el oriente ecuatoriano cuya denominación API es C-912D-365-144.

Figura 75



f) Muestra del resultado, diseño.

Inmediatamente después de haber ingresado correctamente todos los datos siguiendo los pasos anteriormente descritos ya se puede hacer correr el programa dando clic en botón RUN ubicado en la superior de la ventana el mismo que está identificado con la imagen de una carta dinamométrica. El resultado para el ejemplo en mención se muestra en la **apéndice #4**.

5.7.1 Diseños de bombeo mecánico

Los resultados de los diseños de los pozos candidatos realizados en el software de producción se presentan el **apéndice #3**.

Los resultados obtenidos en el simulador se realizaron en base a la tabla 27 donde se presenta toda la data necesaria para pozo.

Tabla 28: DATOS DE POZOS NECESARIOS PARA SIMULACIÓN EN RODSTAR

DATOS MECÁNICOS						DATOS DE RESERVOIRIO					
# POZO	ID. TUBERÍA	Ø. TUBERÍA	PROFUNDIDAD PROMEDIO DE LOS PUNZADOS	PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE LA BOMBA	NIVEL DE FLUÍDO	PRESIÓN DE RESERVOIRIO (P _r)	PRESIÓN DE BOMBEO (P _b)	PRESIÓN FLUYENTE (P _{wf})	GRAD. API	BSW	PRODUCCIÓN ACTUAL
11	2,992	3,5	9964	9807	9763	3800	725	1002	28	27	125
18	2,992	3,5	9945	9879	9843	4000	725	1780	29	57	246
24	2,992	3,5	9569	9469	9446	3280	699	1338	29	10	67
31	2,992	3,5	9644	9544	9510	1898	699	410	29	21	58
34	2,992	3,5	9592	9492	9430	1650	699	341	29	45	174
38	2,992	0,35	9675	9617	9579	1960	699	157	29	9	106
41	2,992	3,5	10045	9922	9870	2830	725	1986	25	63	413
43	2,992	3,5	10046	9959	9899	2865	725	820	30	16	107

Elaborado por: Adrián Rivera y Yadira Rivas
Fuente: EP PETROECUADOR

De acuerdo con los datos de entrada y la información correspondiente suministrada en el software, se selecciono un equipo que cumple con los requerimientos de levantamiento y desplazamiento para cada pozo.

TABLA 29: DISEÑO BOMBEO MECÁNICO													
POZO		PRODUCCIÓN			UNIDAD	MOTOR			BOMBA			VARILLA	
NOMBRE	PROF. Ft.	BPPD	BFPD	°API	TIPO	CLASE	HP	SPM	TIPO	PARED	PISTÓN	TIPO	LONGITUD Ft.
LAGO 11A	10123	90	124	28	C	NEMA	40	8,7	INSERTA	GRUESA	6 X 1,25	TELESC XD	9807
LAGO 18	10160	106	246	29	C	NEMA	60	8,8	INSERTA	GRUESA	6 X 1,75	TELESC XD	9945
LAGO 24	10215	60	67	29	C	NEMA	25	8,2	INSERTA	GRUESA	6 X 1	VARILLA XD	1916
LAGO 31	10039	46	58	29	C	NEMA	20	7,7	INSERTA	GRUESA	6 X 1	VARILLA XD	9544
LAGO 34	10600	96	174	29	C	NEMA	50	9,1	INSERTA	GRUESA	6 X 1,5	TELESC XD	9492
LAGO 38	10254	95	105	29	C	NEMA	40	9,1	INSERTA	GRUESA	6 X 1,063	VARILLA XD	9617
LAGO 41	10176	153	413	25	R	NEMA	75	3,9	INSERTA	GRUESA	6 X 2	TELESC XD	9950
LAGO 43	10145	90	107	30	C	NEMA	40	9,3	INSERTA	GRUESA	6 X 1,063	TELESCXD	9959

C=CONVENCIONAL R=ROTAFLEX

El tiempo de trabajo es de 24 horas del día, las condiciones del llenado se asume del 100% y la eficiencia del motor del 85%.

La propuesta técnica-económica se detalla en el **apéndice # 5**.

CAPÍTULO VI
ANÁLISIS ECONÓMICO

6.1 Métodos de evaluación de proyectos

Los métodos de análisis para la evaluación de proyectos son diversos, entre los cuales se han considerado para este estudio los indicadores económicos más utilizados y flexibles para la evaluación de proyectos, los cuales son:

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

Para la evaluación se ha tomado como referencia el promedio del costo del barril de los meses de Enero y Febrero de 2012, así tenemos un valor de \$100.

Tabla 30: PRECIO DEL CRUDO NACIONAL DE LOS ÚLTIMOS MESES

FECHA	VALOR
Febrero-22-2012	105.93 USD
Febrero-21-2012	105.84 USD
Febrero-20-2012	103.24 USD
Febrero-17-2012	103.24 USD
Febrero-16-2012	102.31 USD
Febrero-15-2012	101.80 USD
Febrero-14-2012	100.74 USD
Febrero-13-2012	100.91 USD
Febrero-10-2012	98.67 USD
Febrero-09-2012	99.84 USD
Febrero-08-2012	98.71 USD
Febrero-07-2012	98.41 USD
Febrero-06-2012	96.91 USD
Febrero-03-2012	97.84 USD
Febrero-02-2012	96.36 USD
Febrero-01-2012	97.61 USD
Enero-31-2012	98.48 USD
Enero-30-2012	98.78 USD
Enero-27-2012	99.56 USD
Enero-26-2012	99.70 USD
Enero-25-2012	99.13 USD
Enero-24-2012	98.75 USD
Enero-23-2012	99.42 USD
Enero-22-2012	98.46 USD
Enero-21-2012	98.46 USD
Enero-20-2012	98.70 USD
Enero-20-2012	98.46 USD
Enero-19-2012	100.39 USD
Enero-18-2012	100.59 USD
Enero-17-2012	100.71 USD

Fuente: BANCO CENTRAL DEL ECUADOR

El precio es fijado en base al marcador estadounidense West Texas Intermediate (WTI) cuya diferencia es establecido mensualmente por EP PETROECUADOR.

6.2 Análisis económico

El análisis económico se lo realiza con el fin de evaluar la factibilidad de cambio de sistema a bombeo mecánico en los pozos escogidos para dicho proyecto, para ello es necesario revisar los costos que este proceso conlleva.

El análisis económico se basa en un análisis de inversiones, ingresos, egresos, valor actual neto (VAN), tasa interna de retorno (TIR), relación beneficio/costo (RCB); por lo cual podemos determinar si el proyecto resulta rentable.

Para realizar el análisis económico se debe considerar los siguientes datos:

Costos de producción por barril de petróleo, en el cual está incluido el costo operativo y el costo de producción.

Una adecuada estimación de ingresos se basa en la producción y el valor de comercialización del petróleo, la proyección del precio del barril.

El costo general estimado para el cambio de sistema de hidráulico a mecánico se detalla en la tabla 29, con lo cual se estima una base para de la misma manera estimar el costo de producción por barril y por sistema involucrado en este estudio, ver tabla 30.

Para los cálculos del costo del barril se considera una producción diaria promedio de 100 bppd.

Los costos de cambio de sistema de cavidad y bomba jet o pistón en pozos con sistema Hidráulico y cambio de bomba sin garantía en pozos RRP son bastante similares.

La potencia promedio requerida por los motores eléctricos de la estación central para los pozos con levantamiento hidráulico es de 120 HP y la potencia promedio requerida con levantamiento RRP es de 50 HP lo que indica un ahorro del 58%.

El consumo promedio de diesel por pozo es de 65gpd en RRP, con valor de 3.63 Usd/gal. vs. 150 gpd. de consumo de diesel por pozo en el sistema HYD.

Se asume 1 intervención con taladro de workover a cada pozo por año y 1 reparación completa sin garantía del equipo completo de fondo.

Las petroleras pagan actualmente al SOTE un promedio de \$1,60 por cada barril de petróleo.

TABLA 31: PRESUPUESTO GENERAL ESTIMADO POR IMPLEMENTACIÓN DE LOS DOS SISTEMAS EN ESTUDIO

DESCRIPCIÓN	SISTEMAS DE PRODUCCIÓN	
	MECÁNICO	HIDRÁULICO
	COSTO \$	COSTO \$
MOVIMIENTO DE LA TORRE	5.000	5.000
TRABAJO DE LA TORRE (3 DIAS)	50.000	50.000
SUPERVISIÓN Y TRANSPORTE	5.000	5.000
QUÍMICOS	500	2.000
EQUIPO DE SUPERFICIE	100.000	155.373
EQUIPO DE SUBSUELO	100.500	100.000
EVALUACIÓN	2.500	5.000
SUBTOTAL	263.500	322.373
CONTINGENCIAS 30%	79.050	96.712
TOTAL	342.550	419.085
RELACIÓN PORCENTUAL	100%	122%

Elaborado por: Adrián Rivera y Yadira Rivas
Fuente: EP PETROECUADOR

En la tabla 29 se evidencia el ahorro que se obtendrá gracias a la implementación del sistema de bombeo mecánico la cual sería de un 22%.

TABLA 32: COSTO DEL BARRIL PRODUCIDO POR SISTEMA DE PRODUCCIÓN

SISTEMA DE PRODUCCIÓN			
DETALLE	MECÁNICO	HIDRÁULICO	DIFER.
INVERSIÓN POR IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA \$	342.550	419.085	76.535
CONSUMO ELECTRICIDAD (\$ por año)	21.600	43.200	21.600
TRATAMIENTO E IMPULSO DEL FLÚIDO MOTRÍZ (\$ por año)	0	80.739	80.739
QUÍMICOS (\$ por año)	60.000	60.000	0
TRANSPORTE (\$ por año)	57.600	57.600	0
MANTENIMIENTO (\$ por año)	500	1500	1000
PRODUCCIÓN TOTAL \$	482.250	662.124	179.874
PRODUCCIÓN ANUAL BPPA	36.000	36.000	0
COSTO POR BARRIL PRODUCIDO \$/BBL	13.40	18.40	5

Elaborado por: Adrián Rivera y Yadira Rivas
Fuente: EP PETROECUADOR

Al implementar el sistema propuesto se podrá ahorrar 5 dólares en los costos de producción por barril como se muestra en la figura antes expuesta.

6.2.1 Costos e inversión del proyecto

De manera general se ha procedido a realizar un análisis económico comparativo de resultados. El análisis con respecto a la inversión inicial como se observa en la tabla 30.

De acuerdo con los datos de entrada y la información correspondiente a la información suministrada, se selecciono un equipo que cumple con los requerimientos de levantamiento y desplazamiento para cada pozo.

La propuesta económica que se detalla por pozo es del sistema integrado con levantamiento con bombeo mecánico y se desglosa en el *apéndice #5*.

6.2.1 Valor actual neto VAN

También conocido como Valor Presente Neto VPN, es una medida de la rentabilidad absoluta neta que proporciona el proyecto, esto es, mide en el momento inicial del mismo, el incremento de valor que proporciona a los propietarios en términos absolutos, una vez descontada la inversión inicial que se ha debido efectuar para llevarlo a cabo, dicho de otra manera, es 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 periodo 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).

6.2.3 Tasa interna de retorno TIR

Llamado también Tasa Interna de Rendimiento, es la tasa de actualización que hace que el valor actual neto del proyecto sea igual a cero. Se 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:

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

I_0 es el valor del desembolso inicial de la inversión.

6.2.4 Relación beneficio/ costo RBC

La Relación Costo-Beneficio (RCB), nos da una visión clara de la rentabilidad de un proyecto, considerando los ingresos generados. Todos los calculados en el periodo de la inversión tienen los siguientes criterios de aceptación del proyecto:

Para el cálculo de la relación beneficio/costo:

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

La ecuación para su cálculo es la siguiente:

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

$\sum VP (+)$ = beneficio

$\sum VP (-)$ = costo

6.3 Estudio económico del proyecto

El objetivo de un buen diseño es lograr un sistema económicamente rentable, que logre el mayor Valor Presente Neto considerando los costos asociados y la producción del pozo. La rentabilidad de los proyectos en la industria petrolera es muy alta, aún más con la tendencia a la alza del precio del barril de petróleo, razón por la cual las inversiones se las realiza a corto plazo.

El **análisis económico** soporta el diseño de un sistema de levantamiento artificial, ya que evalúa los costos de la inversión con respecto a la producción del pozo y asegura un flujo positivo de caja en la operación.

Como ejemplo, la tabla 30 compara los costos de inversión de los dos tipos de levantamiento artificial (bombeo mecánico, bombeo hidráulico) con respecto a la tasa de flujo manejada y a una profundidad común de 8.000 pies. De esta gráfica se puede decir que el Bombeo Mecánico se encuentra en ventaja, desde punto de vista económico. Los **costos de energía** afectan de manera sensible la rentabilidad del proyecto.

En el análisis se considera una tasa de actualización anual para el proyecto del 14%, es decir 1,166% mensual.

No se considera depreciación de los equipos necesarios para la implementación del sistema por cuanto no intervienen los impuestos fiscales.

Se considera una declinación anual de producción del 10%, es decir 0.833 mensual, siendo el periodo mensual considerado equivalente a 30 días.

El tiempo de ejecución del proyecto será de 24 meses calculado de acuerdo a las reservas promedio.

Para el análisis económico de cada pozo se consideran costos de barril de 90, 100 y 110 dólares. Teniendo 90 y 100 dólares como el peor y mejor escenario respectivamente. Ver apéndice # 6.

De los resultados mostrados en el apéndice 6 se desarrolla la tabla siguiente con todos los métodos de proyecto incluyendo el tiempo de recuperación de la inversión.

Tabla 33: ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LOS POZOS						
NUMERO DE POZO	PRECIO DEL PETRÓLEO USD/BBL	VAN USD	TIR MENSUAL USD	TIR ANUAL USD	BENEFICIO /COSTO	TRI(MESES)
LAG-11A	90	1121228,87	56%	513%	4,16	1,8
	100	1312456,57	64%	589%	4,63	1,6
	110	1503684,27	71%	666%	5,09	1,4
LAG-18	90	1378255,25	63%	586%	4,36	1,6
	100	1605236,84	72%	672%	4,85	1,4
	110	1832188,40	80%	758%	5,33	1,2
LAG-24	90	678779,20	43%	382%	3,70	2,3
	100	806964,81	49%	439%	4,11	2
	110	935150,31	55%	497%	4,52	1,8
LAG-31	90	361971,19	26%	214%	2,94	3,7
	100	456534,34	29%	248%	3,26	3,3
	110	551097,49	33%	283%	3,59	3
LAG-34	90	1187626,45	59%	542%	4,24	1,7
	100	1387259,77	67%	622%	4,71	1,5
	110	1586893,09	75%	702%	5,18	1,3
LAG-38	90	1237180,27	66%	619%	4,39	1,5
	100	1438914,98	75%	709%	4,88	1,3
	110	1640649,70	84%	799%	5,37	1,2
LAG-41	90	2027673,05	78%	740%	4,70	1,3
	100	2344984,96	89%	847%	5,23	1,1
	110	2662296,86	99%	964%	5,75	1
LAG-43	90	1112328,75	57%	520%	4,18	1,7
	100	1301455,05	64%	597%	4,64	1,5
	110	1490581,35	72%	674%	5,10	1,4

Elaborado por: Adrián Rivera y Yadira Rivas

6.3.1 Viabilidad del proyecto

De acuerdo a los criterios presentes en la tabla 32 se procede a hacer el estudio de factibilidad económica a cada pozo candidato. En todos los casos la viabilidad del proyecto es afirmativa.

Tabla 34: CRITERIO DE VIABILIDAD DEL 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

Elaborado por: Adrián Rivera y Yadira Rivas

Fuente: LIBRO INGENIERÍA ECONOMICA DE JIMÉNEZ, ESPINOZA Y FONSECA. PRIMERA EDICIÓN 2007

6.3.2 Tiempo de recuperación de la inversión

Es un instrumento financiero que permite medir el plazo de tiempo que se requiere para que los flujos netos de efectivo de una inversión recuperen su costo o inversión inicial. Por su facilidad de cálculo y aplicación, el Periodo de Recuperación de la Inversión es considerado un indicador que mide tanto la liquidez del proyecto como también 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 la tabla 31 anteriormente expuesta.

CAPÍTULO VII
CONCLUSIONES Y
RECOMENDACIONES

7.1 Conclusiones

- Se permitió conocer las condiciones actuales del campo Lago Agrio, donde se observaron las formaciones productora, las presiones de fondo y caudales de los pozos que se encuentran en dicho campo, lo que nos dio como resultado que es un campo maduro, por lo que ya no es una prioridad seguir produciendo a través de bombeo hidráulico.
- Con la identificación de los pozos en el Campo Lago Agrio, y un análisis técnico más profundo de los mismos se pudo conocer con exactitud los 8 pozos candidatos al cambio de sistema de producción los cuales son: LAG 11A, LAG 18, LAG 24, LAG 31, LAG 34, LAG 38, LAG 41 y LAG 43.
- Se utilizó un programa de simulación como es el software RODSTAR, el cual permitió obtener parámetros importantes como: cantidad y tipo de varillas, tipo de tubería de producción, producción en barriles, la capacidad del reductor de torque, la capacidad estructural de la unidad API, máxima longitud de la carrera de la unidad, diámetro de pistón y tipo de bomba, los cuales permitieron diseñar el bombeo mecánico en el campo Lago Agrio.
- Mediante un análisis económico se pudo comprobar que existe una optimización de costos al implementar el sistema de bombeo mecánico en comparación con el actual sistema de producción, obteniendo así ahorros del 22% en costos de implementación y un ahorro de 5 dólares en los costos de producción por barril.

7.2 Recomendaciones

- Para realizar cualquier trabajo que concierne al cambio propuesto es necesario actualizar los datos de presión de los pozos y en base a esto proceder a reafirmar la validez de este proyecto.
- En los pozos que están produciendo de la arena Hollín Inferior no es recomendable realizar estimulaciones químicas, para evitar que se conifique rápidamente dicha arena, disminuyendo la recuperación total de hidrocarburo.
- Se debe incluir un controlador de bombeo mecánico (RPC) para poder realizar el seguimiento al comportamiento de las cargas de la caja reductora, estructura y varillas, pudiendo monitorear el comportamiento de la bomba mediante el sistema Lowis.
- Con el cambio de sistema de producción de hidráulico a mecánico se permitirá optimizar costos de implementación y mantenimiento que beneficiara al Campo Lago Agrio operado por EP PETROECUADOR.
- Se recomienda realizar workover a los pozos que se encuentran cerrados temporalmente y candidatos al cambio de sistema, ya que el analizar los historiales de producción se comprueba que superan la producción actual de aquellos pozos que se encuentran produciendo.
- Se recomienda utilizar las varillas NO-API tipo XD ya que son las más resistentes, duraderas y porque cumplen con las condiciones adecuadas para los pozos en estudio, además, de incluir ancla de tubería de tal modo que se pueda evitar la fricción y deformación de las varillas.
- Debido a las bajas presiones de fondo que se acercan mucho a la presión de burbuja se recomienda utilizar anclas de gas para conseguir un llenado más eficiente de la bomba.

BIBLIOGRAFÍA

- Aldáz Fabián. Estudio Técnico Económico para Incrementar la Producción de Petróleo en el Campo Lago Agrio. EPN 2005.
- Andrés Daniel Araya Cáceres;” análisis técnico económico para el cambio de levantamiento artificial en 4 pozos del campo Susfufindi” .Tesis de grado EPN, Quito- Agosto 2009.
- Araya Andrés. Análisis Técnico-Económico para el cambio de levantamiento artificial de cuatro pozos del Campo Shushufindi. EPN2009.
- Armijos kléber; “estudio técnico-económico para incrementar la producción en los campos Pichincha Y Carabobo”. Tesis EPN, Quito - Octubre 2003.
- Beltrán Francisco. Análisis Técnico-Económico para Optimizar el Sistema de Fluido Motriz, Aplicado en el Campo Lago Agrio operado por Petroproducción. EPN 2007.
- Bradley, H.B. Petroleum Engineering Handbook. SPE. 1992.
- Brown Kermit E.(1980). The Technology of Artificial Lift Methods. Volume 2B, Tulsa USA, Petroleum Publishing Co.
- Domingo Luis. Diseño de Instalaciones de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico. PDVSA 2002.
- Gábor Tákaacs. Sucker Rod Pumping Manual. SPE 1998.
Introducción al bombeo hidráulico con equipos Oilmaster y Kobe.

- Jiménez, Espinoza y Fonseca – Libro de Ingeniería Económica. Primera edición 2007.
- Pm. Wilson kobe, inc. Introducción al bombeo hidráulico.
- Rafael Osorio's blog- Uni Perú. Petroleum- oil and natural gas industry.
- Reciprocating Rod Lift Presentation 2004. Weatherford All rights reserved.
- Rivadeneira, Roberto *Barragán* y Patrice Baby. La Cuenca Oriente: geología y petróleo. Primera edición. Octubre de 2004
- THETA Enterprise Inc. Manual de Optimización de Bombeo Mecánico. 2005.
- Velasco Fernando. Estudio del método de producción de Bombeo Mecánico.

APÉNDICE I

LAGO No. 11A

DEL WO #1 AL WO #5 NO HAY INFORMACION

WO # 06 (11-NOVIEMBRE -1992)

OBJETIVO: Mover tapones a 0'- 9891.5' (cemento): limpiar cemento hasta 10040'.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MÉT	BPPD	BSW	GOR	API	PC	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	20-08-76	-	-	-	-	-	-	-	-	ABANDONADO
DESPUES	12-11-92	H	PPS	880	0.9	-	29.8	75	24	-

OBSERVACIONES: Exitoso, se incrementa 880 BPPD.

WO # 07 (16-SEPTIEMBRE-1993)

OBJETIVO: Realizar tratamiento anti-incrustaciones a Hollín bajar BES.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MÉT	BPPD	BSW	GOR	API	PFT	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	28-0893	H	PPS	-	-	-	-	-	BES	FUERA DE SERV.
DESPUES	23-IX-93	H	PPS	518	4%	-	30.2	90	32	-

OBSERVACIONES: Exitoso se incrementa 518 BPPD

WO # 08 (19-MAYO DE -1994)

OBJETIVO: Estimular con SVTS arena Hollín: Repunzonar con TCP. Evaluar bajar BES.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MÉT	BPPD	BSW	GOR	API	PFCT	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	27-04-94	H	-	-	-	-	-	-	BES	FUERA DE SERV.
DESPUES	24-05-94	H	PPS	703	4%		28	90	24	--

OBSERVACIONES: Exitoso, se incrementa 703 BPPD.

WO # 09 (24-FEBRERO -1995)

OBJETIVO: Reparar BES.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MÉT	BPPD	BSW	GOR	API	PFCT	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	15-02-95	H	-	-	-	-	-	-	BES	FUERA DE SERV.
DESPUES	23-03-95	H	PPS	551	9%		28,3	80	24	BES FC-600

OBSERVACIONES: Exitoso, se incrementa 551 bppd. En la completación se bajó Mandril para inyectar químico anticorrosivo.

WO # 10 (21-FEBRERO –1996)**OBJETIVO:** Recuperar BES.

PRUEBA	FECHA	ZON	MÉT	BPPD	BSW	GOR	API	PFCP	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	26-01-96	-	-	-	-	-	-	-	BES	FUERA DE SERV.
DESPUES	20-02-96	H	PPS	472	10%	194	28.3	100	25	MUERTO

OBSERVACIONES: Exitoso, sé incrementa 472 bppd.**WO # 11 (22-MARZO-1996)****OBJETIVO:** Reparar BES

PRUEBA	FECHA	ZONA	MÉT	BPPD	BSW	GOR	API	PFCP	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	23-02-96	-	-	-	-	-	-	-	BES	FUERA DE SERV.
DESPUES	25-03-96	H	PPS	397	6.8%	195	28.3	90	24	-

OBSERVACIONES: Píldora temporal causa problema de taponamiento en arena hollín; luego de dos tratamientos con ácido HCl al 15%, se recupera producción del pozo.**WO # 12 (11-FEBRERO -1997)****OBJETIVO:** Cambio de completación por BES atascada.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MÉT	BPPD	BSW	GOR	API	PFCP	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	20-01-97	-	-	-	-	-	-	-	BES	ATASCADA
DESPUES	13-02-97	H	PPS	311	4.8%	209	29.3	90	26	BOMBA FC-470

OBSERVACIONES: Exitoso, se incrementa producción en 311 BPPD.**WO # 13 (04-MARZO -1997)****OBJETIVO:** Reparar lowerpictai circuitado.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MÉT	BPPD	BSW	GOR	API	PFCP	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	17-02-97	-	-	-	-	-	-	-	BES	FUERA DE SERV.
DESPUES	09-03-97	H	PPS	319	5.2%	196	30.1	80	26	BOMBA 3FC-470

OBSERVACIONES: Se recuperaron 319 BPPD.**WO # 14 (26-MAYO -1997)****OBJETIVO:** Cambio de BES centrilift a reda, por posible eje roto.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MÉT	BPPD	BSW	GOR	API	PFCP	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	15-04-97	H	PPS	-	-	-	-	-	-	POZO NO APORT.
DESPUES	03-06-97	H	PPS	152	2.0%	NR	29.4	70	24	-

OBSERVACIONES: Solo se recupera 152 BPPD.

WO # 15 (24-AGOSTO -1998)

OBJETIVO: Reparar BES y tratamiento anti escala a Hollín.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MÉT	BPPD	BSW	GOR	API	PFCP	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	24-07-98	-	-	-	-	-	-	-	BES	FUERA DE SERV.
DESPUES	25-08-98	H	PPS	300	2.4%		31.3	90	23	-

OBSERVACIONES: Trabajo exitoso se incrementa 300 bppd.

WO # 16 (19-MARZO- 2000)

OBJETIVO: Tratamiento anti escala y cambio de sistema de levantamiento de BES a bombeo hidráulico.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MÉT	BPPD	BSW	GOR	API	PFCP	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	02-11-99	H	PPS	50	17.2	-	28	-	-	COM. TBG-CSG
DESPUES	01-04-00	H	PPH	335	11.9	NR	28.3	85	-	PISTON 3X48

OBSERVACIONES: Se recupera producción del pozo. Se cambió de BES a bombeo hidráulico.

WO # 17 (30-MAYO -2001)

OBJETIVO: Cambio de completación por comunicación tubing-casing.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MÉT	BPPD	BSW	GOR	API	GPM	PC	OBSERVACIONES
ANTES	23-05-01	-	-	-	-	-	-	-	-	COM. TBG-CSG
DESPUES	04-06-01	H	PPH	195	16.8	313	28.7	23	100	PISTON 3X48

OBSERVACIONES: Exitoso, se incrementa \pm 195 BPPD.

LAGO No. 12

W.O # 01(04-JULIO-1973)

OBJETIVO: Reparar, estimular Hollín.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MÉT	BPPD	BSW	GOR	API	PC	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	73-06-11	H	PPH	2280	27.3	...	200	-
DESPUÉS	73-08-12	H	PPH	4440	27.6	45	200	-

W.O # 02 (17-FEBRERO-1974)

Objetivo: -Perforaciones a Hollín: 9950'-9966' (16'); 9978'-9981'(3'); 9984'-9994' (10'); 10004'-10049" (45'); 10062'-10077'(15'). A 2 DPP.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MÉT	BPPD	BSW	GOR	API	PC	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	74-01-31	H	PPF	3657	0.1	...	27.9	188	60	-
DESPUÉS	74-02-21	H	PPF	5085	0.2	...	26.7	105	60	-

W.O # 03 (20-FEBRERO-1979)

OBJETIVO: Eliminar corte de agua con CIBP, tratamiento anti escala a Hollín, cambio de completación y cabezal

PRUEBA	FECHA	ZONA	MÉT	BPPD	BSW	GOR	API	PC	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	79-01-06	H	PPF	2298	30	135	28.3	80	34	-
DESPUÉS	79-03-04	H	PPF	1177	35	135	28.3	82	35	-

W.O # 04 (05-FEBRERO-1981)

No se dispone de esta información

W.O # 05 (08-JULIO -1981)

OBJETIVO: Aislar entrada de agua a hollín con tapón CIBP.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MÉT	BPPD	BSW	GOR	API	PC	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	81-06-19	H	PPF	1115	65	200	29.0	45	28	-
DESPUÉS	81-07-21	H	PPF	1037	60	200	29.0	48	24	-

W.O # 06 (23-MAYO-1984)

OBJETIVO: Tratamiento anti-incrustaciones, instalar BES.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MÉT	BPPD	BSW	GOR	API	PC	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	84-05-16	H	PPF	438	75%	215	27	55	27	-
DESPUÉS	84-05-26	H	PPS	757	76%	...	27	100	32	G-62 (130 STG)

W.O # 07 (23- MAYO-1984)

OBJETIVO: Tratamiento anti-incrustaciones, reparar BES.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MÉT	BPPD	BSW	GOR	API	PC	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	85-03-11	-	-	-	-	-	-	-	-	BES FUERA DE SERVICIO
DESPUÉS	85-03-21	H	PPS	696	80%	...	28	200	38	GN-2500(130 STG)

W.O # 08 (05-JULIO-86)

OBJETIVO: Aislar agua a hollín con Squeeze, evaluar, bajar BES de acuerdo a resultados.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MÉT	BPPD	BSW	GOR	API	PC	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	-	-	-	-	-	-	-	-	-	BES FUERA DE SERVICIO
DESPUÉS	86-07-06	H	PPS	396	87%	...	31.0	85	48	-

W.O # 09 (31-AGOSTO-1987)

OBJETIVO: Reparar B.E.S.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MÉT	BPPD	BSW	GOR	API	PC	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	86-11-25	-	-	-	-	-	-	-	-	BES FUERA DE SERVICIO
DESPUÉS	87-09-24	H	PPS	424	88%	...	30	48	36	DN-750 (380 STG)

COMENTARIOS: satisfactorio se incrementaron 424 Bppd.

W.O # 10 (16-JUNIO-1988)

OBJETIVO: Reparar B.E.S.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MÉT	BPPD	BSW	GOR	API	PC	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	88-06-10	-	-	-	-	-	-	-	-	BES FUERA DE SERVICIO
DESPUÉS	88-06-18	H	PPS	323	90%	...	30	80	36	-

COMENTARIOS: Satisfactorio se incrementan 323 bppd.

W.O # 11 (18-JULIO-1988)

OBJETIVO: Tratamiento anti-escala a Hollín, reparar B.E.S.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MÉT	BPPD	BSW	GOR	API	PC	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	88-07-05	-	-	-	-	-	-	-	-	BES FUERA DE SERVICIO
DESPUÉS	88-07-18	H	PPS	338	90%	...	30	112	40	DN-750 (380 STG)

COMENTARIOS: Satisfactorio se incrementan 338 bppd.

W.O # 12 (06-ABRIL-1989)**OBJETIVO:** Reparar BES, realizar tratamiento anti escala a la formación.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MÉT	BPPD	BSW	GOR	API	PC	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	89-02-02	-	-	-	-	-	-	-	-	BES FUERA DE SERVICIO
DESPUÉS	89-04-12	H	PPS	366	88%	-	31	45	36	ESPERANDO EVAL."H"

COMENTARIOS: Exitoso se incrementaron 366 bppd.**W.O # 13 (30-NOVIEMBRE-1989)****OBJETIVO:** Completar para flujo natural o B.E.S, cementación a Hollín, perforar, evaluar, estimular.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MÉT	BPPD	BSW	GOR	API	PC	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	89-06-08	-	-	-	-	-	-	-	-	MUERTO
DESPUÉS	89-12-16	-	-	-	-	-	-	-	-	MUERTO

COMENTARIOS: No exitoso, se evaluara por pistoneo, se efectúa un estudio de reservorio Napo "T", para una futura evaluación.**W.O # 14 (05-AGOSTO-1990)****OBJETIVO:** Aislar Hollín con CIBP, cementación forzada a "U y T", punzonar y evaluar por separado U y T.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MÉT	BPPD	BSW	GOR	API	PC	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	89-06-08	-	-	-	-	-	-	-	-	MUERTO
DESPUÉS	90-08-06	-	-	-	-	-	-	--	-	MUERTO

COMENTARIOS: Se evalúa con bomba jet arena U y T sin torre.**W.O # 15 (22-OCTUBRE-1990)****OBJETIVO:** Aislar arena "T" con CIBP., limpieza con solventes a arena "U".Bajar B.E.S. para "U".

PRUEBA	FECHA	ZONA	MÉT	BPPD	BSW	GOR	API	PC	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	89-06-08	-	-	-	-	-	-	-	-	MUERTO
DESPUÉS	90-10-24	H	PPS	198	2%	...	29	80	22	MUERTO

COMENTARIOS: Exitoso se incrementa 198 bppd**W.O # 16 (01-JUNIO-1992)****OBJETIVO:** Moler CIBP 9660'-9880', aislar entrada de agua con Squeeze, repunzonar Hollín (inf. ysup.), evaluar Hollín y arena "U" y bajar BES.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MÉT	BPPD	BSW	GOR	API	PC	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	92-04-10	U	PPS	-	-	-	-	-	-	BES FUERA DE SERVICIO DN-280
DESPUÉS	92-06-01	U	PPH	-	-	-	-	-	-	SE EVALUARA SIN TORRE

COMENTARIOS: Casing colapsado @ 10005', no aporta Hollín sup; se evalúa arena "U" con bomba jet sin torre; workover incompleto (bajar BES).

W.O # 17 (05- OCTUBRE-2008)

OBJETIVO: Recuperar tubería y mini cavidad "HR".

LAGO AGRIO No. 18

W.O. # 01 (03-ENERO-1972)

W.O. # 02 (19-MARZO-1977)

OBJETIVO: Reparar pescado de la tubería de producción y estimular la formación "H" repunzonando.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MÉT	BPPD	BSW	GOR	API	PC	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	14-12-76	H	F	4036	3.4	-	28.6	160	56	BES FUERA DE SERVICIO DN-280
DESPUÉS	22-03-77	H	F	3774	10	-	27.5	110	70	SE EVALUARA SIN TORRE

COMENTARIO: No se obtuvo el incremento esperado porque no fue repunzonada la formación "H".

W.O. # 03 (21-ENERO-1981)

OBJETIVO: Aislar entrada de agua en Hollín con CIBP. Realizar estimulación con solventes y tratamiento anti-incrustaciones a la formación Hollín.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	API	PC	PM	OBSERVACIONES
ANTES	01-12-80	H	F	4068	50	29,5	150	60	-
DESPUÉS	05-02-81	H	F	4868	48	29,5	110	40	-

COMENTARIO: Exitoso, se incremento 800 bppd.

W.O. # 04 (22-SEPTIEMBRE-1991)

Objetivo: Aislar entrada de agua con CIBP a Hollín. Repunzonar Hollín, inspección técnica, evaluación de hollín y diseño de BES.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	API	PC	PM	OBSERVACIONES
ANTES	19-08-91	H	F	252	92	28	100	36	-
DESPUÉS	23-09-91	H	S	943	18	28	84	NR	DN – 750

COMENTARIO: Satisfactorio, se incrementan 691bppd.

W.O. # 05 (02-OCTUBRE-1991)

OBJETIVO: Reparar BES por circuito en el Mini Mandril.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	API	PC	PM	OBSERVACIONES
ANTES	27-09-91	H	S	-	-	-	-	-	BES APAGADA POR CIRCUITO EN MINI MANDRIL DEL CABEZAL
DESPUÉS	08-10-91	H	S	998	0,2	29,5	60	27	DN – 750

COMENTARIO : Exitoso, se arregla daño del cabezal.

W.O. # 06 (04-DICIEMBRE-1992)

OBJETIVO: Reparar bomba Eléctrica Sumergible.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	API	PC	PM	OBSERVACIONES
ANTES	29-11-92	H	S	-	-	-	-	-	BES FUERA DE SERVICIO
DESPUÉS	06-12-92	H	S	855	0,3	29,3	90	26	DN – 750

COMENTARIO: Exitoso, se recupera la producción en \pm 850 bppd. Existe una pequeña obstrucción @ 7549'. Packer TL se atranco a esta profundidad. Pasó después de trabajar en obstrucción.

W.O. # 07 (06-MAYO-1994)

OBJETIVO: Reparación a la bomba Eléctrica Sumergible y tratamiento con solventes a Hollín

PRUEBA	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	API	PC	PM	OBSERVACIONES
ANTES	18-04-94	H	S	-	-	-	-	-	BES FUERA DE SERVICIO DN – 750
DESPUÉS	17-05-94	H	S	1314	3,4	28,6	75	24	FC – 1200

COMENTARIO: Exitoso, se incremento la producción en 1314 bppd. Se bajo bomba Centrilift FC – 1200 (174 etapas).

W.O. # 08 (24-FEBRERO-1995)**OBJETIVO:** Reparar BES.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	API	PC	PM	OBSERVACIONES
ANTES	95-02-08	H	PPS	-	-	-	-	-	BES FUERA DE SERVICIO
DESPUÉS	95-02-27	H	PPS	1240	8%	27,2	80	26	FC – 1200

W.O. # 09 (01-MAYO-1997)**OBJETIVO:** Reparar BES

PRUEBA	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	API	PC	PM	OBSERVACIONES
ANTES	95-04-22	H	PPS	-	-	-	-	-	BES FUERA DE SERVICIO
DESPUÉS	95-05-18	H	PPS	860	14%	28,2	190	24	FC – 1200

W.O. # 10 (21-OCTUBRE-1995)**OBJETIVO:** Reparar BES. Estimular y evaluar Hollín.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	API	PC	PM	OBSERVACIONES
ANTES	95-09-25	H	PPS	-	-	-	-	-	BES FUERA DE SERVICIO
DESPUÉS	95-10-29	H	PPS	659	18%	29,0	110	24	2 BOMBAS FC-650

W.O. # 11 (15-NOVIEMBRE-1997)**OBJETIVO:** Sacar BES. Repunzonar con TCP Hollín, evaluar y rediseñar BES.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	API	PC	PM	OBSERVACIONES
ANTES	97-11-02	H	PPS	-	-	-	-	-	BES FUERA DE SERVICIO
DESPUÉS	97-11-02	H	PPS	470	35%	22,1	215	24	2 BOMBAS FC-650

W.O. # 12 (03-MARZO-1998)**OBJETIVO:** Reparar BES.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	API	PC	PM	OBSERVACIONES
ANTES	98-02-16	-	-	-	-	-	-	-	BES FUERA APAGADA (TRES FASES A TIERRA)
DESPUÉS	98-03-07	H	PPS	532	35%	22,1	70	-	3 BOMBAS FC-650

w.O. # 13 (27-OCTUBRE-2000)**OBJETIVO:** Recuperar BES. Bajar completación para producir por bombeo hidráulico. Repunzonar arena "T" con cañones TCP. Evaluar.

PRUEBA	FECHA	ZONAS	METODO	BPPD	BSW	RGP	API	AMP	PC	OBSERVACIONES
ANTES	00-09-22	H	PPH	239	51.7	133	27.6	-	80	-
DESPUÉS	00-11-15	H	PPH	297	44.2	98	30.8	-	60	-

W.O. # 14 (28-NOVIEMBRE-2008)

OBJETIVO: cambio de BHA por cavidad en mal estado.

PRUEBA	FECHA	ZONAS	METODO	BPPD	BS W	RGP	API	AMP	PC	OBSERVACIONES
ANTES	08-11-13	H	PPH	106	62.1	51	28.8	-	76	-
DESPUÉS	08-12-01	H	PPH	131	64.1	92	28.6	-	62	-

POZO LAGO N0.- 24

W.O. # 01 (11-FEBRERO-1977)

OBJETIVO: Acidificar. Repunzonar y tratar la formación hollín con inhibidor de incrustaciones (visco 962).

PRUEBA	FECHA	ZONA	MET	BPPD	BSW	API	PC	PM	OBSERVACIONES
ANTES	76-12-28	H	PPF	2217	9	28.8	76	72	-
DESPUÉS	77-03-18	H	PPF	4758	9.8	28.6	62	62	-

COMENTARIOS: Trabajo exitoso + 2541 bppd.

W.O. # 02 (10-MARZO-1979)

OBJETIVO: Tratamiento antincrustaciones y cambio de completación

PRUEBA	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	API	PC	PM	OBSERVACIONES	
ANTES	NO EXISTEN DATOS									
DESPUES	POZO QUEDA PRODUCIENDO. NO EXISTEN DATOS.									

W.O. # 03 (08-FEBRERO-1981)

OBJETIVO: No se dispone de resultados de este WO.

W.O. # 04 (09-FEBRERO-1981)

OBJETIVO: No se dispone de resultados de este WO.

W.O. # 05 (07-JULIO-1981)

OBJETIVO: Aislar entrada de agua de hollín con CIBP @ 10086, asentar empacadura F-1 @ 10030'

PRUEBA	FECHA	ZONA	MET	BPPD	BSW	API	PC	PM	OBSERVACIONES
ANTES	81-06-08	H	PPF	1746	52	28	66	25	-
DESPUÉS	81-07-11	H	PPF	858	70	28	45	25	-

COMENTARIOS: Trabajo no exitoso. Un programa para romper emulsión será preparado.

W.O. # 06 (10-NOVIEMBRE-1991)

OBJETIVO: Cambio de cabezal (hueco bajo wing valve) y tubería de producción (tubería rota @ 100'). Evaluar Hollín por separado y bajar BES.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MET	BPPD	BSW	API	PC	PM	OBSERVACIONES
ANTES	91-09-15	H	PPF	169	92	-	90	36	-
DESPUÉS	91-11-13	H	PPS	585	5	28.9	60	24	-

COMENTARIOS: Trabajo exitoso + 416 BPPD: Bajan corte de agua en 87% al dejar aislado con CIBP Hi y se instala BES.

W.O. # 07 (02-MAYO-1992)

OBJETIVO: Cambio de cabezal (hueco bajo wing valve) y tubería de producción (tubería rota @ 100'). Evaluación de Hollín por separado y bajar BES.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MET	BPPD	BSW	API	PC	PM	OBSERVACIONES
ANTES	92-04-11	-	-		-	-		-	BES FUERA DE SERVICIO
DESPUÉS	92-05-04	HS	PPS	727	0.7	29.0	70	25	-

COMENTARIOS: Trabajo exitoso + 727 BPPD. Sé aísla Hi, con nuevo CIBP.

W.O. # 08 (28-ENERO-1994)

OBJETIVO: Recupera BES. Evaluar Hollín con bomba jet y rediseñar BES.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MET	BPPD	BSW	API	PC	PM	OBSERVACIONES
ANTES	94-01-18	-	-		-	-		-	BES FUERA DE SERVICIO
DESPUÉS	94-01-31	H	PPS	519	8	28.5	50	27	-

COMENTARIOS: Trabajo exitoso + 590 bppd. Tenía una BES DN-750 e instalan una BES DN-450.

W.O. # 09 (11-FEBRERO-1995)

OBJETIVO: Repara bomba electro sumergible.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MET	BPPD	BSW	API	PC	PM	OBSERVACIONES
ANTES	95-02-03	-	-	-	-	-	-	-	BES FUERA DE SERVICIO
DESPUÉS	95-02-15	H	PPS	374	20	24	50	22	-

COMENTARIOS: Trabajo exitoso + 374 bppd. Existe mínima cantidad de escala, que se debe tomar en cuenta para limpieza a la BES por atascamiento.

W.O. # 10 (15-NOVIEMBRE-1995)

OBJETIVO: Tratamiento anti escala y cambio de BES.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MET	BPPD	BSW	API	PC	PM	OBSERVACIONES
ANTES	95-11-03	H	PPF	248	6.0	26.8	-	-	BES FUERA DE SERVICIO
DESPUÉS	95-11-20	H	PPS	320	27	24	50	22	FC-11W

COMENTARIOS: Trabajo exitoso + 72 BPPD.

W.O. # 11 (11-OCTUBRE-1996)

OBJETIVO: Cambio de completación BES (Bomba atascada).

PRUEBA	FECHA	ZONA	MET	BPPD	BSW	API	PC	PM	OBSERVACIONES
ANTES	96-09-17	H	-	-	-	-	-	-	BES FUERA DE SERVICIO
DESPUÉS	96-10-28	H	PPS	320	40	22.2	50	24	BOMBA FC-300

W.O. # 12 (26-FEBRERO-1997)

OBJETIVO: Cambio de completación BES (Fase a tierra y baja eficiencia)

PRUEBA	FECHA	ZONA	MET	BPPD	BSW	API	PC	PM	OBSERVACIONES
ANTES	97-01-27	H	-	-	-	-	-	-	BES FUERA DE SERVICIO
DESPUÉS	97-03-13	H	PPS	658	30	22	65	25	BOMBA FC-925

W.O. # 13 (28-NOVIEMBRE-1997)

OBJETIVO: Recuperar BES, evaluar Hollín, Rediseñar BES.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MET	BPPD	BSW	API	PC	PM	OBSERVACIONES
ANTES	97-11-07	H	-	-	-	-	-	-	BES FUERA DE SERVICIO
DESPUÉS	97-11-19	H	PPS	316	50	18.1	90	23	BOMBA FC-25

COMENTARIOS: Trabajo exitoso se incrementa +/- 316 bppd.

W.O. # 14 (25-MAYO-2001)

OBJETIVO: Recuperar BES, evaluar Hollín, Rediseñar BES.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MET	BPPD	BSW	API	PC	PM	OBSERVACIONES
ANTES	01-05-15	H	PPH	219	52.7	27.8	50	-	PROD. BOMBA SLSL JET B+4
DESPUÉS	28-05-01	H	PPH	217	52.6	27.4	60	-	BOMBA JET B+4

COMENTARIOS: Se recuperó producción del pozo.

W.O. # 15 (22-AGOSTO-2005)

OBJETIVO: Cambio de completación por comunicación entre arenas. Completar densidad de disparos en arena "U" y arena "T" @ 7 DDP.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MET	BPPD	BSW	API	PC	PM	OBSERVACIONES
ANTES	12-07-05	U	PPH	60	71.2	29.3	50	50	-
DESPUÉS	25-08-05	U	PPH	297	10	27.4	29.3	60	-

COMENTARIOS: Trabajo satisfactorio.

LAGO AGRIO N0.-31

W.O # 01 (21-SEPTIEMBRE-1982)

OBJETIVO: Lavar con acido las perforaciones de Hollín y bajar BES (reda).

No exitoso.

BES funciona solamente 62 hrs. en forma no continúa por bajo nivel de fluído. Quedó fuera de servicio el 29 de Septiembre de 1982 por posible circuito en cable.

W.O # 02 (22-NOVIEMBRE-1982)

OBJETIVO: Repunzonar Hollín, acidificar Hollín y reparar BES.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MET	BPPD	BSW	RGP	API	PFT	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	-	-	-	-	-	-	-	-	-	MUERTO
DESPUÉS	23-11-82	H	PPS	357	7	272	29.5	-	-	-

COMENTARIO: Satisfactorio.

W.O # 03 (06-AGOSTO-1983)

OBJETIVO: Estimular Hollín con acido y reparar BES.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MET	BPPD	BSW	API	PC	PM	OBSERVACIONES
ANTES	-	-	-	-	-	-	-	-	MUERTO
DESPUÉS	10-08-83	H	PPS	312	40	-	-	-	-

COMENTARIO: Satisfactorio.

W.O # 04 (06-JUNIO-1984)**OBJETIVO:** Reparar BES.

-PRUEBA	FECHA	ZONA	MET	BPPD	BSW	RPG	API	PFT	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	-	-	-	-	-	-	-	-	-	MUERTO
DESPUÉS	17-06-84	H	PPS	202	58	-	29	-	-	-

COMENTARIO: Satisfactorio.**W.O # 05 (26-SEPTIEMBRE-1990)****OBJETIVO:** Cementación forzada a Hollín, punzonar, evaluar y bajar completación "PPH".

PRUEBA	FECHA	ZON	MET	BPP D	BSW	RP G	API	PFT	PF M	OBSERVACIONES
ANTES	13-12-86	H	PPS	-	-	-	-	-	-	BES FUERA DE SERVICIO
DESPUÉS	26-09-90	H	PPH	-	-	-	-	-	-	QUEDA PARA POSTERIOR EVALUACIÓN

COMENTARIO: No exitoso**NOTA:** "SQZ" no fue exitoso, BSW se mantiene en 89%. La última evaluación (17-05-93): 720 bfpd, 67% BSW, fue suspendida por empaaduras desasentadas.**W.O # 06 (24-ABRIL-1994)****OBJETIVO:** Cambio de completación por empaaduras desasentadas (Hollín).

PRUEBA	FECHA	ZONA	MET	BPPD	BSW	RPG	API	PFT	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	26-09-90	-	-	-	-	-	-	-	-	CERRADO
DESPUÉS	24-04-94	-	-	-	-	-	-	-	-	CERRADO

NOTA: Se evaluó "H" sin torre. (No hay datos de evaluación).**W.O # 07 (06-JUNIO-1998)****OBJETIVO:** Punzonar "U" y "T" y evaluar por separado. Bajar completación de acuerdo a resultados.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MET	BPPD	BSW	RPG	API	PFT	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	05-12-86	-	-	-	-	-	-	-	-	CERRADO
DESPUÉS	27-06-98	U+T	PPH	202	2.2	-	-	-	-	-

COMENTARIOS: Satisfactorio

LAGO AGRIO No.- 34

WO # 01 (21-NOVIEMBRE -1986)

OBJETIVO: Evaluar y bajar bomba eléctrica sumergible.

PRUEBA	FECHA	ZON	MÉTODO	BPPD	BSW	RGP	API	PC	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	-	-	-	-	-	-	-	-	-	CERRADO
DESPUÉS	24-12-86	H	PPF	512	3%	--	28.8	80	-	MUERTO

OBSERVACIONES: Exitoso se incrementa 512 bppd a flujo natural.

WO # 02 (27-JULIO -1987)

OBJETIVO: Bajar completación eléctrica sumergible.

PRUEBA	FECHA	ZON	MÉTODO	BPPD	BSW	RGP	API	PC	PFM	OBSERVACIONES
Antes	22-08-87	H	PPF	611	2.2%	-	29.6	70	30	
Después	02-09-87	H	PPS	1067	1.6%	-	29.4	85	26	2 BOMBAS H-27

OBSERVACIONES: Exitoso se incrementa en 469 bppd.

WO # 03 (05-OCTUBRE -1987)

OBJETIVO: Reparar bomba eléctrica sumergible.

PRUEBA	FECHA	ZON	MÉTODO	BPPD	BSW	RGP	API	PC	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	26-09-87	-	-	-	-	-	-	-	-	BES OFF
DESPUES	18-10-87	H	PPS	1031	1.2%	-	29	65	24	DN-750

OBSERVACIONES: Exitoso se incrementa 770 bppd.

WO # 04 (28-NOVIEMBRE -1988)

OBJETIVO: Cambiar bomba eléctrica sumergible.

PRUEBA	FECHA	ZON	MÉTODO	BPPD	BSW	RGP	API	PC	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	21-11-88	H	PPS	101	1%	-	31	20	CTK	BES ATASCADA
DESPUES	-	H	PPS	194	78%	-	27	80	22	2 D-20

OBSERVACIONES: Exitoso se incrementa producción en 96 bppd.

WO # 05 (15-MAYO -1989)

OBJETIVO: Cambio de cabezal por fuga en abrazadera (entre tubing hangers pool y casing head).

- NO EXISTE INFORMACION.

WO # 06 (05-ABRIL -1991)

OBJETIVO: Reparación de BES – tratamiento antiescala.

PRUEBA	FECHA	ZON	MÉTODO	BPPD	BSW	RGP	API	PC	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	28-03-91	H	PPS	-	-	-	-	-	-	BES OFF
DESPUES	16-04-91	H	PPS	538	30%	-	-	-	-	2 DN-750

OBSERVACIONES: Exitoso, se recupero 538 bppd.

WO # 07 (20-OCTUBRE-1991)

OBJETIVO: Reparar BES.

PRUEBA	FECHA	ZON	MÉT	BPPD	BSW	RGP	API	PFT	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	13-10-91	H	PPS	-	-	-	-	-	-	BES FUERA DE SERVICIO
DESPUES	20-10-91	H	PPS	447	51%	-	-	115	23	2DN-750

OBSERVACIONES: Se incrementa 447 bppd.

WO # 08 (20-NOVIEMBRE -1992)

OBJETIVO: Reparación de BES y tratamiento anti escala por desgaste de equipo, evaluar la formación Hollín.

PRUEBA	FECHA	ZON	MÉT	BPPD	BSW	RGP	API	PFCP	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	06-11-92	H	PPS	83	62	-	22.8	150	23	DESGASTE DE EQUIPO
DESPUES	23-11-92	H	PPS	391	38%	-	22.5	75	23	-

OBSERVACIONES: Exitoso, se recupera 391 bppd.

WO # 09 (14-MAYO -1993)

OBJETIVO: Reparar BES y tratamiento antiescala.

PRUEBA	FECHA	ZON	MÉT	BPPD	BSW	RGP	API	PFCP	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	23-03-93	H	PPS	-	-	-	-	-	BES	FUERA DE SERV.
DESPUES	30-05-93	H	PPS	103	76	311		80	24	DN-750, DN-800

OBSERVACIONES: Este pozo presenta problemas de escala y abrasivos. Para próximo WO punzonar y evaluar la formación Napo T. Satisfactorio se incrementa 103 bppd.

WO # 10 (21-NOVIEMBRE –1993)**OBJETIVO:** Reparar BES.

PRUEBA	FECHA	ZON	MÉT	BPPD	BSW	RGP	API	PFCP	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	29-07-93	H	PPS	-	-	-	-	-	BES	FUERA SERV.
DESPUES	23-11-93	H	PPH	253	72%		28	100	24	D-750, DN-800

OBSERVACIONES: Exitoso, se recupera 200 bppd.**WO # 11 (01-ABRIL - 1994)****OBJETIVO:** Sacar BES por hueco en tubing. Asentar CIBP a 10031' para aislar formación Hollín y rediseñar BES.

PRUEBA	FECHA	ZON	MÉT	BPPD	BSW	RGP	API	PFT	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	15-03-94	H	PPS	-	-	-	-	-	-	HUECO EN TBG.
DESPUES	17-04-94	H	PPS	177	80%	537	24	120	24	2 DN-750

OBSERVACIONES: Trabaja satisfactoriamente se incrementa en 177 bppd. El BSW no bajó continua en 80%. No se colocó tapón balanceado en H, pero se asentó CIBP a 10031'.**WO # 12 (12-NOVIEMBRE DEL -1994)****OBJETIVO:** Realizar cementación forzada a “H” limpiar y evaluar por separado. Rediseñar bajar BES para producir de T.

PRUEBA	FECHA	ZON	MÉT	BPPD	BSW	RGP	API	PFT	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	23-10-94	H	PPS	77	80	-	23.1	120	24	2DN-750
DESPUES	13-11-94	T	PPS	654	16%	-	24.4	70	25	2DN-800

OBSERVACIONES: Se realizó Squeeze a la formación Hollín y no hay aporte, se perfora arena T con resultados satisfactorios con un incremento de producción de 577 bppd.**WO # 13 (07-JUNIO-1995)****OBJETIVO:** Remover daño de formación, evaluar arena T y rediseñar tipo de levantamiento.

PRUEBA	FECHA	ZON	MÉT	BPPD	BSW	RGP	API	PFCP	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	26-04-95	T	PPS	239	6	427	25	60	26	BOMBA TRABAJA INTERMITENTE,
DESPUES	18-06-95	T	PPH	-	100%	-	-	-	-	SALIN=15500PPM

OBSERVACIONES: Tratamiento no da los resultados esperado, posiblemente el tratamiento fue sobredimensionado y oleo humecto a la formación.

WO # 14 (07-DICIEMBRE-1995)

OBJETIVO: Disparar y evaluar la formación Napo “U”.

PRUEBA	FECHA	ZON	MÉT	BPPD	BSW	RGP	API	PFCP	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	18-6-95	T	PPH	-	-	-	-	-	-	CERRADO T POR ALTO BSW.
DESPUES	-	U	PPS	336	0.6%	-	-	140	24	3 DN-280

OBSERVACIONES: Trabajo exitoso se incrementó la producción en 336 bppd, obtenidos de la arena “U” con un BSW=0.6%, fue necesario realizar un RMA para mejorar la producción.

WO # 15 (08-AGOSTO-1981)

OBJETIVO: Evaluar y rediseñar BES, cambiar completación por hueco en la tubería.

PRUEBA	FECHA	ZON	MÉT	BPPD	BSW	RGP	API	PFCP	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	22-05-96	U	-	-	-	-	-	-	BES	OFF, NO APORTA
DESPUES	10-09-96	T	PPS	285	1.0%	-	28.2	70	24	3 DN-280

OBSERVACIONES: Se cambia de arena productora de “U” por alto BSW; a la arena “T”, obteniéndose un resultado satisfactorio.

WO # 16 (18-ABRIL-1998)

OBJETIVO: Redisparar arena “T” con TCP intervalos: 9842’-9851’ (9’), 9890’-9900’ (10’). Evaluar, completar según resultados por evaluación.

PRUEBA	FECHA	ZON	MÉT	BPPD	BSW	RGP	API	PFCP	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	98-02-12	T	-	-	-	-	-	-	BES	OFF,HUECO TUB.
DESPUES	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

OBSERVACIONES: Dejan pozo completado provisionalmente para evaluar sin torre.

WO # 17 (16-AGOSTO-1998)

OBJETIVO: Bajar completación definitiva para bombeo hidráulico.

PRUEBA	FECHA	ZON	MÉT	BPPD	BSW	RGP	API	PFCP	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	04-08-98	U	PPH	226	40%	-	30.5	50	25	EVAL. POR B.H.
DESPUES	-	U+T	-	-	-	-	-	-	-	LISTO PARA BH

OBSERVACIONES: Dejan pozo listo para BH de U+T.

LAGO AGRIO No. 35

W.O. # 01 (06-ABRIL-1988)

OBJETIVO: Aislar entrada de agua a Hollín con cementación forzada; Repunzonar, evaluar, Bajar BES.

PRUEBA	FECHA	ZON	MÉT	BPPD	BSW	API	PC	PM	OBSERVACIONES
ANTES	88-03-24	Hi	PPF	225	60%	30	60	24	-
DESPUES	88-04-17	Hi+s	PPS	504	65	30	50	24	Bomba DN-1300

COMENTARIOS: Exitoso, se incrementó 379 BPPD.

W.O. # 02 (22-SEPTIEMBRE-88)

OBJETIVO: Aislar entrada de agua con cementación forzada, evaluar la formación Hollín, realizar tratamiento anti-incrustaciones, bajar BES.

PRUEBA	FECHA	ZON	MÉT	BPPD	BSW	API	PC	PM	OBSERVACIONES
ANTES	88-09-10	H	PPS	-	-	-	-	-	BES FUERA DE SERVICIO
DESPUES	88-09-22	H	PPS	228	70	28.5	70	23	BOMBA DN-750

COMENTARIOS: Bomba permaneció prendida por 4 horas y luego se atasca por presencia de escala.

W.O. # 03 (30-OCTUBRE-1988)

OBJETIVO: Limpiar las perforaciones de Hollín con HCl al 15%, evaluar, rediseñar BES.

PRUEBA	FECHA	ZON	MÉT	BPPD	BSW	API	PC	PM	OBSERVACIONES
ANTES	88-09-26	H	PPS	-	-	-	-	-	BES APAGADO POR BAJO NIVEL DE FLUIDO
DESPUES	88-10-31	T	PPH	124	26	-	-	-	BOMBA JET

COMENTARIOS: No exitoso. Se realizó cementación forzada a Hollín y RMA a la arena "T". Hollín queda aislado con CIBP.

W.O. # 04 (03-ENERO-1992)

OBJETIVO: Perforar tapón CIBP, cementar Hollín y “T”, Redisparar Hollín y “T”. Evaluar Hi, Hs, arena “T”. Bajar BES.

PRUEBA	FECHA	ZON	MÉT	BPPD	BSW	API	PC	PM	OBSERVACIONES
ANTES	88-11-05	T	PPH	-	-	-	-	-	MUERTO
DESPUES	92-01-05	H	PPS	147	63	28	60	26	Bomba DN-750

COMENTARIOS: Se incrementa producción 147 bppd, no fue posible bajar corte de agua.

W.O. # 05 (24-OCTUBRE-1992)

OBJETIVO: Cambio de completación por comunicación tubin-g casing, evaluar Hollín y bajar completación con mini cavidad HR.

PRUEBA	FECHA	ZON	MÉT	BPPD	BSW	API	PC	PM	OBSERVACIONES
Antes	92-06-16	H	PPS	-	-	-	-	-	BES fuera de servicio
Después	92-10-24	H	PPH	-	-	-	-	-	Completado con mini cavidad “HR” No exitoso

COMENTARIOS: Trabajo no exitoso, se evaluará sin torre Hollín y “T”.

W.O. # 06 (21-AGOSTO-1995)

OBJETIVO: Cambio de completación, Sacar mini cavidad “HR” y bajar cavidad Kobe Tipo “D”.

PRUEBA	FECHA	ZON	MÉT	BPPD	BSW	API	PC	PM	OBSERVACIONES
ANTES	92-06-15	H	PPH	-	-	-	-	-	CERRADO
DESPUÉS	95-09-21	H	PPH	142	1.5	29	40	26	CAVIDAD GUIBERSON

COMENTARIOS: Reacondicionamiento realizado con el objetivo de obtener gas para los compresores y turbinas.

W.O. # 07 (9-MAYO-2005)

OBJETIVO: Cambio de completación por Std. Valve como pescado.

PRUEBA	FECHA	ZON	MÉT	BPPD	BSW	API	PC	PM	OBSERVACIONES
ANTES	2004-05-18	T	PPH	-	-	-	-	-	CERRADO
DESPUÉS	2005-05-18	H	PPH	186	28.4	-	-	-	CAVIDAD GUIBERSON

COMENTARIOS: W.O. no exitoso. Pozo no recupera producción.

W.O. # 08 (8-AGOSTO-2005)**OBJETIVO:** Cambio de completación por comunicación tubing-casing.

PRUEBA	FECHA	ZON	MÉT	BPPD	BSW	API	PC	PM	OBSERVACIONES
ANTES	27-05-2005	H	PPH	-	-	-	-	-	CERRADO
DESPUÉS	07-09-2005	H	PPH	109	29	-	-	-	CAVIDAD GUIBERSON

W.O. # 09 (16-MARZO-2006)**OBJETIVO:** Cambio de completación por comunicación por hueco en tubería.

PRUEBA	FECHA	ZON	MÉT	BPPD	BSW	API	PC	PM	OBSERVACIONES
Antes	20-01-2006	H	-	-	-	-	-	-	Cerrado por comunicación bajo la cavidad
Después	30-04-2006	Hs+i	PPH	49	40	30.3	25	-	Jet C5

COMENTARIOS: Trabajo satisfactorio.**W.O. # 10 (24-NOVIEMBRE-2008)****OBJETIVO:** Cambiar completación de bombeo hidráulico por cavidad en mal estado.

PRUEBA	FECHA	ZONAS	METODO	BPPD	BS y A	RGP	API	AMP	PC	OBSERVACIONES
ANTES	08-11-10	HS+I	PPH	176	14.1	68	28.7	-	24	-
DESPUÉS	08-12-05	HS+I	PPH	133	21.6	83	28.8	-	-	-

LAGO AGRIO No. 38**WO # 01 (02-MARZO -1997)****OBJETIVO:** Cambio de completación por fisura en tubing.

PRUEBA	FECHA	ZONAS	METODO	BPPD	BSW	RGP	API	PC	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	09-03-97	H	PPH	275	13	-	-	-	26	-
DESPUÉS	26-03-97	H	PPH	-	-	-	-	-	-	POZO NO APORTA

OBSERVACIONES: Luego que sale el taladro, el pozo no aportó, se realizó prueba de tubería por \pm 15 minutos con 300 PSI, ok, se bajó presión a 2500 PSI por \pm 30 minutos, ok. Durante esos 30 minutos se pone 800 PSI en anular y cae a 600 PSI en 1 minuto. Empacadura no trabaja.

WO # 02 (31-NARZO-1997)**OBJETIVO:** Bajar completación por empacadura desasentada.

PRUEBA	FECHA	ZONAS	METODO	BPPD	BSW	RGP	API	PC	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	25-03-97	H	PPH	-	-	-	-	-	-	NO APORTA
DESPUÉS	07-04-97	H	PPH	472	4.7%	-	-	80	26	-

OBSERVACIONES: Exitoso se gana en 470 bppd.**WO # 03 (26-OCTUBRE-1999)****OBJETIVO:** Cambio de completación por comunicación tubing-casing.

PRUEBA	FECHA	ZONA	METOD	BPPD	BSW	RGP	API	PC	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	08-08-98	H	PPH	113	6%		29.5	70	28	HUECO EN TUBING
DESPUÉS	4-11-99	U	PPH	463	16.8%		29.5	60	28	JET 9-A

OBSERVACIONES: Exitoso se incrementa 350 bppd.**WO # 04 (01-ENERO-2005)****OBJETIVO:** Cambio de completación por pescado Standing valve.

PRUEBA	FECHA	ZON	ME T	BPPD	BSW	RG P	API	PC	PF M	OBSERVACIONES
ANTES	23-12-04	U	PPH	165	13%		29.5	70	28	PESCADO ST.VALVE
DESPUÉS	20-01-05	U	PPH	98	7.4%		29.5	60	28	FORMACION DAÑADA

WO # 05 (28-ENERO-2005)**OBJETIVO:** Aislar hollín con CIBP, repunzonar arena "U" ,bajar completación con cavidad Kobe.**WO # 06 (31-MARZO-2006)****OBJETIVO:** Cambio de completación por packer desasentado.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MET	BPPD	BSW	RGP	API	PC	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	14-03-06	U	PPH	96	32.6	-	28.8	60	-	JET 9A
DESPUÉS	11-04-06	U	PPH	167	24.4	-	29.4	55	-	JET 9I

COMENTARIOS: Trabajo exitoso. Pozo recupera producción en +/- 150 BPPD. Se cambia cavidad Kobe "D" por Guiberson PL-I.

WO # 07 (23-OCTUBRE-2009)**OBJETIVO:** Cambiar completación por cavidad en mal estado.**LAGO AGRIO No 41****W.O. # 01 (04-AGOSTO-1999)****OBJETIVO:** Instalar bombeo eléctrosumergible.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MET	BPPD	BSW	RGP	API	PFT	PFM	OBSERVACIONES
ANTES	23-06-99	HI	PPF	306	0.4	CTK	28.5	60	-	FLUJO NATURAL
DESPUÉS	05-08-99	HI	PPS	542	0.8	CTK	28.5	55	-	BOMBA FC-650

COMENTARIO: Trabajo exitoso se incrementa producción en 236 bppd.**W.O. # 02 (23-MAYO-2000)****OBJETIVO:** Repunzonar arena "Hs", evaluar arena "Hs+i" con elementos de presión.

PRUEBA	FECHA	ZON	MET	BPPD	BSW	RGP	API	PFT	OBSERVACIONES
ANTES	-	HI	PPF	306	0.4	-	28.5	60	CERRADO DESDE EL 14 DE DICIEMBRE DE 1999
DESPUÉS	30-05-00	HS+I	PPH	441	4.5	-	29.4	-	-

COMENTARIO: Se cambio de sistema de levantamiento artificial, funciona muy bien. Se alcanzó el incremento de producción estimado.**LAGO AGRIO No 43****W.O#1 (03-NOVIEMBRE-2003)****OBJETIVO:** Tratamiento a "Hs". Evaluar y rediseñar BES.

FECHA	ARENA	METOD	BFPD	BPPD	BSW %	%API	PC	SALINIDAD ppm Cl-	OBSERVACIÓN
09-OCT-03	"HS"	PPS	318	293	8.0	28.8	54	-	ANTES DEL TRATAMT.
16-NOV -03	"HS"	PPH	264	243	8.0	28.3	45	28100	DESPUÉS DEL TRATAMT

W.O#2 (08-Abr-2006)**OBJETIVO:** Cambio de BHA por cavidad defectuosa.

FECHA	ARENA	MET	BFPD	BPPD	BSW	°API	PC	SALINIDAD ppm Cl-	OBSERVACIÓN
09-ABR-06	HS.	PPH	162	101	37.8	29.1	53	18300	JET 8A
14-ABR-06	HS.	PPH	142	113	20.4	29.1	53	-	JET 8A

COMENTARIOS: Trabajo satisfactorio.**W.O#3 (11-OCTUBRE-2007)****OBJETIVO:** Cambio de BHA por comunicación Tbg-Csg. Repunzonar "Hs".

FECHA	ARENA	METODO	BFPD	BPPD	BSW	°API	PC	SALINIDAD ppm Cl-	OBSERVACIÓN
08-Ago-07	Hs.	PPH	58	40	30.2	29.5	50	15100	Jet 8A
30-Oct-07	Hs.	PPH	134	107	20.1	29.5	50	19000	Jet 8A

COMENTARIOS: Trabajo satisfactorio. Cambian y bajan el mismo tipo de completación (durante el W.O. salen 7 tubos y una camisa de 2 7/8" torcidos). Se repunzonan el mismo intervalo de "Hs".**LAGO AGRIO No 45****W.O. N° 1 (20-DICIEMBRE-2004)****OBJETIVO:**

- Cambio de completación por packer desasentado.
- Repunzonar "Hi". Evaluar. Completar para PPH.
- Alternativa: Punzonar "BT" intervalo: 8951' - 8970' (19')

PRUEBA	AREN	FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	Salin Ppm-ClNa	Bsw %	Api 60° F	OBSERVACIONE
ANTES	"Hi"	11-Dic-04	POZO CERRADO POR PACKER DESASENTADO						
DESPUES	"Hi"	06-Ene-05	168	161	7	5000	4	28.9	

W.O. N° 2 (11-OCTUBRE-2006)**OBJETIVO:** Cambio de completación por comunicación tbg-csg, Repunzonar "Hi".

-Completar para PPH.

PRUEBA	YACIMIENTO	FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	SALIN PPM-CINA	BSW %	API 60° F	OBSERVACIONES
ANTES	"Hi"	09-Sep-06	126	121	5	-	4.1	29.4	2½"x2"x1½"
DESPUES	"Hi"	15-Nov-06	172	129	43	9900	24.9	29.4	2½"x2"x1½"

OBSERVACIONES: Trabajo satisfactorio. Se encontró un tubo roto con hueco, se repunzonó con TCP el intervalo de "H.inf" (10071'-10079') (8'). Se baja la misma tubería.

W.O. N° 3 (06-OCTUBRE-2008)

OBJETIVO: Cambio de completación por comunicación tbg-csg.

PRUEBA	YACIMIENTO	FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	SALIN PPM-CINA	BSW %	API 60° F	OBSERVACIONES
ANTES	"HI"	09-AGO-08	147	116	31	-	38.7	28.8	2½"X2"X1½"
DESPUES	"HI"	15-OCT-08	113	106	7	10200	6.0	28.7	2½"X2"X1½"

OBSERVACIONES: Trabajo exitoso recupera producción +/- 160 BPPD. Empacadura inferior sale con cuña rota y otra cuña queda pescado en el fondo del pozo.

APÉNDICE II

LAGO AGRIO No.-11 A

FECHA: 18-06-2001

OBJETIVO: Limpieza matricial a la arena Hollín con R.M.A

-Desplazan bomba falsa hasta la cavidad y realizan prueba de inyectividad con 10 Bls. de crudo limpio, a 1.03 BPM. Y 3050 PSI. Reversan bomba falsa.

-Cía. Schlumberger arma líneas y mezclan los siguientes químicos:

- a) 314 gls. JP-1 + 314 gls. Xileno + 75.6 gls. U66+52.9 gls. L401 (18 Bls.)
- b)) 314 gls. HCL-34% + 733 gls. Agua + 121 gls. U66 + 6 gls. F75N + 7.3 gls. A261+ 302 Lbs. Y001 + 60.5 Lbs. L041 (29 Bls.).
- c) 250.5 gls. HCL-34% + 593 gls. Agua + 4.7 gls. F75N + 94.9 gls. U66 + 5.7 gls. A261 + 47.5 Lbs. L041 (23 Bls.).
- d)) 6.7 gls. De F078 + 618.8 Lbs. Cloruro de amonio + agua (44.4 Bls.).

-Desplazan bomba falsa con sello hasta la cavidad bombeando lo siguiente: 22 Bls. De Cloruro de amonio + 18 Bls. De mezcla A (CleanSweep) + 22 Bls. De la Mezcla C (HCL al 10%) + 16 Bls. De mezcla B (RMA). Rompen sello con 2100 psi y continúan bombeando: 6 Bls. De la mezcla B (RMA) + 22.4 Bls de cloruro de Amonio + 31 Bls.de crudo limpio. Se suspende bombeo durante una hora por cambio de unidad de bombeo. Continúan desplazando químicos a la formación con 60 Bls. De crudo limpio. La presión de inyección se mantuvo en un promedio de 3000 PSI y la tasa de inyección a ± 1.0 BPM

PRUEBA	FECHA	BFPD	BPPD	BSW	METODO
ANTES	15-06-2001	226	183	19%	Trabaja con bomba de pistón 3x48
DESPUES	19/06/2001	552	417	24,5%	Trabaja con bomba jet - 9A
	22/06/2001	570	433	24,0%	Trabaja con bomba jet - 9A

OBSERVACIONES: Se incrementó la producción en 230 bppd. BSW se incrementó ligeramente $\pm 5\%$. Según programa faltaría tomar prueba de B' UP. Cambiar bomba Jet a Pistón para bajar inyección y reiniciar trabajo del pozo Lag-34.

LAGO AGRIO NO.-12

FECHA: 06 -03-2004

OBJETIVO: Sandstone acid a la arena "U".

-Se baja blanking de Cia. Sertecpet desplazando con +/- 52 bls de las mezclas anteriores.

-Realizando mezcla e: 341 gls agua + 91 lbs nh4cl + 1 gls ne-118 + 22 gls us-40 (total = 364 gls.).

- Se bombea mezcla e + 20 bbls de crudo limpio.
- Wire line baja a golpear blanking.
- Se desplaza ácido con 67 bls de crudo limpio.
- Termina desplazamiento y retiran equipo.

PRUEBA	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	Bomba	API	OBSERVACIONES
ANTES	CERRADO POR BAJO APORTE							
DESPUES	-	-	-	-	-	-	-	-

COMENTARIOS: Trabajo no exitoso. Se desplaza bomba jet y pozo no aporta. Posiblemente por tener baja presión de fondo. Se recirculó csg-tbg para limpiar pozo. Se recomienda intentar evaluar a futuro cercano.

LAGO AGRIO NO.- 24

FECHA: 21/08/2001

OBJETIVO: Estimulación con sistema M-QUATROL para disminuir corte de agua de la arena Hollín superior.

-Mezclan los siguientes químicos:

a) 110 gls HCL al 34% + 518 gls de agua fresca filtrada + 110 gls de Xileno + 2 gls de CI-25 (17,6 bls) (el agua fresca se filtra con filtros de 2 micrones, turbidez menor a 10 NTU).

-Bajan bomba falsa con sello de bronce bombeando 17.6 bls de la mezcla A + 70 bls de crudo limpio del sistema.

-Reversan bomba falsa. Desplazan bomba jet B+4 hasta la cavidad, recuperan ácido y fluído durante 11 hrs.

-BJ realiza las siguientes mezclas de químicos:

b) 1156 gls de agua fresca filtrada + 200 lbs de A-9 cloruro de potasio + 5 gls NE-118 + 36 gls US-40 solvente mutual + 5 gls MA-1 surfactante (28.6 bls).

c) 4550 gls de agua fresca filtrada + 205 gls MA-1 surfactante + 250 gls Aquatrol-1 + 2660 lbs de A-9 cloruro de potasio + 85 gls BF-7L agente buffer + 4 gls FP-6L (121.3 bls).

-Desplazan bomba falsa con sello de bronce bombeando los siguientes químicos: 28.6 bls de la mezcla B + 53.1 bls de la mezcla C.

-Rompen sello de bronce y asientan bomba falsa en la cavidad y continúan bombeando 68.3 bls de la mezcla C.

Pi=1460 psi @ 0,32 BPM

Pf=2500 psi @ 0,71 BPM

-Se bombean 130 bls de la mezcla B+C.

-Con Wire Line se baja Blind box hasta la cavidad, se golpea.

-Se continúa desplazando a la formación 20 bls de Aquatrol restante (mezcla C).

-Continúa desplazamiento de químicos con 90 bls de crudo limpio con la unidad de bombeo de BJ.

Pi=2180 psi @ 0,34 BPM

Pm=3574 psi @ 0,24 BPM

Pf=3640 psi @ 0,26 BPM

-Cierran pozo 24 hrs

PRUEBA	FECHA	BFPD	BPPD	BSW	BOMBA	ZONA	TIEMPO
ANTES	16/08/2001	508	254	50%	JET B+4	H sup.	-
DESPUES	24/08/2001	454	199	56,2%	JET B+4	H sup.	17 HRS.
	25/08/2001	460	204	55,7%	JET B+4	H sup.	4 HRS.
	29/08/2001	458	267	51,8%	JET B+4	H sup.	6 HRS.
	31/08/2001	532	288	45,8%	JET B+4	H sup.	6 HRS.

OBSERVACIONES: Trabajo no exitoso. El 29 y 30 de agosto se toman 9 muestras de cabeza BSW 16%, BSWf=44.6%.

De acuerdo a la propuesta de BJ no se paga el servicio 9307,84 dólares.

FECHA: 10-May-02

OBJETIVO: Limpieza a la cavidad Guiberson de 2 7/8" con HCl al 15% a la arena H.

-Mezclan los siguientes químicos:

220 gls. de HCl al 34% + 280 gls. de agua fresca + 2 gls. de A261 Inhib. de corrosión + 3 gls. F075N surfactante + 125 lbs. de L-041 secuestrante de hierro.

-Bombean mezcla de químicos (12.60 Bls) por el tubing y desplazan con 65 Bls de crudo limpio con el sistema.

-Bajan bomba Jet B +5, recuperan ácido y prueban.

PRUEBA	FECHA	BFPD	BPPD	BSW	METODO
ANTES	10/05/2002	0	0	0	PPH
DESPUES	11/05/2002	467	207	56%	PPH

OBSERVACIONES: Se recupera producción normal. Se intentará pescar ST. valve para cambio de zona.

LAGO AGRIO NO.- 31

FECHA: 17-09-2004

OBJETIVO: Estimulación matricial @ arena Napo "U".

-Prueban inyectividad a arena "U" con 20 bls de agua tratada.

-Se intenta reversar bomba falsa, sin éxito. Formación succiona..

-Se realiza mezcla para limpieza del tubing (HCL 7.5%).

798 gls de agua fresca filtrada + 202 gls de HCl 34% + 4 gls de A261 + 50 Lbs + L041 + 5 gls F103 (1008 gls= 24Bls).

-Prueban conexiones con presión y abastecimiento de crudo.

-Con Unidad de bombeo, bombean mezcla de limpieza del tubing.

-Con Unidad MTU se desplaza mezcla utilizando 43 bls de crudo limpio.

-Reversan mezcla anterior y bombean a la Estación con 110 bls de crudo limpio.

-Preparan mezcla (DAD):

598 gls de agua fresca filtrada + 5 gls de A261 Inhibidor + 432 gls de HCl 34% + 50 lbs de secuestrante L041 + 200 gls de Xileno + 250 gls JP-1 + 21 gls de U074 + 5 gls F103. (1510 gls = 36 Bls).

-Con camión bomba Desplazan bomba falsa con 5 bls de crudo limpio y 36 Bls.DAD.

-Con Unidad MTU se desplaza mezcla utilizando 41 bls de agua tratada con NH4Cl

-Asienta bomba falsa. Forzan a la arena "U" con 48 bs de agua tratada con NH4 Cl.

-3738 gls de agua fresca filtrada + 594 lbs. de NH4Cl (3738 = 89 Bls).

PRUEBA	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	Bomba	API	OBSERVACIONES
ANTES	16-SEP-04	U	96	94	1,8	JET C 5	29,3	-
DESPUES	20-SEP-04	U	216	213	1,2	JET C 5	29,4	DESPUÉS DE TRATAMIENTO
DESPUES	21-SEP-04	U	216	213	1,2	JET C 5	29,4	DESPUÉS DE TRATAMIENTO

COMENTARIOS: Exitoso, se incremento producción de 94 a 213 (117 bppd.). Se utilizo 250 Gls. de jp-1, debido a que dowell no tenia disponibilidad del volumen requerido de xileno, para la estimulación matricial a la arena "U".

FECHA: 09-10-2007

OBJETIVO: Limpieza a los punzados con solventes y HCl al 10% con CTU.

-Prueban líneas, herramienta Check Valve con herramienta de fondo del CT.

-Preparan la siguiente mezcla química de Cloruro de amonio:

NC₄Cl al 3%: 2512 gls de agua fresca + 630 lbs Cloruro de amonio + 8 gls de Surfactante Total: 2520 gls (60 bls.).

Se cambia fluido del Coiled, agua fresca por solución de Cloruro de amonio al 3% (840gls), en superficie.

-Bajan Coiled probando, con bombeo de 420 gls de solución de cloruro de amonio al 3%.

-Realizan Prueba de admisión a la arena " U " con 10 bls de solución de Cloruro de amonio.

-Realizan mezclas de químicos para el tratamiento:

a) Solventes: 420 gls (10 bls).

-288 gls de JP-1 + 4 gls de Solvente mutual + 2 gls de Surfactante + 126 gls de Xileno.

b) HCl al 10%: 1.500 gls (36 bls).

-1091 gls de agua fresca + 9 gls de Inhibidor de corrosión + 396 gls de HCl al 34% + 98 lbs de Controlador de hierro+ 3 gls de Inhibidor de arcillas + 3 gls de Antiemulsión +5 gls de Surfactante.

-Con el CT a 9400' se inicia el bombeo de los solventes (10 bls) + HCl al 10% (36 bls).

-Bajan tubería flexible hasta la profundidad de la camisa de 2-3/8" a 9615' donde se asientan St.valve.

-Continúa el bombeo del resto del HCl al 10% hacia la formación. Se desplaza con 20 bls de Cloruro de amonio al 3%.

-Sacan tubería flexible hacia superficie, se realiza cambio de fluido a la tubería por agua fresca y se neutraliza con 55 lbs de soda ash.

PRUEBA	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	BPMA	OBSERVACIONES
ANTES	05/10/2007	U	51	38	24.6	JET C5	-
DESPUES	10/10/2007	U	231	302	12.5	JET C5	TRABAJO SATISFACTORIO

FECHA: 10 DIC-2007

OBJETIVO: Estimulación con solventes y camión bomba a la arena " U".

-Arman líneas y prueban con 4000 psi, ok.

-Realizan mezcla de químicos:

1500 gls. de JP1 + 90 gls. de Solvente Mutual + 18 gls. de surfactante + 180 gls. de Paravan-25 Total mezcla: 1.788 gls. (43 bls).

Desplazan blanking a la cavidad @ 9502' con 43 bls de la mezcla química, asientan blanking con 83 bls de crudo del sistema. BPM: 0,3 PSI: 270

-Forzan tratamiento a la formación con 45 bls de crudo @ 0,5 BPM Y 1.800 PSI.

-Se cierra pozo por 6 hrs, para que actúen los químicos.

PRUEBA	FECHA	BFPD	BPPD	BSW	MET	COMENTARIOS
ANTES	11/12/07	56	32	43.5	PPH	TRABAJO NO SATISFACTORIO, NO SE RECUPERA
DESPUES	12/12/07	86	69	19.4	PPH	PRODUCCIÓN. CHEQUEAR LÍNEAS EN SUPERFICIE

FECHA: 31/12/2007

OBJETIVO: Estimulación matricial a la arena " U " con CTU.

-Realiza prueba de inyectividad con 10 bls.

-Mezclan e inyectan los siguientes químicos para el tratamiento:

- Preflujo CleanSweep 1

336 gls de Xileno + 42 gls de Solvente mutual+42 gls de ácido acético Total = 420 gls (10,0 bls).

- Preflujo de HCl al 10%

730 gls de agua fresca + 65 lbs de Iron control + 3 gls de Inhibidor de corrosión + 264 gls de Ácido clorhídrico + 3 gls de Surfactante Total = 1000 gls(24,0 bls).

- Tratamiento principal - 8 : 2 RMA (Regular MudAcid)

1.470 gls de agua fresca+ 130 lbs de Cleatingagent + 501 lbs de Intensifier ABF+ 6 gls de Inhibidor de Inhibidor de corrosión + 520 gls de HCl al 34% + 4 gls de Surfactante Total = 2000 gls(48,0 bls).

- Sobreflujo de HCl al 5%

865 gls de agua fresca + 65 lbs de Iron control + 3 gls de Inhibidor de corrosión + 129 gls de Ácido clorhídrico al 34% + 3 gls de Surfactante Total = 1000 gls(24,0 bls).

- Postflujo de NH₄Cl al 3%

1000 gls. de agua fresca + 250 lbs. de Cloruro de amonio + 2 Surfactante Total = 1000 gls. (24,0 bls).

Total Mezcla Química = 4.492 gls. (106,95 bls).

-Bombean inicialmente con 0,5BPM a 100 PSI y finalizan a 0.8BPM y 1.500 PSI

-Sacan tubería flexible a superficie.

-Sueltan st. Valve a cavidad a 9.502' + desplazan bomba jet 7-g, pozo queda en producción.

PRUEBA	FECHA	BFPD	BPPD	BSW	BOMBA	COMENTARIOS
ANTES	14/12/2007	60	46	22.5	JET C5	
DESPUES	31/12/2007	138	126	9	JET 7G	TRABAJO
	02/01/1900	171	158	7.4	JET 7G	SATISFACTORIO

FECHA: 25/01/2008

OBJETIVO: Estimulación matricial a la arena "T" con CTU

-Mezclan los siguientes químicos para el tratamiento:

a) Preflujo Acido HCl al 10% 1020 gls. (24,3 bls).

740 Gls. de agua fresca + 3 gls. de inhibidor de corrosión (A261) + 269 gls. de HCl al 34% (H034) + 51 lbs. De iron chelating (L041) + 5 gls. de anti emulsión (W054) + 3 gls. de Surfactante (F103).

b) Fluido Principal HCl: HF 8: 2 (Mud Acid) 1530 gls. (36,4 bls).

1086 Gls. de agua fresca + gls. de Inhibidor de corrosión (A261) + 398 gls. de HCl al 34% (H034) + 99 lbs. de ironchelating (L041) + 8 gls. de antiemulsión (W054) + 384 lbs. de Intensificador ABF (Y001) + 5 gls. de surfactante (F103).

c) Postflujo de HCl al 5% 1020 gls. (24,3 bls)

878 Gls. de agua fresca + 3 gls. de Inhibidor de corrosión (A261) + 131 gls. de HCl al 34% (H034) + 5 gls. de antiemulsión (W054) + 51 lbs. deIronchelating (L041) + 3 gls. de Surfactante (F103).

Total de mezcla química: 3570 Gls. (85 bls)

d) Sobre desplazamiento de cloruro de amonio al 3% NH₄Cl 2.940 gls. (70 bls).
2.940 gls. de agua fresca + 735 lbs. de Cloruro de amonio (J285) + 9 gls. de Surfactante (F103).

Total Mezcla Química = 4.492 gls. (106,95 bls).

-Desplazando tratamiento a través del coiled tubing e inyectando tratamiento hacia la formación. Pinic: 1.371bpm: 0.56 Pfin: 911 Bpm: 0.59.

-Sacar tubería flexible hasta superficie, neutralizan y cambian de fluido al carroto.

-Sueltan St. Valve a cavidad a 9.502' + desplazan bomba Jet C 5 hasta cavidad a 9.502'.

PRUEBA	FECHA	ZONA	BFPD	BPPD	BSW	BOMBA	COMENTARIOS
ANTES	24/01/2008	U	POZO NO APORTA, LUEGO DE ESTIMULACIÓN A LA ARENA " U ", CAMBIAN DE ARENA DE " U " A " T "			JET C5	TRABAJO NO SATISFACTORIO
DESPUES	26/01/2008	T	LUEGO DE ESTIMULACIÓN A LA ARENA " T ", NOZO NO APORTA			JET C5	POZO NO APORTA

LAGO AGRIO NO.-34

FECHA: 99-08-18

OBJETIVO: Estimulación a las arenas "U " y "T" con solventes y HCl al 15%.

-Se desplaza blanking a cavidad y se prueba admisión a "T" con 2.000 psi a 0.7 BPM.

-Arman unidad de bombeo y mezclan químicos:

A) 719 gls. JP-1 + 165 gls. Xileno + 14 gls. NE-110

B) 2.75gls.HCL a 34% + 382gls Agua fresca+7gls NE-118+ 3gls CI-5+ 12gls Ferrot-300L+ 21gls US-40+ 2gls CLAYM-5C.

-Desplazan bomba falsa con sello hasta la cavidad bombeando 37.9 Bls. de las mezclas A+B con BJ + 45 Bls. de crudo (con la bomba triplex), rompen el sello, asientan en la cavidad y desplazan químicos con 42 bls. de crudo con el sistema de power oil, con 2300 psi a 0.93 BPM. Reversan blanking.

-Wire line con línea .092" intenta cerrar camisa de "T", sin éxito, falta línea.

-Wire line baja con línea 3/16", cierra camisa de "T" a 9.846', e intenta abrir camisa de "U" a 9.615', rompe línea en lubricador, se baja wiregrap y se pesca línea 3/16".

-Se espera unidad de W / L # 13 desde Guarumo.

-W /L #13 abre camisa de "T " a 9.846', y se desplaza bomba jet 9A y se evalúa "T".

-Se desplaza blanking a cavidad y se prueba admisión con 2.100 psi a 1.4BPM., se reversa blanking.

-W /L #13 Cierra camisa de "T" a 9846' y abre camisa de "U " a 9.615'

-Se desplaza blanking a cavidad y se prueba admisión con 2.100 psi a 1.4BPM., se reversa blanking.

-Arman unidad de bombeo y mezclan químicos:

A) 984 gls. JP-1 + 165 gls. Xileno + 11 gls. NE-110

B) B 385gls.HCl a 34% + 537gls agua fresca + 9gls NE-118+ 4gls CI-5+ 15gls Ferrot-300L+ 29gls US-40+ 2gls CLAYM-5C

-Desplazan bomba falsa con sello hasta la cavidad bombeando 51 Bls. de las mezclas A+B con BJ

31 Bls. de crudo (con la bomba triplex), rompen el sello, asientan en la cavidad y desplazan químicos con 53 bls. de crudo con el sistema de power oil, con 2.100psi a 1.4BPM. Recuperan blanking.

-Se desplaza bomba jet 8A y se evalúa "U".

-Se desplaza bomba pistón 3" x 48' y se evalúa "U + T".

PRUEBA	FECHA	BFPPD	BPPD	BSW	METODO
ANTES DEL TRATAMIENTO	99-08-16	130	126	1,1	PPH
DESPUES DEL TRATAMIENTO	99-08-23	230	223	3,2	PPH

OBSERAVCIONES: Trabajo exitoso. Ganancia 90 bppd.

FECHA: 03/03/2009

OBJETIVO: Estimulación matricial a la arena "t" con 4,5 % de BJ sands toneacid.

-Wireline cierra camisas de "U" y "T".

-Llenado pozo con 220 bls y unidad mtutripoint.

-Desplazan blanking con MTU tripoint, se prueba BHA con 3.500 psi ok.

-Desplazan blanking y realizan prueba de inyektividad a "t" con 10bls de. Reversan blanking.

-Bombean picklin por el tubing 15 bls.

-Con MTU tripoint se desplaza picklin con 65 bls de agua hasta cavidad, mas bombean 120 bls por anular y recuperan pickling al tanque en locución.

-Wireline baja igualador de presión. Pozo en espera se igualen presiones

-Wireline baja pescante y tensiona, continua en espera se igualen presiones.

-Recuperan st-valve ok. **(Se espero 32 hrs para que se igualen presiones).**

-Llenando pozo con unidad mtutripoint.

-Preparan las siguientes mezclas para realizar la estimulación:

Mezcla # 1 envirosol (14 bls)

Agua, 467 gls + paravan-25, 43 gls+ clay master 5c, 1 gls + ne-118, 3gls+ us-40, 57 gls

Mezcla # 2 acido al 10 % (10 bls)

Agua fresca, 533 gls + ci-11, 2 gls + clay master 5c, 1gls + ne-18, 6 gls + ferretrol- 300l, 6 lbs + claytreat, 3c 1 gls + acido acético, 60 gls.

Mezcla # 3 4,5 % bj sandstone acid, 1000 gls (24 bls).

Agua fresca, 853 gls + ci-11, 3 gls + ferrotrol 300l, 10 gls + ne-118, 10gls+ HV acid, 45 gls+ ácido acético, 40 gls + abf, 554 lbs

Mezcla # 4 solución NH4Cl, 855 gls (20 bls)

Agua fresca, 763 gls + nh4cl, 342 lbs+ ne-118, 7 gls+ us-40, 86 gls+ fsa 1, 5 gls.

Mezcla # 5 post flujo solución NH4Cl, 3350 (80 bls)

Agua fresca, 3337 gls + ne-118, 7 gls + clay treat 3c, 7 gls.

-CIA. Bj. Bombea 126 bls de la mezcla + desplaza a la formación con 82 bls de agua

-Forzan con 80 bls de agua filtrada y tratada.

PRUEBA	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	BOMBA	COMENTARIOS	
ANTES	27/02/2009	U+T	216	0	100	JET 10J		
DESPUES	01/03/2009	T	REALIZA ESTIMULACIÓN MATRICIAL A "T"					TRABAJO
	04/03/2009	T	240	0	100	JET 10J	SATISFACTORIO	

LAGO AGRIO NO.-35

FECHA: 19/05/2005

OBJETIVO: Realizar tratamiento sanstone acid a arena "Hs".

-Técnico de Solipet arma blanking tool + deja este en válvula master.

-B.J. Services arman unidades en superficie + transportando agua fresca con vaccum y llenando tanques para mezclas.

-B.J. Services arman líneas. Prueban, ok. Mezclan químicos de acuerdo a programa.

-Con 84 bls de mezcla desplazan blankingtool y asientan en cavidad @ 9.646'.

-Rompen sello de blanking. Forzan el siguiente tratamiento con 90 bls de fluido en tanque de locación:

- A) 220 gls Xileno + 770 gls JP.1 + 10 gls NE-110W
- B) 182 gls HCL 34 % + 782 gls agua + 2 gls CI-25 + 3 gls RNB-60703+ 8 gls NE-118 + 13 gls HV ACID + 30 lbs FERROTROL - 210 + 10 gls FERROTROL - 300L.
- C) 49 gls HCL 34 % + 871 gls agua + 2 gls CI-25 + 8 gls NE-118 + 30 gls HV ACID + 30 lbs FERROTROL - 210 + 369 lbs ABF + 10 gls FERROTROL - 300L.
- D) 864 agua + 99 gls HCL 34 % + 2 gls CI-25 + 3 gls RNB-60703 + 12 gls HV ACID + 10 gls NE-118 + 50 lbs FERROTROL - 210 + 10 gls FERROTROL - 300L.

E) 880 gls AGUA + 220 lbs de NH4Cl + 8 gls NE-118 + 2 gls FSA-1 + 110 gls US-40.

PRUEBA	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	BOMBA	API	OBSERVACIONES
ANTES	19-May-05	"Hs"	120	86	28	JET C4	-	-
DESPUES	22-May-05	"Hs"	240	188	21,6	JET C4	-	LUEGO DE TRATAMIENTO

COMENTARIOS: Pozo espera instalación de línea de fluido motriz.

FECHA: 11/07/2011

OBJETIVO: Estimulación BJ Sandstoneacid orgánico al 4.5%.

ARENA: "Hs+Hi"

-Mezclan 20 bls de solventes y 13 bls de HCl al 15%.

-Bombean 20 bls de solventes + 13 bls de HCl al 15% y desplazan con 30 bls de agua tratada.

PRUEBA	FECHA	BFPD	BPPD	BSW	BOMBA	COMENTARIOS
ANTES	13/06/2011	36	11	70.2	JET 8h	
POZO CERRADO EL 09 DE JULIO DEL 2011.						TRABAJO NO EXITOSO
DESPUES	12/07/2011	51	5	30.2	JET 8H	

FECHA: 16/01/05

OBJETIVO: Realizar tubing punch en TBG de 2 7/8".

ARENA: U

-Reversan bomba Jet 8A- de Cavidad @ 9.471'.

-Recuperan St. Valve de cavidad 3 1/2" + cierra camisa de Hollín @ 10.055'. OK.

-Bajan Std. Valve de 2,31" a Camisa @ 9666' para asentar Kinley Perforador.

-Bajan Kinley Perforador no pasa @ 9600'. Maniobran y logran pasar herramienta hasta 9666'.

-Al pasar obstrucción se rompe el pin perforador. Sacan herramienta.

-Se baja top Collar y se asienta @ 9.600'. Se baja perforador hasta 9666'.

-Se realiza tubing punch +/- 9.630'.

Bajan std. Valve de Cavidad + bomba Jet.

Prueban Pozo.

PRUEBA	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	BOMBA	API	OBSERVACIONES
ANTES	15-Ene-05	"H + U"	144	119	17,3	JET 8A-	28,1	
DESPUES	18-Ene-05	"H + U"	48	25	47,9	JET 8A-	28,1	

COMENTARIOS: Trabajo no exitoso. Pozo no incrementa producción.

LAGO AGRIO 41

FECHA: 20/01/2002

OBJETIVO: Estimulación a arena "H sup." con sandstone acid.

ARENA: Hs

- Técnico de Blader bajó bomba falsa con sello de bronce. BJ Services mezcla y bombea las siguientes mezclas:

A) Preflujo: 360 barriles de agua fresca filtrada + 1 gl. de RNB-60703 + 3 gls. de CI-25+20 lbs. de FE-300 + 7 gls. de Ne-118 + 100 gls. de HCl al 34 % (11 barriles).

B) Tratamiento: 669 gls. de agua fresca filtrada + 2 gls. de RNB-60703 + 4 gls. de CI-25 + 24 lbs. de FE-300 + 7 gls NE-118 + 48 gls US-40 + 24 gls HV acid + 320 lbs. de ABF + 24 gls HCL-34% (19 barriles).

C) Postflujo: 373 gls de agua fresca filtrada + 1 gl RNB60703 + 2 gls CI-25 + 15 lbs. de FE-300 + 20 gls US-40 + 4 gls de NE-118 + 100 gls de HCL-34% (12 barriles).

D) Sobreflujo: 494 gls de agua fresca filtrada + 1 gl de RNB60703 + 1 gl de Clay master 5C + 4 gls de NE-118 + 125 gls de NH4CL (12 barriles). Total mezclado 54 barriles.

-Continuaron inyectando 32 bls de crudo limpio con el sistema power oil.

- Con sistema power oil, bombearon 55 bls de crudo limpio a la formación: P. máx.= 3.500 Rata= 0.5

PRUEBA	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW
ANTES	14/01/2002	Hs	628	491	21.8
	16/01/2002	Hs	624	485	22.2
DESPUES	20/01/2002	Hs	808	618	23.5

COMENTARIOS: Trabajo exitoso.

FECHA: 17/01/2004

OBJETIVO: Estimulación con sandstone acid".

-Mezclando sandstone acid bombean 54 bls. De solventes, termina bombeo de unidad BJ, dejar conexiones a cabezal

-Asientan bomba falsa bombeando 34 bls. De fluido motriz, + desplazan mezclas a formación, bombeando 90 bls. De fluido motriz

-Reversan bomba jet+ desplazan bomba Jet a cavidad

-Prueban pozo, pruebas bajas, pozo no aporta según última prueba

-Se reversa bomba, mixer taponado con sedimentos sólidos, se baja bomba reparada, producción normal

PRUEBA	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	BOMBA	API
ANTES	17-Ene-04	HS	496	281	43,3	JET 8H	27,8
DESPUES	17-Ene-04	HS	811	590	27,2	JET 8H	27,8

COMENTARIOS: Estimulación exitosa, se recupera producción, por presencia de sólidos (arcilla), puede volver a taponarse la bomba, se recomienda incrementar dosificación de químicos dispersantes en el fluido motriz.

FECHA: 09/09/2007

OBJETIVO: Estimulación acida con B.J. s3 Acid con CTU a la arena "Hs".

-Realizan pequeña prueba de admisión con el Sistema Power oil con 1300 PSI, presión baja 250 PSI por minuto.

-Mezclan los siguientes químicos para el tratamiento:

A) 501 gls de agua fresca + 1 gls de Clay treat-3C + 58 gls de US-40 + 6 gls de NE-940 + 2 gls de FSA-1 + 15 gls de Paravan-25.

B) 840 gls de agua fresca + 9 gls de CI-25 + 22 gls de FE-300L + 3 gls de Clay master 5C + 146 gls de US-40 + 4 gls de FSA-1 + 15 gls NE-940 + 385 gls de HCl al 33% + 44 lbs de FE-210C.

C) 2286 gls de agua fresca + 10 gls de NE-940 + 7 gls de ClayTreat 3C + 147 gls de US-40.

D) 840 gls de agua fresca + 2 gls de NE-118 + 2 gls de Clay Treat 3C.

-Bajan tubería flexible hasta 10022' y llenan tubería con 20 BLS de mezcla y asientan St. valve en camisa de Hollín.

-Desplazan tratamiento con 20 bls de agua tratada.

-Recuperan tubería flexible a superficie.

PRUEBA	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	BOMBA
ANTES	07/09/2007	Hs	62	3	95.9	PL-II
DESPUES	10/09/2007	Hs	881	130	85.3	JET 8H
DESPUES	11/09/2007	Hs	230	62	73	JET 8H

COMENTARIOS: Trabajo exitoso.

LAGO AGRIO 43

FECHA: 26/03/2007

OBJETIVO: Limpieza con camión bomba a la cara de arena " Hs "".

-Preparan las siguientes mezclas químicas:

A) **SOLVENTES:** 800 gls de JP - 1 + 165 gls xileno + 10 gls de surfactante (Hyflo IV) + 30 gls de solvente mutual. Total: 1005 gls (23,9 bls).

B) **HCl al 7,5%:** 353 gls de agua fresca + 110 gls de ácido clorhídrico + 25 gls de solvente mutual (Musol "A") + 2 gls de inhibidor de corrosión (HAI-85M) + 10 gls de estabilizador de arcillas (ClaSta FS) + 3 gls de surfactante (Lossurf 300) + 10 lbs de secuestrante de hierro (Fercheck) + 1 gl de agente penetrante (Pen 88) Total: 504 gls (12,0 bls)

-Llenando pozo con 15 bls de crudo limpio.

-Desplazan blanking.

-Bombean la primera mezcla química de solventes; 23,9 bls.

-Bombean la segunda mezcla química de ácido clorhídrico al 7,5%; 12,2 bls.

-Desplazan con crudo hasta la llegada del blanking al fondo (9497'). Se observa incremento de presión con 46 bls de crudo limpio.

-Forzando a la formación los 1000 gls de solvente, con ácido en los perforados con 26 bls de crudo.

-Recuperan blanking, desplazan St. valve y bomba Jet 8 A.

PRUEBA	FECHA	ZONA	METODO	BFPD	BPPD	BSW	THE	PC	OBSERVACIONES
ANTES	23-Mar-07	" Hs "	PPH	109	88	19,1	17	40	Jet 8 A
DESPUES	26-Mar-07	" Hs "	PPH	149	132	11,2	4	50	Jet 8 A

COMENTARIOS: Trabajo satisfactorio, se realizo tratamiento de acuerdo a programa presentado por Cía. Halliburton

FECHA: 14/04/2007

OBJETIVO: Estimulación matricial a la formación Hs.

-Desplazan blanking con 80 bls de agua.

-Realizan prueba de admisión con 10 bls de agua.

-W/L pesca blanking.

-Realizan las siguientes mezclas + Desplazan Blanking, rompen sello con 900 psi; continúan bombeando mezclas químicas para Estimular formación:

A) **CLAY FIX:** 500 gls de agua + 250 lbs de Cloruro de Amonio (Estabilizador de Arcilla) + 2 gls. Losurf 300 (surfactante) + 30 gls de Musol A (solvente Mutual).Total: 532 gls (12,6 bls).

B) **Ácido Acético:** 756 gls de agua + 380 lbs de Cloruro de Amonio (Estabilizador de Arcilla) + 44 gls Musol A (solvente mutual) + 3 gls de MSA III (inhibidor de corrosión) + 04 gls de Losurf 300 (surfactante) + 14 gls de Fercheck (secuestrante de hierro) + 2 gls de agente penetrante (Pen 88) + 110 gls de ácido acético (FE-1A).Total: 933 gls (22,2 bls).

C) **Volcanic Acid II:** 1212 gls de agua + 450 lbs. de Cloruro de Amonio (Controlador de Arcilla) + 75 gls de Musol A (Solvente Mutual) + 6 gls de MSIII (Inhibidor de Corrosión) + 7 gls de Losurf 300 (Surfactante) + 200 lbs. de ABF + 206 gls de Alcheck + 4 gls de Pen 88. Total: 1510 gls (35,9 bls).

D) **Ácido Acético:** 756 gls de agua + 380 lbs. de Cloruro de Amonio (Estabilizador de Arcilla) + 44 gls Musol A (solvente mutual) + 3 gls de MSA III (inhibidor de corrosión) + 04 gls de Losurf 300 (surfactante) + 14 gls de Fercheck (secuestrante de hierro) + 2 gls de agente penetrante (Pen 88) + 110 gls de ácido acético (FE-1A).Total: 933 gls (22,2 bls).

E)**CLAY FIX:**750 gls de agua + 375 lbs. de Cloruro de Amonio (Estabilizador de Arcilla) + 3 gls Losurf 300 (surfactante) + 45 gls de Musol A (solvente Mutual).Total: 798 gls (19 bls).

-Forzan 110 bls de tratamiento con 86 bls de agua.

-Recuperan blanking, desplazan St. valve y bomba Jet 8 A.

PRUEBA	FECHA	ZONA	METODO	BFPD	BPPD	BSW	THE	PC	OBSERVACIONES
ANTES	28-Mar-07	" Hs "	PPH	78	57	26,5	8	50	Jet 8 A
DESPUES	17-Abr-07	" Hs "	PPH	258	246	4,5	3	40	Jet 8 A

COMENTARIO: Trabajo satisfactorio. Confirmar producción.

FECHA: 27/08/2007

OBJETIVO: Tratamiento acido con RMA a la arena "U".

-Reversan bomba Jet 8 A desde cavidad a 9.498'.

-Wire Line recupera ST. valve de cavidad a 9.498'.

-Asientan blanking en cavidad a 9.498' y realizan prueba de inyectividad con 10 BLS de crudo limpio.

-Reversan blanking en cavidad a 9.498'.

-Reunión de seguridad. Arman camión bomba y prueban líneas.

-Preparan las siguientes mezclas químicas:

A) **Preflujo, HCl al 15%:** 330 gls de HCl al 34% + 414 gls de agua fresca + 8 gls de Inhibidor de corrosión (IC-18) + 10 gls de Estabilizador de arcillas (Clay Stab-3) + 14 gls de secuestrante de hierro (EDTA) + 14 gls de Agente Antisludge (Sludge-2) + 10gls de Surfactante no iónico (SC-40). Total 800 gls (19,04 bls).

B) **Tratamiento con HCl al 12% + HF al 3%:** 275 gls de HCl al 34% + 485 gls de agua fresca + 8 gls de Inhibidor de corrosión (IC-18) + 280 lbs de Bisulfuro de amonio + 8 gls de Agente antisludge (Sludge-2) + 10 gls de Surfactante no iónico (SC-40) + 14 gls de secuestrante de hierro (EDTA). Total 800 gls (19,04 bls).

C) **Posflujo Acido, HCl al 5%:** 165 gls de HCl al 34% + 591 gls de agua fresca + 8 gls de Inhibidor de corrosión (IC-18) + 8 gls de Estabilizador de arcillas (Clay

Stab-3) + 12gls de secuestrante de hierro (EDTA) + 8 gls de Agente anti-sludge (Sludge-2) + 8 gls de Surfactante no-iónico (SC-40). Total 800 gls (19,04 bls).

D) **Postflujo NH₄Cl al 3%:** 378 gls de agua fresca + 120 lbs de Cloruro de amonio + 6 gls de Surfactante no-iónico (SC-40) + 6 gls de Estabilizador de arcillas (Clay Stab-3) + 110 gls de Solvente mutual (SAW-1). Total = 500 gls (11,90 bls).

-Desplazan blanking a la cavidad a 9498' con 69,04 bls de la mezcla química + 15 BLS de crudo del sistema Power Oil. Desarman líneas de flujo y camión bomba Forzando químicos a la formación 05 BLS, 20 BLS, 40 BLS, 60 BLS, 85 BLS.

-Desplazando St. valve y bomba Jet 8 A y finalizan operación.

PRUEBA	FECHA	METODO	BFPD	BPPD	BSW	THE	PC	OBSERVACIONES
ANTES	28-Ago-07	Cambian de arena nueva " U ", pozo no aporta						Jet 8 A
DESPUES	29-Ago-07	-	-	-	-	-	-	Jet 8 A

FECHA: 12/12/2007

OBJETIVO: Estimulación con solventes y camión bomba a la arena " Hs".

-Desplazan blanking, rompe sello con 800 psi; prueban admisión a "Hs" con 40 bls de crudo.

-Reversan Blanking.

-Cia BJ, Arman líneas y prueban con 4.000 psi, ok.

-Realizan mezcla de químicos:

2.000 gls de JP1 + 220 gls de Paravan-25 + 22 gls de surfactante + 110 gls de Solvente Mutual Total mezcla: 2.352 gls (56 bls).

-Desplazan blanking a la cavidad @ 9.518' con 56 bls de la mezcla química, asientan blanking con 26 bls de crudo del sistema.

Forzan tratamiento a la formación con 56 bls.

-Se cierra pozo por 6 hrs, para que actúen los químicos.

-Reversar blanking, sin éxito

-Continúan intentando reversar blanking, sin éxito.

-Esperando unidad de Pesca (Swab).

-Unidad de Swab con pulling tool de 2 3/8" pesca blanking @ 5.200', ok.

FECHA	BFPD	BPPD	BSW	BOMBA
13/12/07	138	109	21.2	JET 8A
14/12/07	69	41	40.3	JET 8A
16/12/07	54	26	51.7	JET 8A

COMENTARIO: Trabajo no satisfactorio, no se recupera producción. Pozo continúa con bajo aporte.

LAGO AGRIO 43

FECHA: 05/11/2004

OBJETIVO: Realizar tratamiento sandstone acid a arena T.

-Prueba de líneas 4.000 psi ok.

-Prueba de inyectividad 1bpm / 2.000psi con 10 bls de agua.

-Bombeando tratamiento, según programa

A) Preflujo s3 al 10% (25.4 bls)

717 gls de agua fresca + 6 gls de ne-118 surfactante no iónico+ 30 lbs ferrotol - 210 reductor de hierro + 15 gls de ferrotol-300l secuestrante de hierro + 2 gls de RNB-60703 estabilizador de arcillas + 20 gls de paravan 25 + 8 gls de HV acid + 6 gls de cl-25 inhibidor de corrosión + 293 gls de HCl al 34% total = 1.067 gal (25.4 bls).

B) Tratamiento principal: Regular sandstone acid (35.71 bls)

1377 gls de agua fresca + 6 gls de cl-25 + 12 gls de NE-118 + 3 gls de rnb-60703 + 74 gls de HCl al 34% total = 1500 gls (35.71 bls) 45 lbs de ferrotol - 210+ 23 gls de ferrotol - 300l + 45 gls HV acid + 554 lbs ABF +74 gls de HCl al 34% TOTAL = 1.500 gls (35.71 bls).

C) PosflujoHCl al 7.5% (24 bls)

723 gls de agua fresca + 4 gls de Cl-25 + 8 gls de NE-118 + 2 gls de RNB-6070320 lbs de ferrotol - 210+ 10 gls de ferrotol - 300L + 2 gls FSA-1 + 8 gls de HV Acid + 50 gls US-40201 gls de HCl al 34% TOTAL = 1.008 gls (24 bls).

-FORZANDO TRATAMIENTO CON AGUA + NH₄CL

D) Cloruro de amonio NH₄cl al 3% (47.6 bls)

1904 gls de agua fresca + 80 gls de US 40 + 16 gls de NE-118 + 500 lbs Cloruro de amonio

-Continúan forzando tratamiento con 86bbbls de agua tratada.

PRUEBA	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	BOMBA	API	OBSERVACIONES
ANTES	4-Nov-04	T	96	0	100	JET 10J	-	-
DESPUES	06-Nov-04	T	48	0	100	JET 10J	-	

COMENTARIOS: Tratamiento no exitoso. No incremento en producción de la arena T.

FECHA: 06/12/2004

OBJETIVO: Realizar tratamiento RMA a arena Hi.

-Se realiza prueba de inyectividad 0.2 bpm @ 3.700 PSI.

-Prueba de líneas 4.000 PSI ok

-Asentando bomba falsa con 2.000 PSI. Forzando tratamiento:

A) Preflujo - Solvente (250 gls)

55 gls Xileno + 250 gls JP-1 + 8 gls SADPE Surfactante Dispersante de Orgánicos + 3 gls SC-40 Surfactante no ionico + 25 gls SAW-1 Solvente Mutual.

B) Tratamiento principal: Acido HCl AL 7.5% (250 gLS)

55 gls de HCl al 34% + 195 gls de agua fresca + 2 gls IC-18 Inhibidor de Corrosión +1 gls Clay Stab-3 Clay Control + 10 Lbs ACH-4 Agente de Control de Hierro + 2 gls Sludge-2 Agente Anti Sludge + 3 gls SF-2 Surfactante no-iónico.

C) Tratamiento HCl - HF 10% - 2% (250 gls)

110 gls de HCl al 34% + 140 gls de agua fresca + 2 gls IC-18 Inhibidor de Corrosión +100 Lbs. Amonium Biflouride + 10 lbs ACH - 4 Agente de Control de Hierro +2 gls Sludge-2 Agente Anti Sludge + 45 Lbs Acido Borico + 5 gls SF-2 surfactante no-iónico.

D) Post flujo acido, HCl 5% (250 gls)

215 gls de Agua filtrada + 35 gls HCl al 34% + 1 gls de IC-18 Inhibidor de Corrosión +3 gls SF-2 Surfactante no-iónico.

Forzando tratamiento con agua + NH₄Cl.

E) Post flujo acido, NH₄Cl 3% (250 gLS)

250 gls de Agua filtrada + 65 lbs. Cloruro de Amonio + 3 gls SF-2 Surfactante no iónico +25 gls SAW-1 Solvente mutual.

-Se detiene el bombeo por posible comunicación Tbg-Csg

PRUEBA	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	BOMBA	API	OBSERVACIONES
ANTES	5-Dic-04	H Inf	168	141,12	16	JET C5	28,9	-
DESPUES	09-Dic-04	H Inf	168	43,68	74	JET C5	28,9	FLUIDO EMULSIONADO

COMENTARIOS: tratamiento no exitoso. Decae producción en arena Hi. Se detecta packer desasentado. Pozo entra a work over.

FECHA: 29/01/2009

OBJETIVO: Estimulación matricial con solventes y antiincrustante @ "Hi"

-Reversa bomba pistón PLI d04. + WL recupera std. Valve (sale con abundante escala).

-Desplaza bomba falsa para realizar prueba de inyectividad con 20 bls.

P. Inicial= 3.250 psi @ 0,66 bpm. P. Final= 3.350 psi @ 0,56 bpm. Reversa bomba falsa.

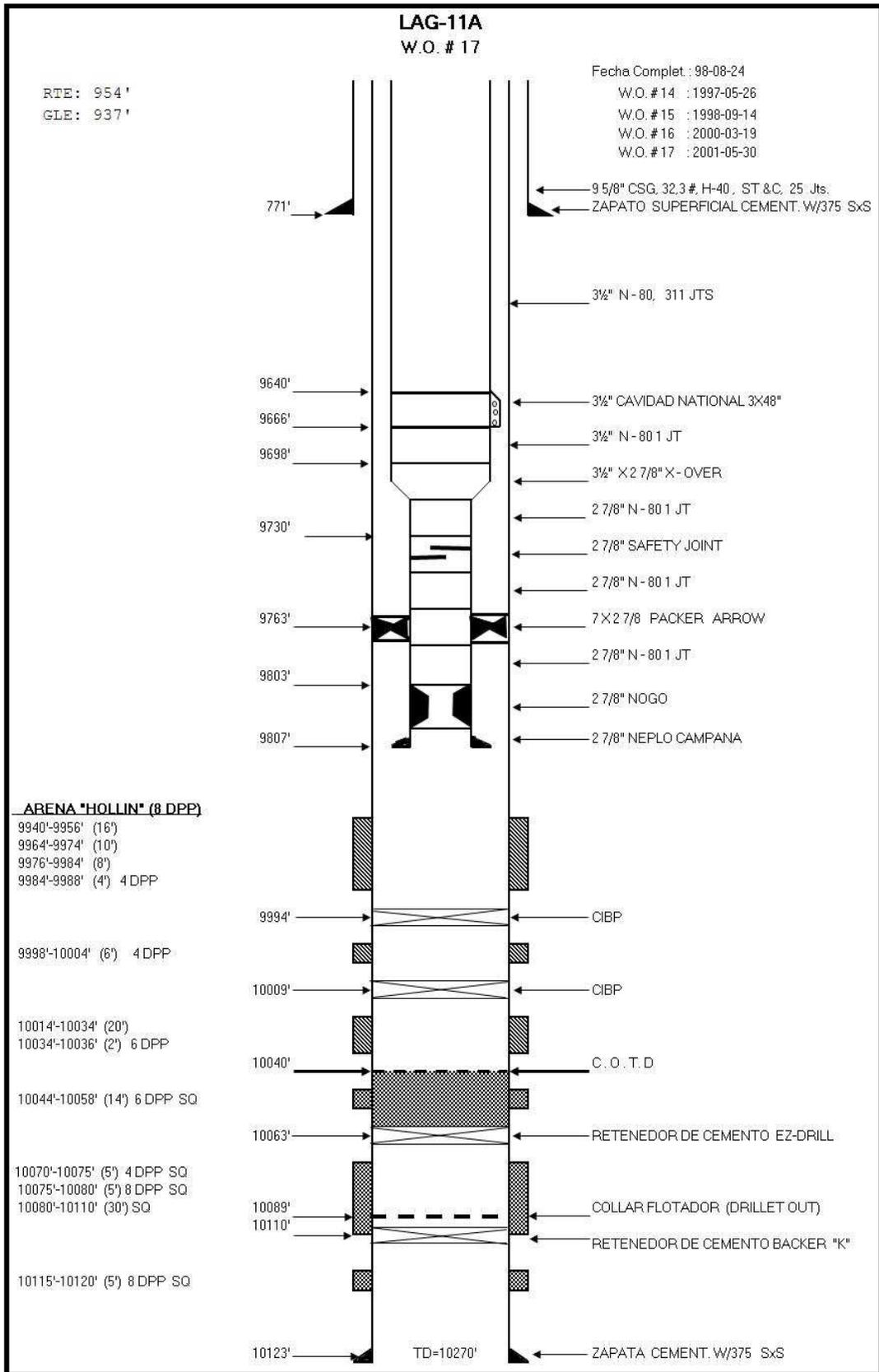
-Cia. BJ mezcla químicos como se indica:

Mezcla # 1 solvente (11 bls) agua, 406 gls + Clay Master 5c, 1 gls + Paravan-25, 28 gls + us-40, 28 gls.

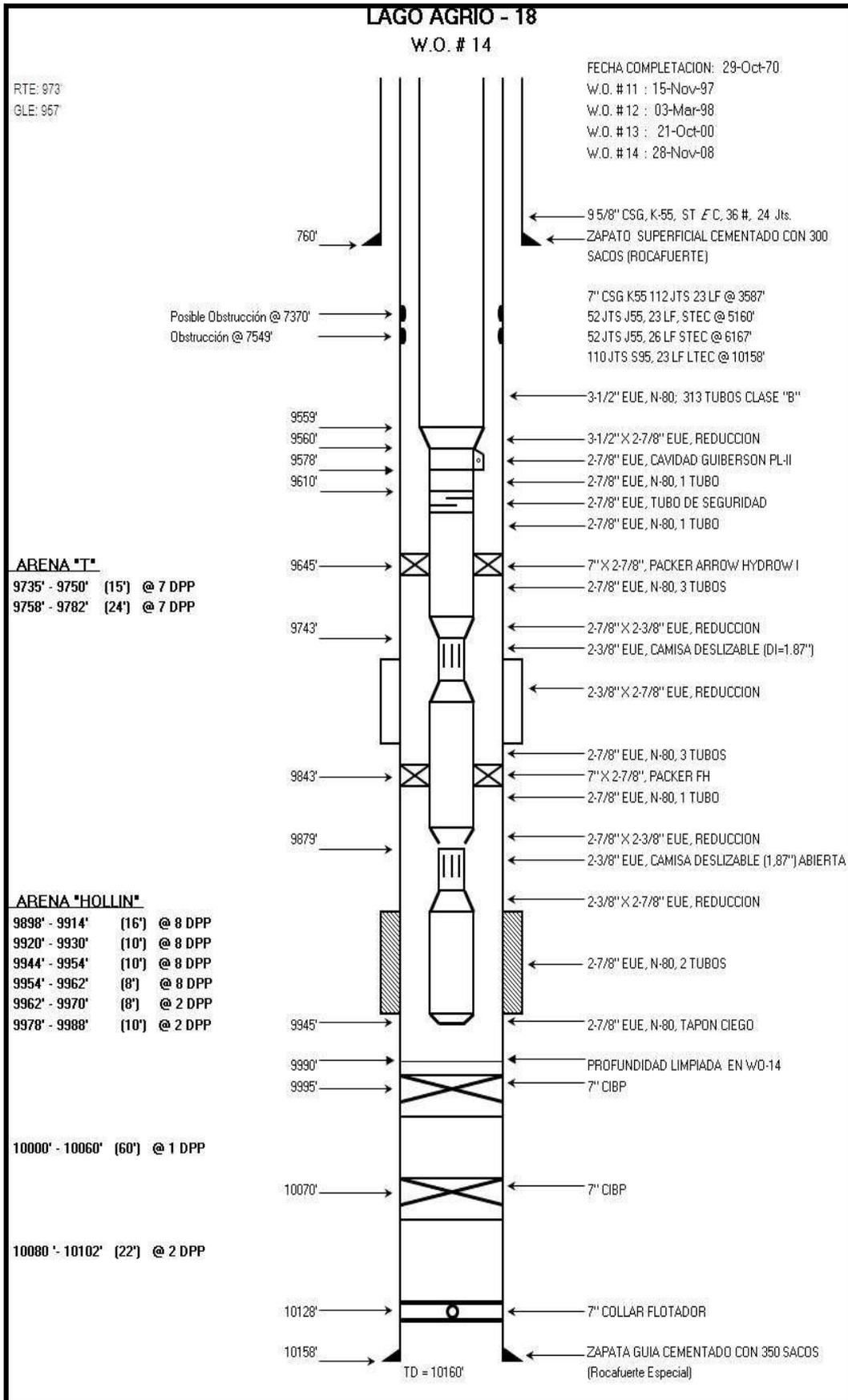
- Mezcla # 2 acido clorhídrico al 10% (9 bls) agua fresca, 267 gls + ci-25, 1 gls + clay master 5c, 1gls + ne-118, 3 gls + ferretrol - 210, 8 lbs + ferre - trol 3.00l, 4 gls + acido clorhídrico, 103 gls.

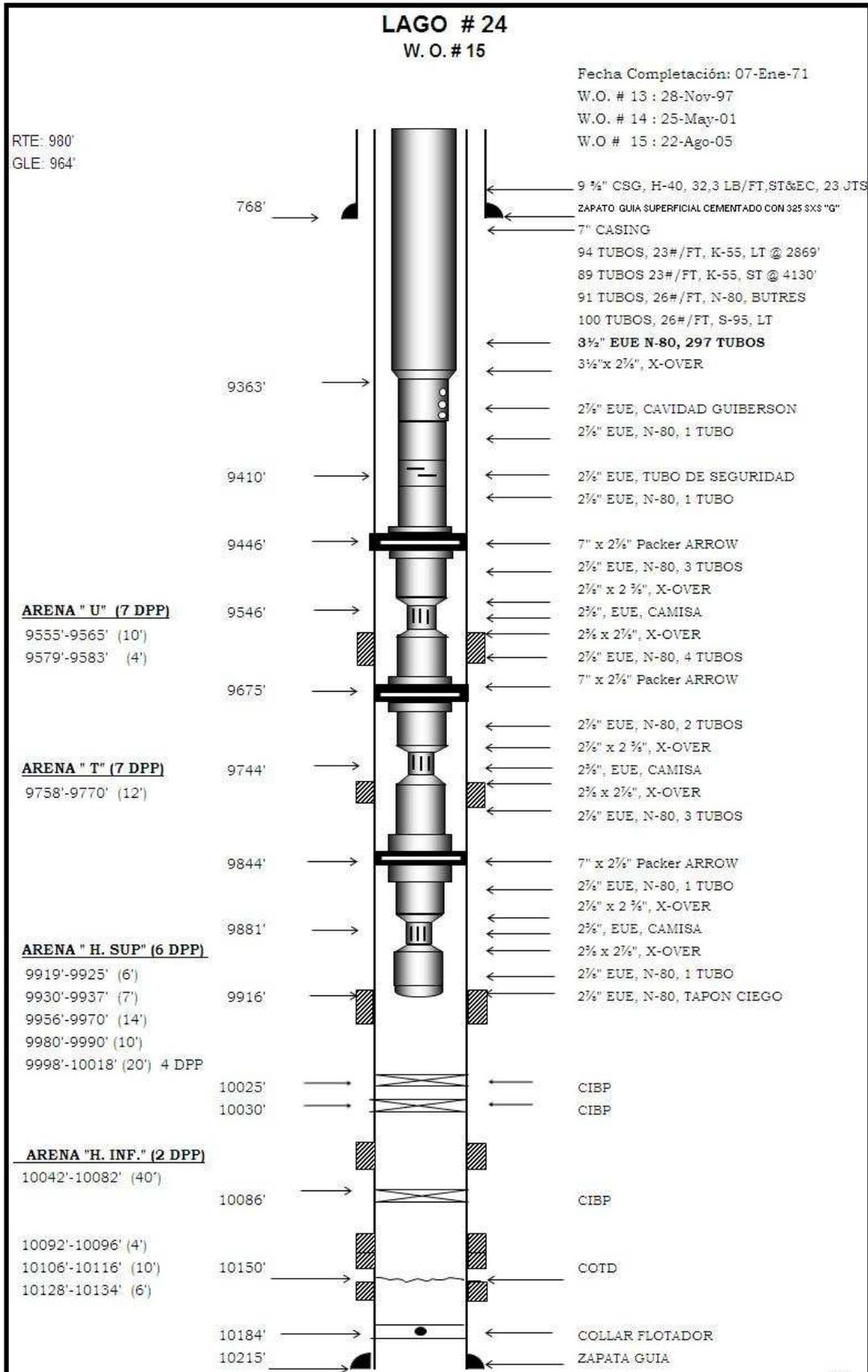
- Mezcla # 3 solución de clay master-5c (10 bls) agua fresca, 438 gls + clay master 5c, 1 gls + ne-118, 1gls.
- Mezcla # 4 tratamiento antiescala (7 bls) agua fresca, 206 gls + cl-25, 1gls + clay master- 5c, 1gls + ne-118, 2 gls + ferrotrol- 210, 6 lbs ferrotrol-3.00l, 3 gls + hvacid, 27 gls + HCl 33%, 61 gls.
- Mezcla # 5 postflujo (52 bls) agua fresca, 2.185 gls + nh4cl, 913 lbs + ne-118, 4 gls + us-40, 220 gls.
- prueba líneas y desplaza bomba falsa con mezcla de químicos, asienta en cavidad bombeando 84 bls.
- Con presión de 2850 psi. Bombea 12 bls de mezcla. @ 0,4 bpm. Bj desarma líneas y camión bomba.
- Abre válvulas de power oil y continúa bombeando mezclas químicas. P. Inicial= 2.900 psi @ 0,9bpm.
- con presión de 2.750 psi. Y a una rata de 1bpm bombea 12 bls de mezcla. Estabiliza a una presión de 2.300 psi @ 0,92 bpm. Total bombeado 80 bls de crudo limpio.
- Cierra pozo para que actúen químicos de acuerdo a recomendación de CIA. BJ services.
- Se recupera +/- 120 bls de mezclas químicas.

APÉNDICE III

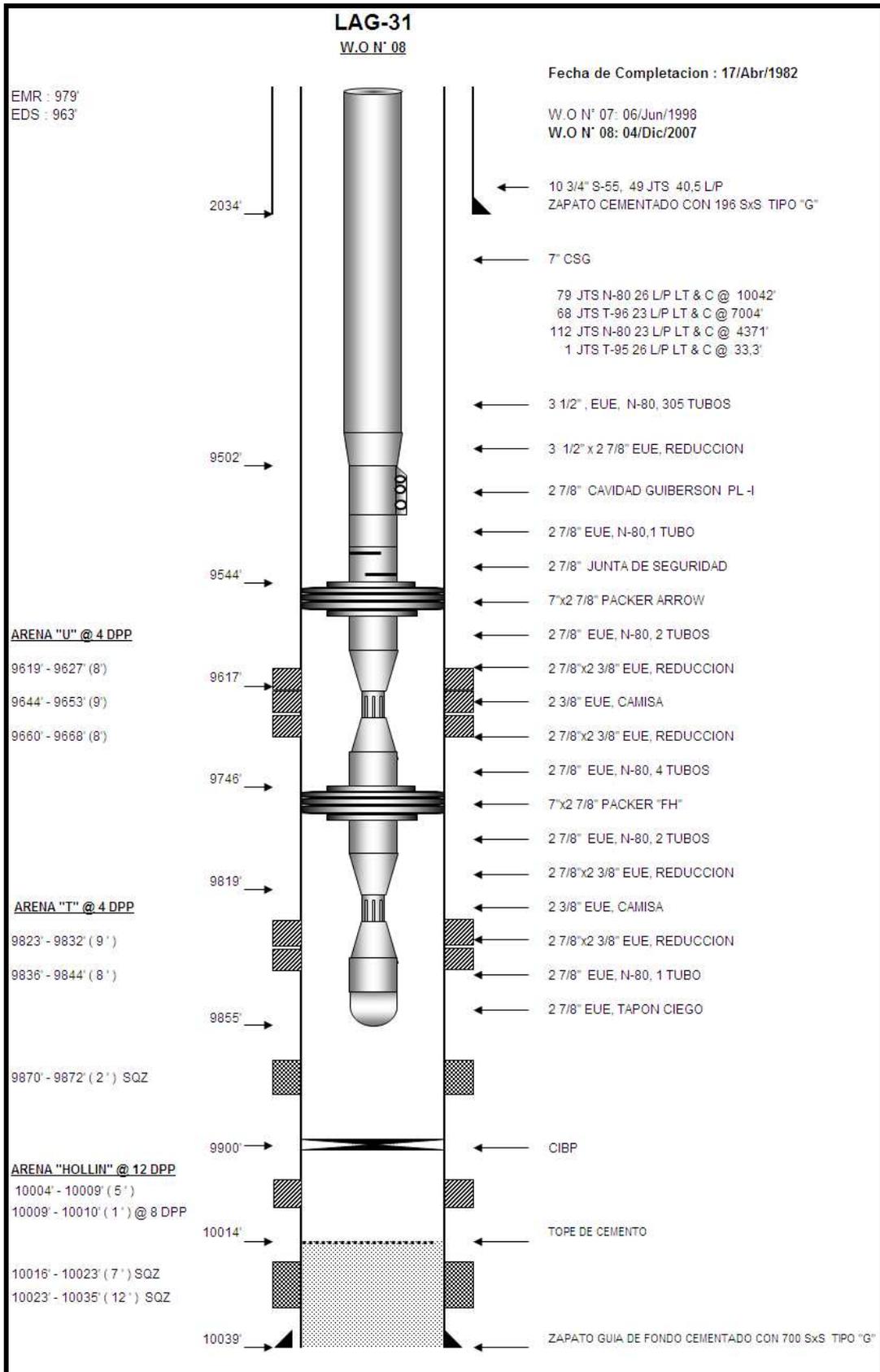


FUENTE: EP PETROECUADOR

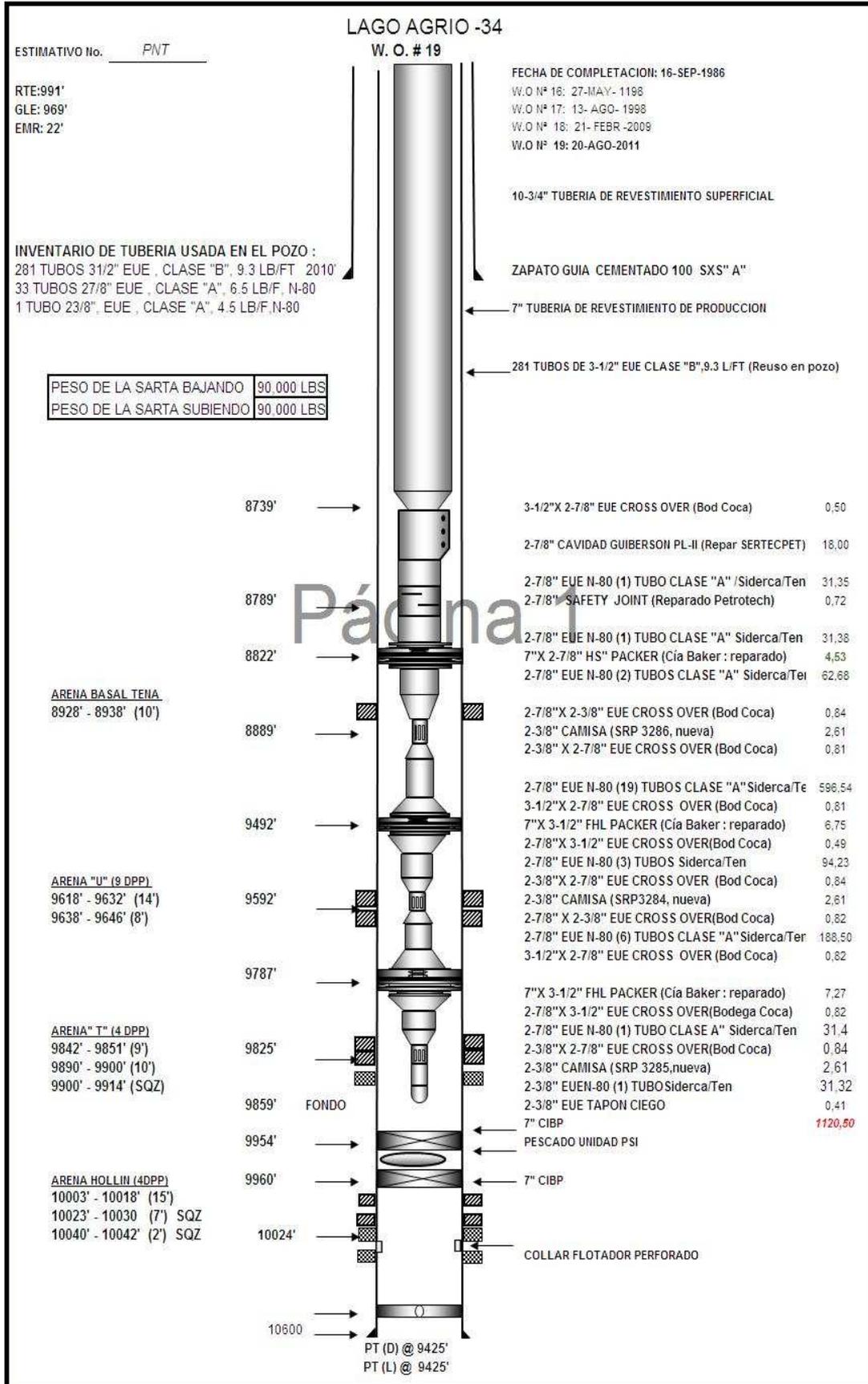




FUENTE: EP PETROECUADOR



Fuente: EP PETROECUADOR



FUENTE: EP PETROECUADOR

**LAGO AGRIO - 38
WORKOVER No. 08**

E.M.R.: 992'
E.S.: 975'

COMPLETACION ORIGINAL: 05 - Mar - 1995

WORKOVER No. 05: 28-Ene-2005

WORKOVER No. 06: 31-Mar-2006

WORKOVER No. 07: 22-Oct-2009

WORKOVER No. 08: 07-Sep-2010

CSG SUPERFICIAL: 10-3/4" K-55, 40.6 LBS/FT, LT&C, 8RD, 57 TUBOS

ZAPATO GUIA SUPERICIAL CEMENTADO CON 1400 SXS TIPO "A"

7" CSG:
C-95, 26 LBS/FT, LT&C, 8 RD a 10240' 240 JTS
N-95, 26 LBS/FT, LT&C, 8 RD a 10254' 1 JT

DV TOOL CEMENTADO CON 1200 SXS "G"

3-1/2" EUE, N-80 303 TUBOSEUE CLASE "B"

3-1/2" x 2-7/8" CROSS OVER

2-7/8" CAVIDAD PL - I

2-7/8" EUE, N-80 1 TUBO

2-7/8" SAFETY JOINT

2-7/8" EUE, N-80 1 TUBO

2-7/8" x 2-3/8" CROSS OVER

7" x 2-7/8" PACKER ARROW
2-7/8" x 2-3/8" CROSS OVER

2-3/8", N-80 1 TUBO

2-3/8" NO-GO (ID = 1,81")

2-3/8" NEPLO CAMPANA

ARENA "U"

9656' - 9664' (8') @ 9 DPP
9668' - 9672' (4') @ 5 DPP
9682' - 9694' (12') @ 9 DPP

ARENA "HOLLIN"

10014' - 10034' (20') a 6 DPP
10034' - 10054' (20') a 10 DPP

COTD WO 08

7" CIBP WO 05

COTD

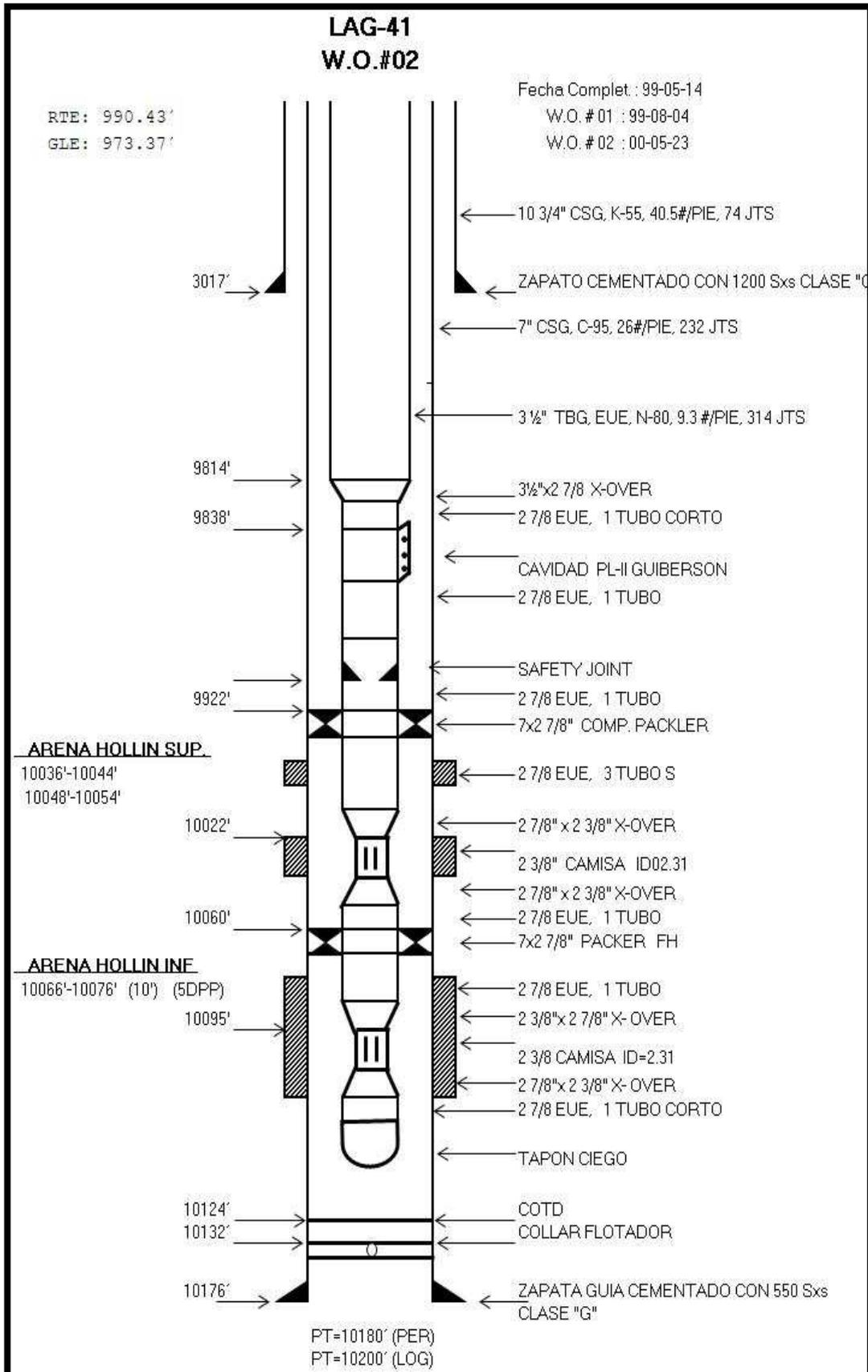
7" COLLAR FLOTADOR

ZAPATO GUIA CEMENTADO CON 950 SXS TIPO "G"

P. driller = 10265'

P. logging = 10252'

FUENTE: EP PETROECUADOR



FUENTE: EP PETROECUADOR

LAGO AGRIO - 43

W.O N° 04

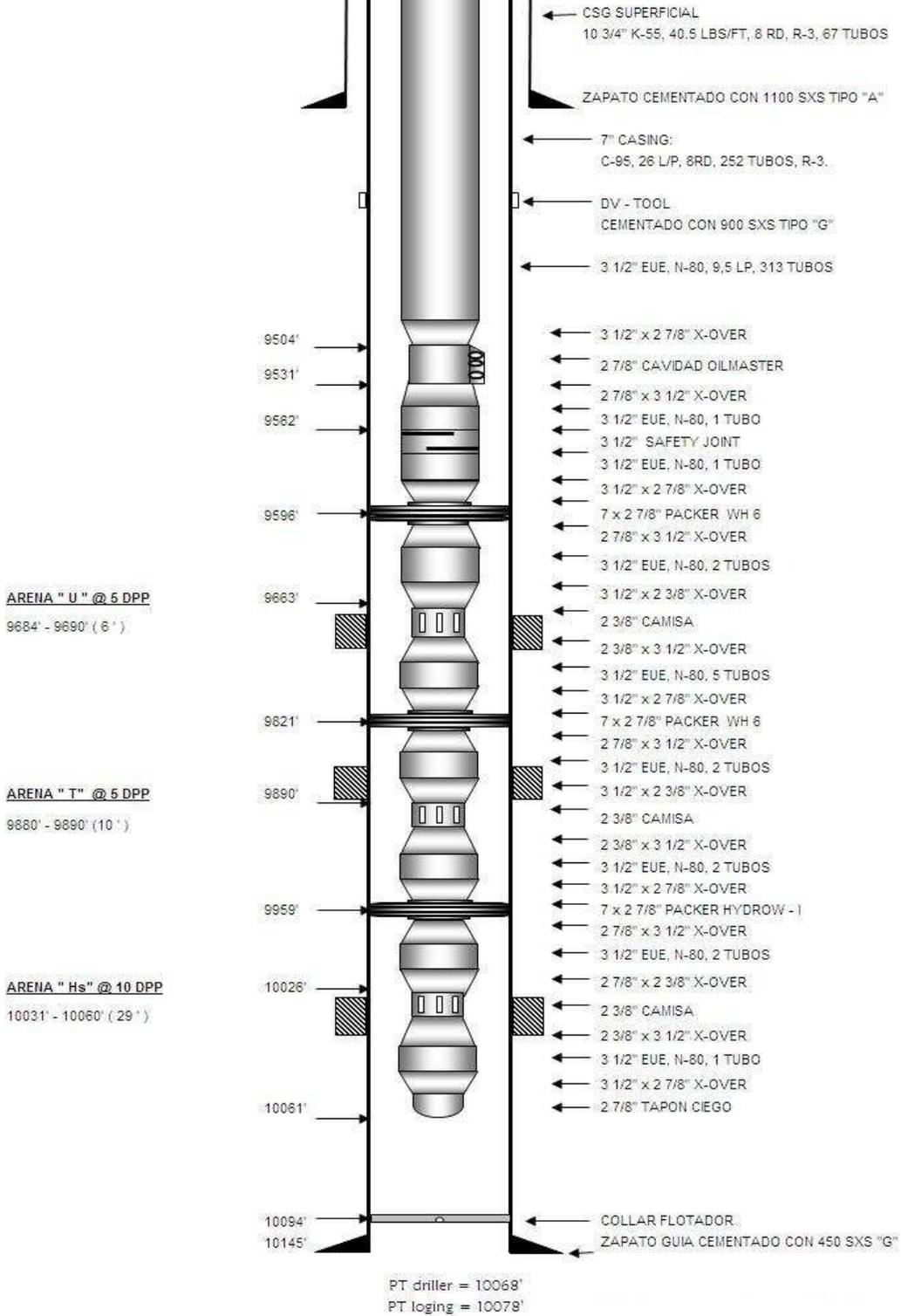
EMR: 970'
ES : 984'

COMPLETACION INICIAL: 06-Jun-2003

W.O No.02: 08-Abr-2006

W.O No.03: 11-Oct-2007

W.O No.04: 29-Nov-2008



FUENTE: EP PETROECUADOR

APÉNDICE IV

RODSTAR-V 3.0 for Windows

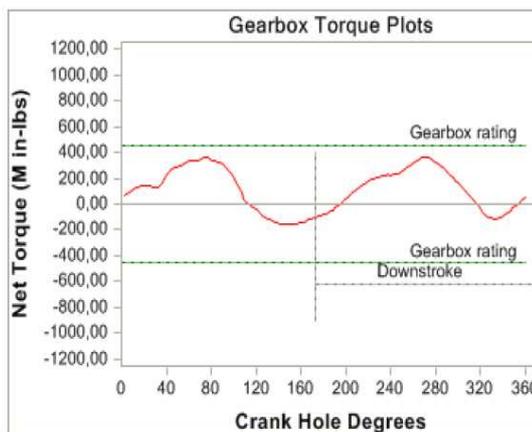
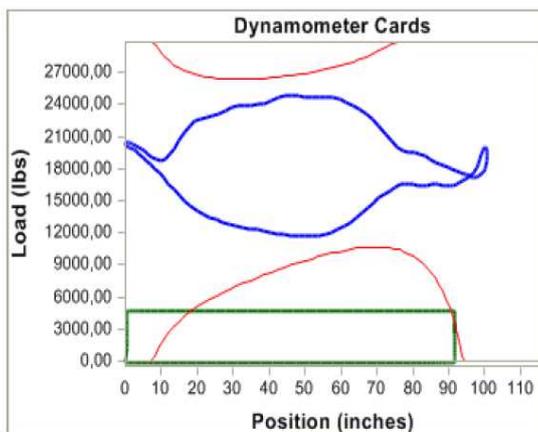
Company:
Well: LAG-11A
Disk file: (Untitled)
Comment:

© Theta Enterprises, Inc.
Tel: (714) 526-8878

Page 1 of 3
User:
Date: 26/01/2012

INPUT DATA				CALCULATED RESULTS				
Target prod. (bfpd):	125	Fluid level		Production rate (bfpd):	124	Peak pol. rod load (lbs):	24863	
Run time (hrs/day):	24,0	(ft from surface):	9763	Oil production (BOPD):	90	Min. pol. rod load (lbs):	11680	
Tubing pres. (psi):	100	(ft over pump):	44	Strokes per minute:	8,7	Polished rod HP:	15,2	
Casing pres. (psi):	80	Stuf.box fr. (lbs):	100	System eff. (Motor->Pump):	34%	Unit struct. loading:	83%	
				Permissible load HP:	47,7	PRHP / PLHP:	0,32	
				Fluid load on pump (lbs):	4765	Buoyant rod weight (lbs):	15952	
						N/No: ,326 , Fo/SKr: ,375		
Fluid properties				Motor & power meter				
Water cut:	27%	Power Meter	Detent	Required prime mover size				
Water sp. gravity:	1	Electr. cost:	\$/KWH	(speed var. not included)	BALANCED			
Oil API gravity:	29,0	Type:	NEMA D		(Min Torq)			
Fluid sp. gravity:	0,9136			NEMA D motor: 40 HP				
				Single/double cyl. engine: 40 HP				
				Multicylinder engine: 40 HP				
Pumping Unit: Lufkin Conventional - New (C-456D-*)				Torque analysis and electricity consumption				
API size: C-456-298-100 (unit ID: CL51)				BALANCED				
Crank hole number	#1 (out of 4)			(Min Torq)				
Calculated stroke length (in):	100,7			Peak g'box torq.(M in-lbs): 363				
Crank Rotation with well to right:	CCW			Gearbox loading: 80%				
Max. CB moment (M in-lbs):	Unknown			Cyclic load factor: 1,8				
Structural unbalance (lbs):	550			Max. CB moment (M in-lbs): 909,26				
Crank offset angle (deg):	0,0			Counterbalance effect (lbs): 19703				
				Daily electr.use (KWH/day): 431				
				Monthly electric bill: \$0				
				Electr.cost per bbl. fluid: \$0,000				
				Electr.cost per bbl. oil: \$0,000				
Tubing and pump information				Tubing, pump and plunger calculations				
Tubing O.D. (ins)	3,500	Upstroke rod-tbg friction:	0,500	Tubing stretch (ins):	,0			
Tubing I.D. (ins):	2,992	Downstroke rod-tbg friction:	0,500	Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):	0,0			
Pump depth (ft):	9807	Tub.anch.depth (ft):	9807	Gross pump stroke (ins):	91,8			
Pump condition:	Full	Pump load adj. (lbs):	0,0	Pump spacing (in. from bottom):	29,4			
Pump type:	Insert	Pump vol. efficiency:	85%	Minimum pump length (ft):	19,0			
Plunger size (ins)	1,25	Pump friction (lbs):	200,0	Recommended plunger length (ft):	6,0			
Rod string design (rod tapers calculated)				Rod string stress analysis (service factor: 0,9)				
Diameter (inches)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Tensile Strength (psi)	Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method
.875	Highland XD	3407	140000	67%	41181	19590	9253	API MG T/2,8
.75	Highland XD	6400	140000	67%	37317	12595	-4723	API MG T/2,8

NOTE Stress calculations include buoyancy effects.



RODSTAR-V 3.0 for Windows

Company: EP PETROECUADOR

Page 1 of 3

Well: LAG 18

© Theta Enterprises, Inc.

User: YADIRA Y ADRIAN

Disk file: LAG 18.rsvx

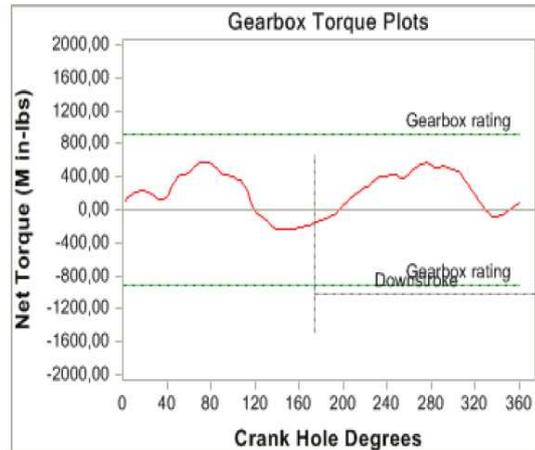
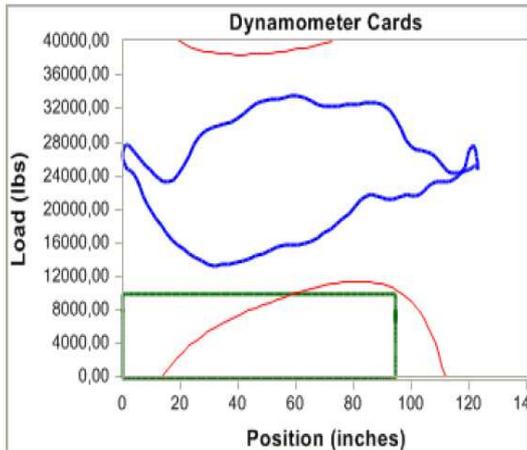
Tel: (714) 526-8878

Date: 02/02/2012

Comment:

INPUT DATA				CALCULATED RESULTS				
Target prod. (bfpd):	246	Fluid level		Production rate (bfpd):	251	Peak pol. rod load (lbs):	33574	
Run time (hrs/day):	24,0	(ft from surface):	9843	Oil production (BOPD):	108	Min. pol. rod load (lbs):	13294	
Tubing pres. (psi):	20	(ft over pump):	102	Strokes per minute:	8,8	Polished rod HP:	28,8	
Casing pres. (psi):	10	Stuf.box fr. (lbs):	100	System eff. (Motor->Pump):	42%	Unit struct. loading:	79%	
				Permissible load HP:	93,8	PRHP / PLHP	0,31	
				Fluid load on pump (lbs):	9761	Buoyant rod weight (lbs):	19115	
						N/No: ,315 , Fo/SKr: ,557		
Fluid properties				Motor & power meter				
Water cut:	57%	Power Meter	Detent	Required prime mover size	BALANCED			
Water sp. gravity:	1	Electr. cost:	\$/KWH	(speed var. not included)	(Min Torq)			
Oil API gravity:	29,0	Type:	NEMA D	NEMA D motor:	60 HP			
Fluid sp. gravity:	0,9491			Single/double cyl. engine:	60 HP			
				Multicylinder engine:	60 HP			
Pumping Unit: Lufkin Conventional - New (C-912D-*)				Torque analysis and electricity consumption				
API size: C-912-427-120 (unit ID: CL35)				Peak g'box torq.(M in-lbs):	574			
Crank hole number	#1 (out of 4)			Gearbox loading:	63%			
Calculated stroke length (in):	122,9			Cyclic load factor:	1,6			
Crank Rotation with well to right:	CCW			Max. CB moment (M in-lbs):	1511,7			
Max. CB moment (M in-lbs):	Unknown			Counterbalance effect (lbs):	26580			
Structural unbalance (lbs):	570			Daily electr.use (KWH/day):	734			
Crank offset angle (deg):	0,0			Monthly electric bill:	\$0			
				Electr.cost per bbl. fluid:	\$0,000			
				Electr.cost per bbl. oil:	\$0,000			
Tubing and pump information				Tubing, pump and plunger calculations				
Tubing O.D. (ins)	3,500	Upstroke rod-tbg friction:	0,500	Tubing stretch (ins):	,0			
Tubing I.D. (ins):	2,992	Downstroke rod-tbg friction	0,500	Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):	0,0			
Pump depth (ft):	9945	Tub.anch.depth (ft):	9945	Gross pump stroke (ins):	94,5			
Pump condition:	Full	Pump load adj. (lbs):	0,0	Pump spacing (in. from bottom):	29,8			
Pump type:	Insert	Pump vol. efficiency :	85%	Minimum pump length (ft):	21,0			
Plunger size (ins)	1,75	Pump friction (lbs):	200,0	Recommended plunger length (ft):	6,0			
Rod string design				Rod string stress analysis (service factor: 0.9)				
Diameter (inches)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Tensile Strength (psi)	Stress Load %	Top Maximurr Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method
1	Highland XD	2970	140000	76%	42641	17073	9494	API MG T/2.8
.875	Highland XD	2875	140000	78%	40845	12021	5573	API MG T/2.8
.75	Highland XD	4100	140000	85%	40996	6711	-453	API MG T/2.8

NOTE Stress calculations do not include buoyancy effects.



RODSTAR-V 3.0 for Windows

Company: EP PETROECUADOR

Page 1 of 3

Well: LAG 24

© Theta Enterprises, Inc.

User: YADIRA Y ADRIAN

Disk file: (Untitled)

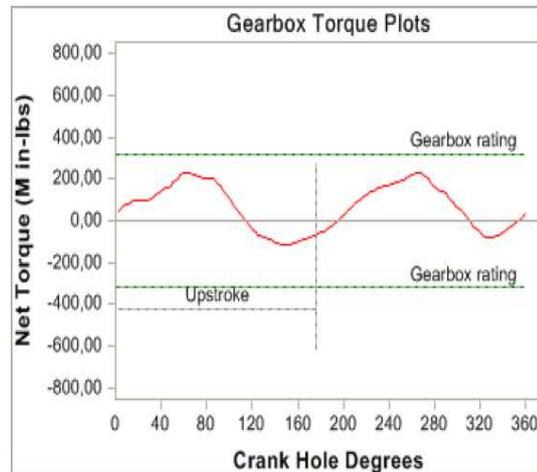
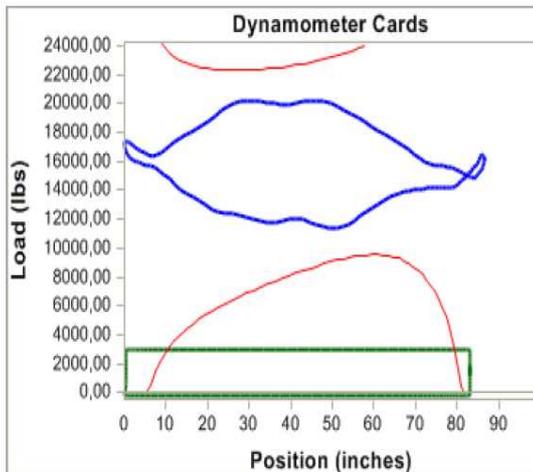
Tel: (714) 526-8878

Date: 06/02/2012

Comment:

INPUT DATA				CALCULATED RESULTS				
Target prod. (bfpd):	67	Fluid level		Production rate (bfpd):	67	Peak pol. rod load (lbs):	20199	
Run time (hrs/day):	24,0	(ft from surface):	9546	Oil production (BOPD):	61	Min. pol. rod load (lbs):	11398	
Tubing pres. (psi):	20	(ft over pump):	370	Strokes per minute:	8,2	Polished rod HP:	8,5	
Casing pres. (psi):	10	Stuf.box fr. (lbs):	100	System eff. (Motor->Pump):	30%	Unit struct. loading:	68%	
				Permissible load HP:	33,6	PRHP / PLHP	0,25	
				Fluid load on pump (lbs):	2923	Buoyant rod weight (lbs):	14364	
						N/No: ,332 ,	Fo/SKr: ,298	
Fluid properties				Motor & power meter				
Water cut:	9,6%	Power Meter Detent		Required prime mover size	BALANCED			
Water sp. gravity:	1,03	Electr. cost: \$/KWH		(speed var. not included)	(Min Torq)			
Oil API gravity:	28,7	Type: NEMA D		NEMA D motor:	25 HP			
Fluid sp. gravity:	0,8974			Single/double cyl. engine:	20 HP			
				Multicylinder engine:	25 HP			
Pumping Unit: Lufkin Conventional - New (C-320D-*)				Torque analysis and electricity consumption				
API size: C-320-298-86 (unit ID: CL65)				BALANCED				
Crank hole number #1 (out of 4)				(Min Torq)				
Calculated stroke length (in):	86,7			Peak g'box torq.(M in-lbs):	231			
Crank Rotation with well to right:	CCW			Gearbox loading:	72%			
Max. CB moment (M in-lbs):	Unknown			Cyclic load factor:	1,9			
Structural unbalance (lbs):	1000			Max. CB moment (M in-lbs):	648,43			
Crank offset angle (deg):	0,0			Counterbalance effect (lbs):	16871			
				Daily electr.use (KWH/day):	255			
				Monthly electric bill:	\$0			
				Electr.cost per bbl. fluid:	\$0,000			
				Electr.cost per bbl. oil:	\$0,000			
Tubing and pump information				Tubing, pump and plunger calculations				
Tubing O.D. (ins)	2,875	Upstroke rod-tbg friction:	0,500	Tubing stretch (ins):	,0			
Tubing I.D. (ins):	2,441	Downstroke rod-tbg friction:	0,500	Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):	0,0			
Pump depth (ft):	9916	Tub.anch.depth (ft):	9916	Gross pump stroke (ins):	83,0			
Pump condition:	Full	Pump load adj. (lbs):	0,0	Pump spacing (in. from bottom):	29,7			
Pump type:	Insert	Pump vol. efficiency:	85%	Minimum pump length (ft):	18,0			
Plunger size (ins)	1	Pump friction (lbs):	200,0	Recommended plunger length (ft):	6,0			
Rod string design (rod tapers calculated)				Rod string stress analysis (service factor: 0,9)				
Diameter (inches)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Tensile Strength (psi)	Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method
.75	Highland XD	9916	140000	70%	45515	26046	-453	API MG T/2.8

NOTE Stress calculations do not include buoyancy effects.



RODSTAR-V 3.0 for Windows

Company: EP PETROECUADOR

Page 1 of 3

Well: LAG 31

© Theta Enterprises, Inc.

User: YADIRA Y ADRIAN

Disk file: (Untitled)

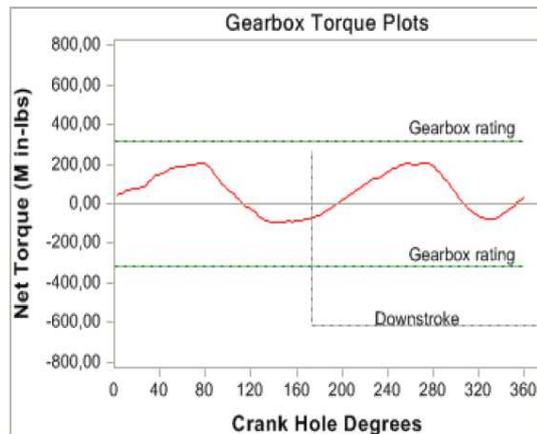
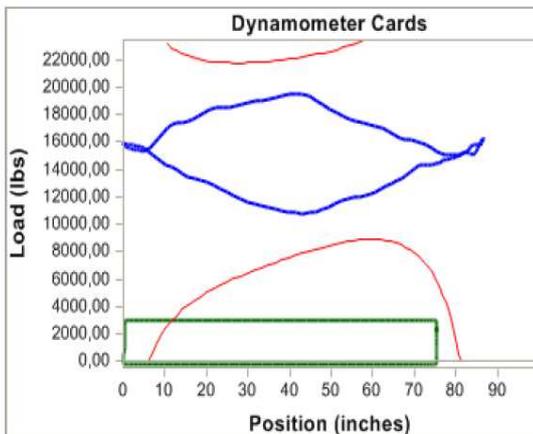
Tel: (714) 526-8878

Date: 06/02/2012

Comment:

INPUT DATA				CALCULATED RESULTS				
Target prod. (bfpd):	58	Fluid level		Production rate (bfpd):	58	Peak pol. rod load (lbs):	19535	
Run time (hrs/day):	24.0	(ft from surface):	9510	Oil production (BOPD):	45	Min. pol. rod load (lbs):	10796	
Tubing pres. (psi):	20	(ft over pump):	34	Strokes per minute:	7.7	Polished rod HP:	7.2	
Casing pres. (psi):	10	Stuf.box fr. (lbs):	100	System eff. (Motor->Pump):	30%	Unit struct. loading:	66%	
				Permissible load HP:	31.6	PRHP / PLHP:	0.23	
				Fluid load on pump (lbs):	2961	Buoyant rod weight (lbs):	13795	
						N/No: .3 , Fo/SKr: .29		
Fluid properties				Motor & power meter				
Water cut:	21.2%	Power Meter Detent		Required prime mover size				
Water sp. gravity:	1.03	Electr. cost: \$/KWH		(speed var. not included)	BALANCED			
Oil API gravity:	29.0	Type: NEMA D						
Fluid sp. gravity:	0.9131							
Pumping Unit: Lufkin Conventional - New (C-320D-*)				NEMA D motor: 20 HP				
API size: C-320-298-86 (unit ID: CL65)				Single/double cyl. engine: 20 HP				
Crank hole number #1 (out of 4)				Multicylinder engine: 20 HP				
Calculated stroke length (in): 86.7				Torque analysis and electricity consumption				
Crank Rotation with well to right: CCW				(Min Torq)				
Max. CB moment (M in-lbs): Unknown				Peak g'box torq.(M in-lbs): 206				
Structural unbalance (lbs): 1000				Gearbox loading: 64%				
Crank offset angle (deg): 0.0				Cyclic load factor: 2				
				Max. CB moment (M in-lbs): 624.21				
				Counterbalance effect (lbs): 16278				
				Daily electr.use (KWH/day): 223				
				Monthly electric bill: \$0				
				Electr.cost per bbl. fluid: \$0,000				
				Electr.cost per bbl. oil: \$0,000				
Tubing and pump information				Tubing, pump and plunger calculations				
Tubing O.D. (ins)	2,875	Upstroke rod-tbg friction:	0.500	Tubing stretch (ins):	.0			
Tubing I.D. (ins):	2,441	Downstroke rod-tbg friction:	0.500	Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):	0.0			
Pump depth (ft):	9544	Tub.anch.depth (ft):	9544	Gross pump stroke (ins):	75.5			
Pump condition:	Full	Pump load adj. (lbs):	0.0	Pump spacing (in. from bottom):	28.6			
Pump type:	Insert	Pump vol. efficiency :	85%	Minimum pump length (ft):	18.0			
Plunger size (ins)	1	Pump friction (lbs):	200.0	Recommended plunger length (ft):	6.0			
Rod string design				Rod string stress analysis (service factor: 0.9)				
Diameter (inches)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Tensile Strength (psi)	Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method
.75	Highland XD	9544	140000	67%	44011	24684	-453	API MG T/2.8

NOTE Stress calculations do not include buoyancy effects.



RODSTAR-V 3.0 for Windows

Company: EP PETROECUADOR

Page 1 of 3

Well: LAG 34

© Theta Enterprises, Inc.

User: YADIRA Y ADRIAN

Disk file: (Untitled)

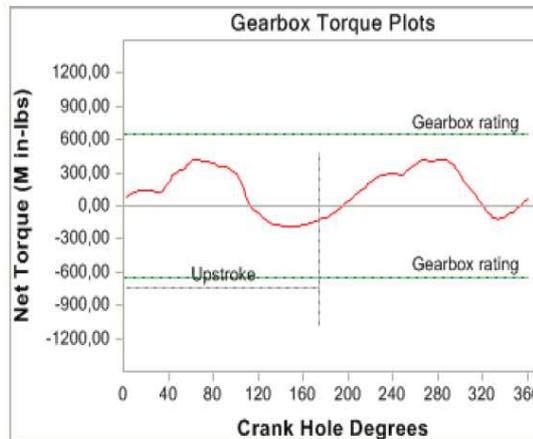
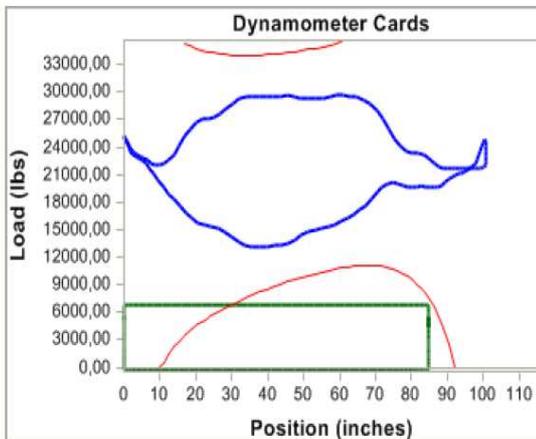
Tel: (714) 526-8878

Date: 06/02/2012

Comment:

INPUT DATA				CALCULATED RESULTS				
Target prod. (bfpd):	174	Fluid level		Production rate (bfpd):	173	Peak pol. rod load (lbs):	29702	
Run time (hrs/day):	24,0	(ft from surface):	9430	Oil production (BOPD):	95	Min. pol. rod load (lbs):	13158	
Tubing pres. (psi):	50	(ft over pump):	62	Strokes per minute:	9,1	Polished rod HP:	19,8	
Casing pres. (psi):	50	Stuf.box fr. (lbs):	100	System eff. (Motor->Pump):	36%	Unit struct. loading:	81%	
				Permissible load HP:	67,7	PRHP / PLHP	0,29	
				Fluid load on pump (lbs):	6748	Buoyant rod weight (lbs):	18600	
						N/No: ,314 ,	Fo/SKR: ,44	
Fluid properties				Motor & power meter				
Water cut:	45%	Power Meter	Detent	Required prime mover size				
Water sp. gravity:	1	Electr. cost:	\$/KWH	(speed var. not included)	BALANCED			
Oil API gravity:	29,0	Type:	NEMA D	(Min Torq)				
Fluid sp. gravity:	0,9349			NEMA D motor:	50 HP			
				Single/double cyl. engine:	40 HP			
				Multicylinder engine:	50 HP			
Pumping Unit: Lufkin Conventional - New (C-640D-*)				Torque analysis and electricity consumption				
API size:	C-640-365-100 (unit ID: CL49)			BALANCED				
Crank hole number	#1 (out of 4)			(Min Torq)				
Calculated stroke length (in):	100,7			Peak g'box torq.(M in-lbs):	423			
Crank Rotation with well to right:	CCW			Gearbox loading:	66%			
Max. CB moment (M in-lbs):	Unknown			Cyclic load factor:	1,8			
Structural unbalance (lbs):	620			Max. CB moment (M in-lbs):	1115,34			
Crank offset angle (deg):	0,0			Counterbalance effect (lbs):	24123			
				Daily electr.use (KWH/day):	555			
				Monthly electric bill:	\$0			
				Electr.cost per bbl. fluid:	\$0,000			
				Electr.cost per bbl. oil:	\$0,000			
Tubing and pump information				Tubing, pump and plunger calculations				
Tubing O.D. (ins)	3,500	Upstroke rod-tbg friction:	0,500	Tubing stretch (ins):	,0			
Tubing I.D. (ins):	2,992	Downstroke rod-tbg friction:	0,500	Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):	0,0			
Pump depth (ft):	9492	Tub.anch.depth (ft):	9492	Gross pump stroke (ins):	84,8			
Pump condition:	Full	Pump load adj. (lbs):	0,0	Pump spacing (in, from bottom):	28,5			
Pump type:	Insert	Pump vol. efficiency:	85%	Minimum pump length (ft):	19,0			
Plunger size (ins)	1,5	Pump friction (lbs):	200,0	Recommended plunger length (ft):	6,0			
Rod string design				Rod string stress analysis (service factor: 0,9)				
Diameter (inches)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Tensile Strength (psi)	Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method
1	Highland XD	3000	140000	62%	37741	16930	9362	API MG T/2,8
.875	Highland XD	3000	140000	63%	35226	11841	5471	API MG T/2,8
.75	Highland XD	3492	140000	63%	32195	6552	-453	API MG T/2,8

NOTE Stress calculations do not include buoyancy effects.



RODSTAR-V 3.0 for Windows

Company: EP PETROECUADOR

Page 1 of 3

Well: LAG 38

© Theta Enterprises, Inc.

User: YADIRA Y ADRIAN

Disk file: (Untitled)

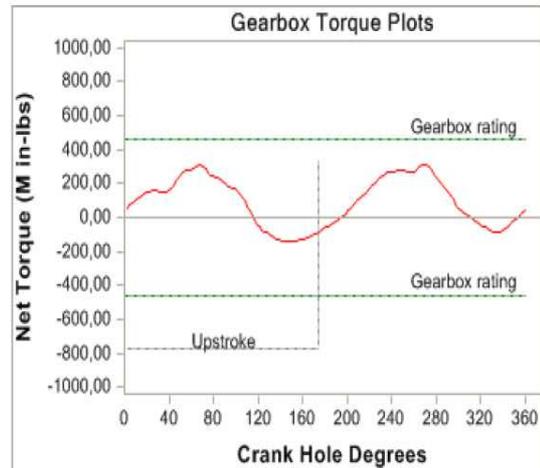
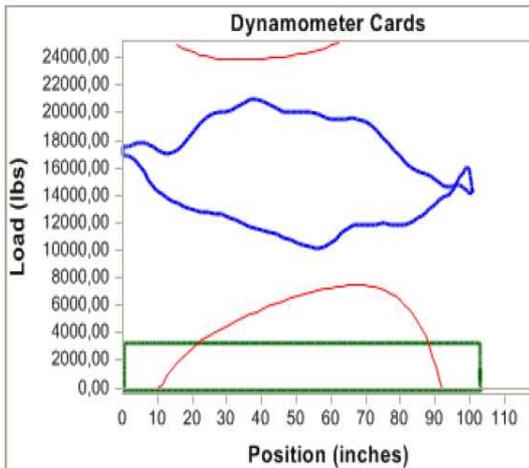
Tel: (714) 526-8878

Date: 06/02/2012

Comment:

INPUT DATA			CALCULATED RESULTS					
Target prod. (bfpd):	105	Fluid level (ft from surface):	9579	Production rate (bfpd):	106	Peak pol. rod load (lbs):	21017	
Run time (hrs/day):	24,0	(ft over pump):	38	Oil production (BOPD):	96	Min. pol. rod load (lbs):	10144	
Tubing pres. (psi):	50	Stuf.box fr. (lbs):	100	Strokes per minute:	9,1	Polished rod HP:	13,4	
Casing pres. (psi):	50			System eff. (Motor->Pump):	31%	Unit struct. loading:	71%	
				Permissible load HP:	51,2	PRHP / PLHP:	0,26	
				Fluid load on pump (lbs):	3282	Buoyant rod weight (lbs):	13941	
						N/No: ,36 , Fo/SKr: ,279		
Fluid properties			Motor & power meter					
Water cut:	9%	Power Meter:	Detent	Required prime mover size (speed var. not included):				
Water sp. gravity:	1	Electr. cost:	\$/KWH	BALANCED (Min Torq)				
Oil API gravity:	29,0	Type:	NEMA D	NEMA D motor:	40 HP			
Fluid sp. gravity:	0,8923			Single/double cyl. engine:	30 HP			
				Multicylinder engine:	40 HP			
Pumping Unit: Lufkin Conventional - New (C-456D-*)			Torque analysis and electricity consumption					
API size: C-456-298-100 (unit ID: CL51)			BALANCED (Min Torq)					
Crank hole number:	#1 (out of 4)		Peak g'box torq.(M in-lbs): 312					
Calculated stroke length (in):	100,7		Gearbox loading: 68%					
Crank Rotation with well to right:	CCW		Cyclic load factor: 1,8					
Max. CB moment (M in-lbs):	Unknown		Max. CB moment (M in-lbs): 769,46					
Structural unbalance (lbs):	550		Counterbalance effect (lbs): 16759					
Crank offset angle (deg):	0,0		Daily electr.use (KWH/day): 382					
			Monthly electric bill: \$0					
			Electr.cost per bbl. fluid: \$0,000					
			Electr.cost per bbl. oil: \$0,000					
Tubing and pump information			Tubing, pump and plunger calculations					
Tubing O.D. (ins):	3,500	Upstroke rod-tbg friction:	0,500	Tubing stretch (ins):	,0			
Tubing I.D. (ins):	2,992	Downstroke rod-tbg friction:	0,500	Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):	0,0			
Pump depth (ft):	9617	Tub.anch.depth (ft):	9617	Gross pump stroke (ins):	103,4			
Pump condition:	Full	Pump load adj. (lbs):	0,0	Pump spacing (in. from bottom):	28,9			
Pump type:	Insert	Pump vol. efficiency :	85%	Minimum pump length (ft):	19,0			
Plunger size (ins):	1,063	Pump friction (lbs):	200,0	Recommended plunger length (ft):	6,0			
Rod string design (rod tapers calculated)			Rod string stress analysis (service factor: 0,9)					
Diameter (inches)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Tensile Strength (psi)	Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method
.75	Highland XD	9617	140000	82%	47397	23239	-453	API MG T/2,8

NOTE Stress calculations do not include buoyancy effects.



RODSTAR-V 3.0 for Windows

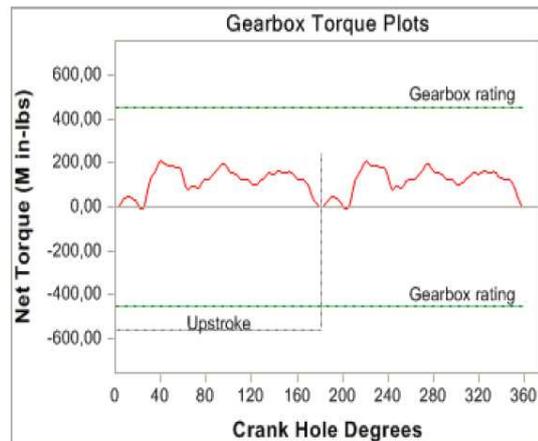
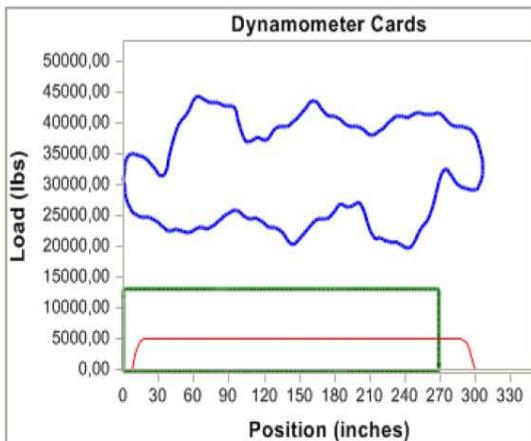
Company: EP PETROECUADOR
 Well: LAG 41
 Disk file: LAG 41.rsvx
 Comment:

© Theta Enterprises, Inc.
 Tel: (714) 526-8878

Page 1 of 3
 User: YADIRA Y ADRIAN
 Date: 06/02/2012

INPUT DATA				CALCULATED RESULTS				
Target prod. (bfpd):	413	Fluid level		Production rate (bfpd):	413	Peak pol. rod load (lbs):	44534	
Run time (hrs/day):	24,0	(ft from surface):	9850	Oil production (BOPD):	151	Min. pol. rod load (lbs):	19747	
Tubing pres. (psi):	25	(ft over pump):	100	Strokes per minute:	3,9	Polished rod HP:	44,5	
Casing pres. (psi):	10	Stuf.box fr. (lbs):	100	System eff. (Motor->Pump):	55%	Unit struct. loading:	74%	
				Permissible load HP:	162,3	PRHP / PLHP:	0,27	
				Fluid load on pump (lbs):	13119	Buoyant rod weight (lbs):	25672	
				N/No: ,141 , Fo/SKr: ,22				
Fluid properties		Motor & power meter		Required prime mover size				
Water cut:	63,4%	Power Meter:	Detent	(speed var. not included)				
Water sp. gravity:	1,03	Electr. cost:	\$/KWH	BALANCED				
Oil API gravity:	29,5	Type:	NEMA D	(Min Torq)				
Fluid sp. gravity:	0,9746			NEMA D motor:				
				Single/double cyl. engine:				
				Multicylinder engine:				
				Torque analysis and electricity consumption				
				BALANCED				
				(Min Torq)				
Pumping Unit: Rotaflex (1200)				Peak g'box torq.(M in-lbs):				
API size: R-456-600-306 (unit ID: R3)				208				
Crank hole number #1 (out of 1)				Gearbox loading:				
Calculated stroke length (in): 306				46%				
Crank Rotation with well to right: CCW				Cyclic load factor:				
Max. CB weight (M lbs): Unknown				1,1				
				Counterbalance weight (M lbs):				
				32,14				
				Daily electr.use (KWH/day):				
				956				
				Monthly electric bill:				
				\$0				
				Electr.cost per bbl. fluid:				
				\$0,000				
				Electr.cost per bbl. oil:				
				\$0,000				
Tubing and pump information				Tubing, pump and plunger calculations				
Tubing O.D. (ins)	3,500	Upstroke rod-tbg friction:	0,500	Tubing stretch (ins):	0			
Tubing I.D. (ins):	2,992	Downstroke rod-tbg friction:	0,500	Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):	0,0			
Pump depth (ft):	9950	Tub.anch.depth (ft):	9970	Gross pump stroke (ins):	268,1			
Pump condition:	Full	Pump load adj. (lbs):	0,0	Pump spacing (in. from bottom):	47,5			
Pump type:	Insert	Pump vol. efficiency :	85%	Minimum pump length (ft):	38,0			
Plunger size (ins)	2	Pump friction (lbs):	200,0	Recommended plunger length (ft):	6,0			
Rod string design				Rod string stress analysis (service factor: 0,9)				
Diameter (inches)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Tensile Strength (psi)	Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method
1.125	Highland XD	3375	140000	78%	44727	19991	10669	API MG T/2,8
1	Highland XD	3300	140000	76%	40794	13119	6432	API MG T/2,8
.875	Highland XD	3275	140000	68%	34687	7530	-333	API MG T/2,8

NOTE Stress calculations do not include buoyancy effects.



RODSTAR-V 3.0 for Windows

Company: EP PETROECUADOR

Page 1 of 3

Well: LAG 43

© Theta Enterprises, Inc.

User: YADIRA Y ADRIAN

Disk file: (Untitled)

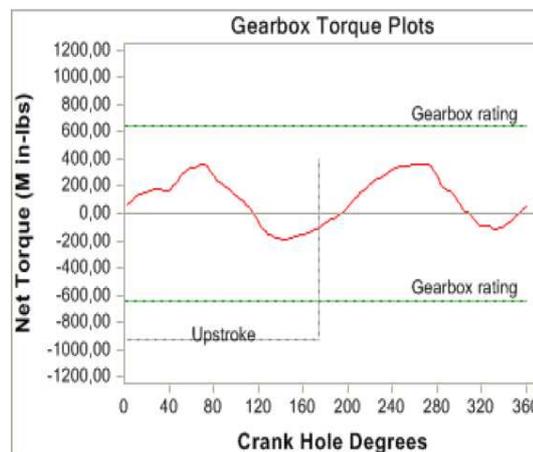
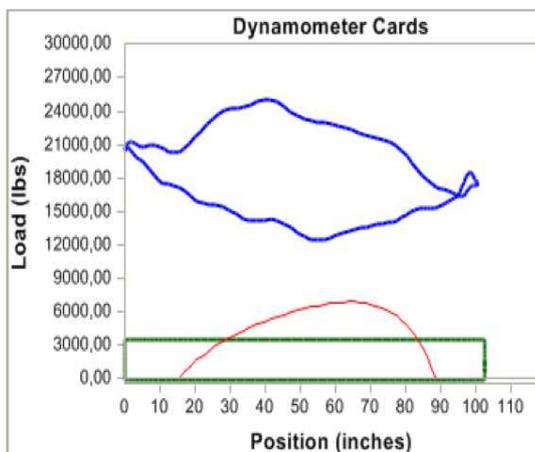
Tel: (714) 526-8878

Date: 06/02/2012

Comment:

INPUT DATA				CALCULATED RESULTS					
Target prod. (bfpd):	107	Fluid level		Production rate (bfpd):	107	Peak pol. rod load (lbs):	25054		
Run time (hrs/day):	24,0	(ft from surface):	9899	Oil production (BOPD):	90	Min. pol. rod load (lbs):	12409		
Tubing pres. (psi):	20	(ft over pump):	60	Strokes per minute:	9,3	Polished rod HP:	14,9		
Casing pres. (psi):	10	Stuf.box fr. (lbs):	100	System eff. (Motor->Pump):	28%	Unit struct. loading:	69%		
				Permissible load HP:	70,8	PRHP / PLHP:	0,21		
				Fluid load on pump (lbs):	3414	Buoyant rod weight (lbs):	16784		
						N/No: ,351 , Fo/SKR: ,265			
Fluid properties				Motor & power meter					
Water cut:	16%	Power Meter	Detent	Required prime mover size				BALANCED	
Water sp. gravity:	1	Electr. cost:	\$/KWH	(speed var. not included)				(Min Torq)	
Oil API gravity:	30,0	Type:	NEMA D	NEMA D motor:				40 HP	
Fluid sp. gravity:	0,896			Single/double cyl. engine:				40 HP	
				Multicylinder engine:				40 HP	
Pumping Unit: Lufkin Conventional - New (C-640D-*)				Torque analysis and electricity consumption					
API size: C-640-365-100 (unit ID: CL49)				Torque analysis and electricity consumption					BALANCED
Crank hole number #1 (out of 4)				(Min Torq)					
Calculated stroke length (in): 100,7				Peak g'box torq.(M in-lbs): 362					
Crank Rotation with well to right: CCW				Gearbox loading: 57%					
Max. CB moment (M in-lbs): Unknown				Cyclic load factor: 2					
Structural unbalance (lbs): 620				Max. CB moment (M in-lbs): 927,32					
Crank offset angle (deg): 0,0				Counterbalance effect (lbs): 20161					
				Daily electr.use (KWH/day): 449					
				Monthly electric bill: \$0					
				Electr.cost per bbl. fluid: \$0,000					
				Electr.cost per bbl. oil: \$0,000					
Tubing and pump information				Tubing, pump and plunger calculations					
Tubing O.D. (ins) 3,500				Tubing stretch (ins): ,0					
Tubing I.D. (ins): 2,992				Prod. loss due to tubing stretch (bfpd): 0,0					
Upstroke rod-tbg friction: 0,500				Gross pump stroke (ins): 102,7					
Downstroke rod-tbg friction 0,500				Pump spacing (in. from bottom): 29,9					
Pump depth (ft): 9959				Minimum pump length (ft): 19,0					
Tub.anch.depth (ft): 9959				Recommended plunger length (ft): 6,0					
Pump condition: Full									
Pump load adj. (lbs): 0,0									
Pump type: Insert									
Pump vol. efficiency : 85%									
Plunger size (ins) 1,063									
Pump friction (lbs): 200,0									
Rod string design				Rod string stress analysis (service factor: 0.9)					
Diameter (inches)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Tensile Strength (psi)	Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method	
.875	Highland XD	4500	140000	66%	41519	20822	9839	API MG T/2.8	
.75	Highland XD	5459	140000	49%	30712	12754	-453	API MG T/2.8	

NOTE Stress calculations do not include buoyancy effects.



APÉNDICE V

SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO INTEGRAL- LAGO AGRIO 11A		
EQUIPAMENTO	DATALLE	COSTO TOTAL
SUPERFICIE	UNIDAD DE SUPERFICIE LUFKING CONVENCIONAL C-456-298-100 MOTOR ELÉCTRICO NEMA D DE 40 HP	366.449,2
FONDO	SARTA DE VARILLA: TELECOPICAS 7/8, 3/4 GRADO XD ANCLA DE TUBERÍA, SEPARADOR DE GAS Y NIPLE DE ASIENTO.	

SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO INTEGRAL- LAGO AGRIO 18		
EQUIPAMENTO	DATALLE	COSTO TOTAL
SUPERFICIE	UNIDAD DE SUPERFICIE LUFKING CONVENCIONAL C-912-427-120 MOTOR ELÉCTRICO NEMA D DE 60 HP	386.347,0
FONDO	SARTA DE VARILLA: TELECOPICAS 1, 7/8, 3/4 GRADO XD ANCLA DE TUBERÍA, SEPARADOR DE GAS Y NIPLE DE ASIENTO.	

SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO INTEGRAL- LAGO AGRIO 24		
EQUIPAMENTO	DATALLE	COSTO TOTAL
SUPERFICIE	UNIDAD DE SUPERFICIE LUFKING CONVENCIONAL C-320-298-86 MOTOR ELÉCTRICO NEMA D DE 25 HP	318.926,4
FONDO	SARTA DE VARILLA: 3/4 GRADO XD ANCLA DE TUBERÍA, SEPARADOR DE GAS Y NIPLE DE ASIENTO.	

SISTEMA DE BOMBEO MECANICO INTEGRAL- LAGO AGRIO 31		
EQUIPAMENTO	DATALLE	COSTO TOTAL
SUPERFICIE	UNIDAD DE SUPERFICIE LUFKING CONVENCIONAL C-320-298-86 MOTOR ELÉCTRICO NEMA D DE 20 HP	383.307,6
FONDO	SARTA DE VARILLA: 3/4 GRADO XD ANCLA DE TUBERÍA, SEPARADOR DE GAS Y NIPLE DE ASIENTO.	

SISTEMA DE BOMBEO MECANICO INTEGRAL- LAGO AGRIO 34		
EQUIPAMENTO	DATALLE	COSTO TOTAL
SUPERFICIE	UNIDAD DE SUPERFICIE LUFKING CONVENCIONAL C-640-365-100 MOTOR ELÉCTRICO NEMA D DE 50 HP	364.566,8
FONDO	SARTA DE VARILLA: TELECOPICAS 1, 7/8, 3/4 GRADO XD ANCLA DE TUBERÍA, SEPARADOR DE GAS Y NIPLE DE ASIENTO.	

SISTEMA DE BOMBEO MECANICO INTEGRAL- LAGO AGRIO 38		
EQUIPAMENTO	DATALLE	COSTO TOTAL
SUPERFICIE	UNIDAD DE SUPERFICIE LUFKING CONVENCIONAL C-456-298-100 MOTOR ELÉCTRICO NEMA D DE 40 HP	327.516,8
FONDO	SARTA DE VARILLA: 3/4 GRADO XD ANCLA DE TUBERÍA, SEPARADOR DE GAS Y NIPLE DE ASIENTO.	

SISTEMA DE BOMBEO MECANICO INTEGRAL- LAGO AGRIO 41		
EQUIPAMENTO	DATALLE	COSTO TOTAL
SUPERFICIE	UNIDAD DE SUPERFICIE ROTAFLEX R-456-600-306 MOTOR ELÉCTRICO NEMA D DE 75 HP	437.580,0
FONDO	SARTA DE VARILLA: TELECOPICAS 1 1/8, 1, 7/8 GRADO XD ANCLA DE TUBERÍA, SEPARADOR DE GAS Y NIPLE DE ASIENTO.	

SISTEMA DE BOMBEO MECANICO INTEGRAL- LAGO AGRIO 43		
EQUIPAMENTO	DATALLE	COSTO TOTAL
SUPERFICIE	UNIDAD DE SUPERFICIE CONVENCIONAL C-640-365-100 MOTOR ELÉCTRICO NEMA D DE 40 HP	358.373,6
FONDO	SARTA DE VARILLA: TELECOPICAS 7/8,3/4 GRADO XD ANCLA DE TUBERÍA, SEPARADOR DE GAS Y NIPLE DE ASIENTO.	

APÉNDICE VI

POZO LAG - 11A

CALCULO VAN - TIR

COSTO DE BARRIL \$ 110,00

COSTO OPERATIVO

\$ 13,40

Meses	Periodo	Número de pozos produciendo en cada mes	Produccion diaria (declinación del 0,833 mensual) BPPD	Produccion mensual con declinación del 10% anual. (declinación del 0,833 mensual) BPPD	Ingresos totales/mes \$USD	Ingresos totales acumulados	Costos de implementacion del sistema	Costos operativos 14,78 \$/Bbl	Egreso total /mes USD	Flujo de caja USD	Ingresos total actualizado USD	Ingresos totales actualizados acumulados (USD)	Egresos totales actualizados (USD)	Egresos totales actualizados acumulados (USD)	Flujo de caja actualizados con 0,011% mensual (Dólares)	Sumatoria de flujo neto de caja actualizado y acumulado (USD)
1	0	1	0,00	0,00	-	-	366449,20	0	366449,2	-366449,20	-		366449,20	366449,20	-366449,20	-366449,20
2	1	1	91,00	2730,00	300300,00	300300,00	0,00	36582,00	36582,00	263718,00	296996,70	296996,70	36179,60	402628,80	260817,10	-105632,10
3	2	1	90,24	2707,26	297798,50	598098,50	0,00	36277,27	36277,27	261521,23	294522,72	591519,42	35878,22	438507,02	258644,50	153012,40
4	3	1	89,49	2684,71	295317,84	893416,34	0,00	35975,08	35975,08	259342,76	292069,34	883588,76	35579,36	474086,38	256489,99	409502,38
5	4	1	88,74	2662,34	292857,84	1186274,18	0,00	35675,41	35675,41	257182,43	289636,41	1173225,17	35282,98	509369,36	254353,43	663855,81
6	5	1	88,01	2640,17	290418,34	1476692,52	0,00	35378,23	35378,23	255040,10	287223,73	1460448,90	34989,07	544358,43	252234,66	916090,47
7	6	1	87,27	2618,17	287999,15	1764691,67	0,00	35083,53	35083,53	252915,62	284831,16	1745280,06	34697,61	579056,04	250133,55	1166224,02
8	7	1	86,55	2596,36	285600,12	2050291,79	0,00	34791,29	34791,29	250808,83	282458,52	2027738,58	34408,58	613464,63	248049,93	1414273,95
9	8	1	85,82	2574,74	283221,07	2333512,86	0,00	34501,48	34501,48	248719,59	280105,64	2307844,22	34121,96	647586,59	245983,68	1660257,63
10	9	1	85,11	2553,29	280861,84	2614374,70	0,00	34214,08	34214,08	246647,76	277772,36	2585616,57	33837,72	681424,31	243934,63	1904192,26
11	10	1	84,40	2532,02	278522,26	2892896,95	0,00	33929,08	33929,08	244593,18	275458,51	2861075,09	33555,86	714980,17	241902,66	2146094,92
12	11	1	83,70	2510,93	276202,17	3169099,12	0,00	33646,45	33646,45	242555,72	273163,94	3134239,03	33276,34	748256,50	239887,61	2385982,53
13	12	1	83,00	2075,01	228251,17	3397350,29	80000,00	25356,63	80000,00	148251,17	3134239,03	3134239,03	79120,00	827376,50	146620,41	2532602,94
14	13	1	82,31	2469,27	271619,81	3668970,10	0,00	33088,23	33088,23	238531,57	268631,99	3402871,02	32724,26	860100,76	235907,73	2768510,67
15	14	1	81,62	2448,70	269357,21	3938327,31	0,00	32812,61	32812,61	236544,61	266394,28	3669265,30	32451,67	892552,43	233942,62	3002453,28
16	15	1	80,94	2428,30	267113,47	4205440,78	0,00	32539,28	32539,28	234574,19	264175,22	3933440,52	32181,34	924733,77	231993,87	3234447,16
17	16	1	80,27	2408,08	264888,41	4470329,19	0,00	32268,22	32268,22	232620,19	261974,64	4195415,16	31913,27	956647,05	230061,37	3464508,52
18	17	1	79,60	2388,02	262681,89	4733011,08	0,00	31999,43	31999,43	230682,46	259792,39	4455207,55	31647,44	988294,48	228144,95	3692653,48
19	18	1	78,94	2368,13	260493,75	4993504,83	0,00	31732,88	31732,88	228760,88	257628,32	4712835,87	31383,81	1019678,30	226244,51	3918897,98
20	19	1	78,28	2348,40	258323,84	5251828,67	0,00	31468,54	31468,54	226855,30	255482,28	4968318,15	31122,39	1050800,68	224359,89	4143257,87
21	20	1	77,63	2328,84	256172,00	5508000,67	0,00	31206,41	31206,41	224965,59	253354,11	5221672,26	30863,14	1081663,82	222490,97	4365748,84
22	21	1	76,98	2309,44	254038,09	5762038,76	0,00	30946,46	30946,46	223091,63	251243,67	5472915,93	30606,05	1112269,87	220637,62	4586386,47
23	22	1	76,34	2290,20	251921,95	6013960,71	0,00	30688,67	30688,67	221233,28	249150,81	5722066,74	30351,10	1142620,97	218799,71	4805186,18
24	23	1	75,70	2271,12	249823,44	6263784,15	0,00	30433,04	30433,04	219390,40	247075,38	5969142,12	30098,27	1172719,24	216977,11	5022163,29
									1181686,85	71%	5969142,12			5022163,29		
										\$ 1.503.684,27						
										5,09						

INVERSION TOTAL USD	\$ 1.181.686,85
TASA INTERNA DE RETORNO MENSUAL (TIR) %	71%
TASA INTERNA DE RETORNO ANUAL (TIR) %	666%
VALOR ACTUAL NETO MENSUAL (VNA)	\$ 1.503.684,27
VALOR ACTUAL NETO ANUAL (VNA)	\$ 5.022.163,29
BENEFICO/COSTO	5,09

Meses	Periodo	Número de pozos produciendo en cada mes	Produccion diaria (declinación del 0,833 mensual) BPPD	Produccion mensual con declinación del 10% anual. (declinación del 0,833 mensual) BPPD	Ingresos totales/mes SUSD	Ingresos totales acumulados	Costos de implementacion del sistema	Costos operativos 14,78 \$/Bbl	Egreso total/mes USD	Flujo de caja USD	Ingresos total actualizado USD	Ingresos totales actualizados acumulados (USD)	Egresos totales actualizados (USD)	Egresos totales actualizados acumulados (USD)	Flujo de caja actualizados con 0,011% mensual (Dólares)	Sumatoria de flujo neto de caja actualizado y acumulado (USD)	
1	0	1	0,00	0,00	-	-	366449,20	0	366449,2	-366449,20	-		366449,20	366449,20	-366449,20	-366449,20	
2	1	1	91,00	2730,00	273000,00	273000,00	0,00	36582,00	36582,00	236418,00	269997,00	269997,00	36179,60	402628,80	233817,40	-132631,80	
3	2	1	90,24	2707,26	270725,91	543725,91	0,00	36277,27	36277,27	234448,64	267747,92	537744,92	35878,22	438507,02	231869,70	99237,91	
4	3	1	89,49	2684,71	268470,76	812196,67	0,00	35975,08	35975,08	232495,68	265517,58	803262,51	35579,36	474086,38	229938,23	329176,13	
5	4	1	88,74	2662,34	266234,40	1078431,07	0,00	35675,41	35675,41	230558,99	263305,82	1066568,33	35282,98	509369,36	228022,84	557198,98	
6	5	1	88,01	2640,17	264016,67	1342447,74	0,00	35378,23	35378,23	228638,44	261112,49	1327680,82	34989,07	544358,43	226123,41	783322,39	
7	6	1	87,27	2618,17	261817,41	1604265,15	0,00	35083,53	35083,53	226733,88	258937,42	1586618,24	34697,61	579056,04	224239,80	1007562,19	
8	7	1	86,55	2596,36	259636,47	1863901,63	0,00	34791,29	34791,29	224845,18	256780,47	1843398,71	34408,58	613464,63	222371,89	1229934,08	
9	8	1	85,82	2574,74	257473,70	2121375,33	0,00	34501,48	34501,48	222972,22	254641,49	2098040,20	34121,96	647586,59	220519,53	1450453,61	
10	9	1	85,11	2553,29	255328,94	2376704,27	0,00	34214,08	34214,08	221114,87	252520,33	2350560,52	33837,72	681424,31	218682,60	1669136,21	
11	10	1	84,40	2532,02	253202,05	2629906,32	0,00	33929,08	33929,08	219272,98	250416,83	2600977,35	33555,86	714980,17	216860,98	1885997,19	
12	11	1	83,70	2510,93	251092,88	2880999,20	0,00	33646,45	33646,45	217446,43	248330,86	2849308,21	33276,34	748256,50	215054,52	2101051,71	
13	12	1	83,00	2075,01	207501,06	3088500,27	80000,00	25356,63	80000,00	127501,06		2849308,21	79120,00	827376,50	126098,55	2227150,26	
14	13	1	82,31	2469,27	246927,10	3335427,36	0,00	33088,23	33088,23	213838,87	244210,90	3093519,11	32724,26	860100,76	211486,64	2438636,90	
15	14	1	81,62	2448,70	244870,19	3580297,56	0,00	32812,61	32812,61	212057,59	242176,62	3335695,73	32451,67	892552,43	209724,95	2648361,85	
16	15	1	80,94	2428,30	242830,42	3823127,98	0,00	32539,28	32539,28	210291,15	240159,29	3575855,02	32181,34	924733,77	207977,95	2856339,80	
17	16	1	80,27	2408,08	240807,65	4063935,63	0,00	32268,22	32268,22	208539,42	238158,76	3814013,78	31913,27	956647,05	206245,49	3062585,29	
18	17	1	79,60	2388,02	238801,72	4302737,35	0,00	31999,43	31999,43	206802,29	236174,90	4050188,68	31647,44	988294,48	204527,46	3267112,75	
19	18	1	78,94	2368,13	236812,50	4539549,85	0,00	31732,88	31732,88	205079,63	234207,56	4284396,25	31383,81	1019678,30	202823,75	3469936,50	
20	19	1	78,28	2348,40	234839,85	4774389,70	0,00	31468,54	31468,54	203371,31	232256,61	4516652,86	31122,39	1050800,68	201134,23	3671070,73	
21	20	1	77,63	2328,84	232883,64	5007273,34	0,00	31206,41	31206,41	201677,23	230321,92	4746974,78	30863,14	1081663,82	199458,78	3870529,51	
22	21	1	76,98	2309,44	230943,72	5238217,05	0,00	30946,46	30946,46	199997,26	228403,34	4975378,11	30606,05	1112269,87	197797,29	4068326,80	
23	22	1	76,34	2290,20	229019,96	5467237,01	0,00	30688,67	30688,67	198331,28	226500,74	5201878,85	30351,10	1142620,97	196149,64	4264476,44	
24	23	1	75,70	2271,12	227112,22	5694349,23	0,00	30433,04	30433,04	196679,18	224613,98	5426492,83	30098,27	1172719,24	194515,71	4458992,15	
									1181686,85	64%	5426492,83			1172719,24	4458992,15		
										\$ 1.312.456,57							
										4,63							

INVERSION TOTAL USD	\$ 1.181.686,85
TASA INTERNA DE RETORNO MENSUAL (TIR) %	64%
TASA INTERNA DE RETORNO ANUAL (TIR) %	589%
VALOR ACTUAL NETO MENSUAL (VNA)	\$ 1.312.456,57
VALOR ACTUAL NETO ANUAL (VNA)	\$ 4.458.992,15
BENEFICO/COSTO	4,63

POZO LAG- 11A

CALCULO VAN - TIR

COSTO DE BARRIL \$ 90,00

COSTO OPERATIVO

\$ 13,40

Meses	Periodo	Número de pozos produciendo en cada mes	Produccion diaria (declinación del 0,833 mensual) BPPD	Produccion mensual con declinación del 10% anual. (declinación del 0,833 mensual) BPPD	Ingresos totales/mes USD	Ingresos totales acumulados	Costos de implementacion del sistema	Costos operativos 14,78 \$/Bbl	Egreso total/mes USD	Flujo de caja USD	Ingresos total actualizado USD	Ingresos totales actualizados acumulados (USD)	Egresos totales actualizados (USD)	Egresos totales actualizados acumulados (USD)	Flujo de caja actualizados con 0,011% mensual (Dólares)	Sumatoria de flujo neto de caja actualizado y acumulado (USD)	
1	0	1	0,00	0,00	-	-	366449,20	0	366449,2	-366449,20	-		366449,20	366449,20	-366449,20	-366449,20	
2	1	1	91,00	2730,00	245700,00	245700,00	0,00	36582,00	36582,00	209118,00	242997,30	242997,30	36179,60	402628,80	206817,70	-159631,50	
3	2	1	90,24	2707,26	243653,32	489353,32	0,00	36277,27	36277,27	207376,05	240973,13	483970,43	35878,22	438507,02	205094,91	45463,41	
4	3	1	89,49	2684,71	241623,69	730977,01	0,00	35975,08	35975,08	205648,60	238965,83	722936,26	35579,36	474086,38	203386,47	248849,88	
5	4	1	88,74	2662,34	239610,96	970587,97	0,00	35675,41	35675,41	203935,55	236975,24	959911,50	35282,98	509369,36	201692,26	450542,14	
6	5	1	88,01	2640,17	237615,00	1208202,97	0,00	35378,23	35378,23	202236,77	235001,24	1194912,74	34989,07	544358,43	200012,16	650554,31	
7	6	1	87,27	2618,17	235635,67	1443838,64	0,00	35083,53	35083,53	200552,14	233043,68	1427956,41	34697,61	579056,04	198346,06	848900,37	
8	7	1	86,55	2596,36	233672,82	1677511,46	0,00	34791,29	34791,29	198881,54	231102,42	1659058,84	34408,58	613464,63	196693,84	1045594,21	
9	8	1	85,82	2574,74	231726,33	1909237,79	0,00	34501,48	34501,48	197224,85	229177,34	1888236,18	34121,96	647586,59	195055,38	1240649,59	
10	9	1	85,11	2553,29	229796,05	2139033,84	0,00	34214,08	34214,08	195581,97	227268,29	2115504,47	33837,72	681424,31	193430,57	1434080,16	
11	10	1	84,40	2532,02	227881,85	2366915,69	0,00	33929,08	33929,08	193952,77	225375,15	2340879,62	33555,86	714980,17	191819,29	1625899,45	
12	11	1	83,70	2510,93	225983,59	2592899,28	0,00	33646,45	33646,45	192337,15	223497,77	2564377,39	33276,34	748256,50	190221,44	1816120,89	
13	12	1	83,00	2075,01	186750,96	2779650,24	80000,00	25356,63	80000,00	106750,96	2564377,39	2564377,39	79120,00	827376,50	105576,70	1921697,59	
14	13	1	82,31	2469,27	222234,39	3001884,63	0,00	33088,23	33088,23	189146,16	219789,81	2784167,20	32724,26	860100,76	187065,55	2108763,13	
15	14	1	81,62	2448,70	220383,17	3222267,80	0,00	32812,61	32812,61	187570,57	217958,96	3002126,16	32451,67	892552,43	185507,29	2294270,43	
16	15	1	80,94	2428,30	218547,38	3440815,18	0,00	32539,28	32539,28	186008,11	216143,36	3218269,52	32181,34	924733,77	183962,02	2478232,44	
17	16	1	80,27	2408,08	216726,88	3657542,06	0,00	32268,22	32268,22	184458,66	214342,89	3432612,40	31913,27	956647,05	182429,61	2660662,05	
18	17	1	79,60	2388,02	214921,55	3872463,61	0,00	31999,43	31999,43	182922,12	212557,41	3645169,82	31647,44	988294,48	180909,97	2841572,03	
19	18	1	78,94	2368,13	213131,25	4085594,86	0,00	31732,88	31732,88	181398,38	210786,81	3855956,62	31383,81	1019678,30	179402,99	3020975,02	
20	19	1	78,28	2348,40	211355,87	4296950,73	0,00	31468,54	31468,54	179887,33	209030,95	4064987,58	31122,39	1050800,68	177908,57	3198883,59	
21	20	1	77,63	2328,84	209595,27	4506546,00	0,00	31206,41	31206,41	178388,87	207289,73	4272277,30	30863,14	1081663,82	176426,59	3375310,18	
22	21	1	76,98	2309,44	207849,34	4714395,35	0,00	30946,46	30946,46	176902,89	205563,00	4477840,30	30606,05	1112269,87	174956,95	3550267,13	
23	22	1	76,34	2290,20	206117,96	4920513,31	0,00	30688,67	30688,67	175429,29	203850,66	4681690,97	30351,10	1142620,97	173499,56	3723766,70	
24	23	1	75,70	2271,12	204401,00	5124914,31	0,00	30433,04	30433,04	173967,96	202152,59	4883843,55	30098,27	1172719,24	172054,31	3895821,01	
									1181686,85	56%	4883843,55		1172719,24		3895821,01		
										\$ 1.121.228,87							
										4,16							

INVERSION TOTAL USD	\$ 1.181.686,85
TASA INTERNA DE RETORNO MENSUAL (TIR) %	56%
TASA INTERNA DE RETORNO ANUAL (TIR) %	513%
VALOR ACTUAL NETO MENSUAL (VNA)	\$ 1.121.228,87
VALOR ACTUAL NETO ANUAL (VNA)	\$ 3.895.821,01
BENEFICO/COSTO	4,16

POZO LAG- 18

CALCULO VAN - TIR

COSTO DE BARRIL \$ 110,00

COSTO OPERATIVO \$ 13,40

Meses	Periodo	Número de pozos produciendo en cada mes	Produccion diaria (declinación del 0,833 mensual) BPPD	Produccion mensual con declinación del 10% anual. (declinación del 0,833 mensual) BPPD	Ingresos totales/mes \$USD	Ingresos totales acumulados	Costos de implementación del sistema	Costos operativos 14,78 \$/Bbl	Egreso total /mes USD	Flujo de caja USD	Ingresos total actualizado USD	Ingresos totales actualizados acumulados (USD)	Egresos totales actualizados (USD)	Egresos totales actualizados acumulados (USD)	Flujo de caja actualizados con 0,011% mensual (Dólares)	Sumatoria de flujo neto de caja actualizado y acumulado (USD)
1	0	1	0,00	0,00	-	-	386347,00	0	386347	-386347,00	-		386347,00	386347,00	-386347,00	-386347,00
2	1	1	108,00	3240,00	356400,00	356400,00	0,00	43416,00	43416,00	312984,00	352479,60	352479,60	42938,42	429285,42	309541,18	-76805,82
3	2	1	107,10	3213,01	353431,19	709831,19	0,00	43054,34	43054,34	310376,84	349543,44	702023,04	42580,75	471866,17	306962,70	230156,87
4	3	1	106,21	3186,25	350487,11	1060318,29	0,00	42695,70	42695,70	307791,40	346631,75	1048654,79	42226,05	514092,22	304405,70	534562,57
5	4	1	105,32	3159,70	347567,55	1407885,84	0,00	42340,05	42340,05	305227,50	343744,31	1392399,10	41874,31	555966,53	301870,00	836432,57
6	5	1	104,45	3133,38	344672,31	1752558,15	0,00	41987,35	41987,35	302684,96	340880,92	1733280,01	41525,49	597492,02	299355,42	1135787,99
7	6	1	103,58	3107,28	341801,19	2094359,34	0,00	41637,60	41637,60	300163,59	338041,38	2071321,39	41179,59	638671,61	296861,79	1432649,79
8	7	1	102,71	3081,40	338953,99	2433313,33	0,00	41290,76	41290,76	297663,23	335225,49	2406546,88	40836,56	679508,17	294388,93	1727038,72
9	8	1	101,86	3055,73	336130,50	2769443,83	0,00	40946,81	40946,81	295183,69	332433,06	2738979,95	40496,39	720004,56	291936,67	2018975,39
10	9	1	101,01	3030,28	333330,53	3102774,36	0,00	40605,72	40605,72	292724,81	329663,90	3068643,85	40159,06	760163,61	289504,84	2308480,23
11	10	1	100,17	3005,04	330553,89	3433328,25	0,00	40267,47	40267,47	290286,42	326917,80	3395561,64	39824,53	799988,15	287093,27	2595573,50
12	11	1	99,33	2980,00	327800,38	3761128,63	0,00	39932,05	39932,05	287868,33	324194,57	3719756,21	39492,79	839480,94	284701,78	2880275,28
13	12	1	98,51	2462,65	270891,50	4032020,13	80000,00	30093,58	80000,00	190891,50	3719756,21	79120,00	918600,94	918600,94	188791,69	3069066,97
14	13	1	97,69	2930,56	322361,97	4354382,09	0,00	39269,55	39269,55	283092,42	318815,99	4038572,20	38837,58	957438,52	279978,40	3349045,37
15	14	1	96,87	2906,15	319676,69	4674058,79	0,00	38942,43	38942,43	280734,26	316160,25	4354732,45	38514,07	995952,59	277646,18	3626691,55
16	15	1	96,06	2881,94	317013,79	4991072,57	0,00	38618,04	38618,04	278395,74	313526,63	4668259,08	38193,24	1034145,83	275333,39	3902024,94
17	16	1	95,26	2857,94	314373,06	5305445,63	0,00	38296,35	38296,35	276076,71	310914,96	4979174,04	37875,09	1072020,93	273039,86	4175064,80
18	17	1	94,47	2834,13	311754,33	5617199,96	0,00	37977,35	37977,35	273776,99	308325,03	5287499,07	37559,60	1109580,52	270765,44	4445830,24
19	18	1	93,68	2810,52	309157,42	5926357,38	0,00	37660,99	37660,99	271496,42	305756,69	5593255,76	37246,72	1146827,25	268509,96	4714340,21
20	19	1	92,90	2787,11	306582,14	6232939,52	0,00	37347,28	37347,28	269234,86	303209,73	5896465,49	36936,46	1183763,71	266273,28	4980613,48
21	20	1	92,13	2763,89	304028,31	6536967,83	0,00	37036,18	37036,18	266992,13	300684,00	6197149,49	36628,78	1220392,48	264055,22	5244668,70
22	21	1	91,36	2740,87	301495,75	6838463,58	0,00	36727,66	36727,66	264768,09	298179,30	6495328,79	36323,66	1256716,14	261855,64	5506524,34
23	22	1	90,60	2718,04	298984,29	7137447,88	0,00	36421,72	36421,72	262562,57	295695,47	6791024,26	36021,08	1292737,23	259674,38	5766198,72
24	23	1	89,85	2695,40	296493,75	7433941,63	0,00	36118,33	36118,33	260375,42	293232,32	7084256,58	35721,03	1328458,26	257511,29	6023710,02
											1338936,74	80%	7084256,58	1328458,26	6023710,02	
											\$ 1.832.188,40					
											5,33					

INVERSION TOTAL USD	\$ 1.338.936,74
TASA INTERNA DE RETORNO MENSUAL (TIR) %	80%
TASA INTERNA DE RETORNO ANUAL (TIR) %	758%
VALOR ACTUAL NETO MENSUAL (VAN)	\$ 1.832.188,40
VALOR ACTUAL NETO ANUAL (VAN)	\$ 6.023.710,02
BENEFICO/COSTO	5,33

POZO LAG - 18

CALCULO VAN - TIR

COSTO DE BARRIL \$ 100,00

COSTO OPERATIVO

\$ 13,40

Meses	Periodo	Número de pozos produciendo en cada mes	Produccion diaria (declinación del 0,833 mensual) BPPD	Produccion mensual con declinación del 10% anual. (declinación del 0,833 mensual) BPPD	Ingresos totales/mes \$USD	Ingresos totales acumulados	Costos de implementacion del sistema	Costos operativos 14,78 \$/Bbl	Egreso total /mes USD	Flujo de caja USD	Ingresos total actualizado USD	Ingresos totales actualizados acumulados (USD)	Egresos totales actualizados (USD)	Egresos totales actualizados acumulados (USD)	Flujo de caja actualizados con 0,011% mensual (Dólares)	Sumatoria de flujo neto de caja actualizado y acumulado (USD)
1	0	1	0,00	0,00	-	-	386347,00	0	386347	-386347,00	-		386347,00	386347,00	-386347,00	-386347,00
2	1	1	108,00	3240,00	324000,00	324000,00	0,00	43416,00	43416,00	280584,00	320436,00	320436,00	42938,42	429285,42	277497,58	-108849,42
3	2	1	107,10	3213,01	321301,08	645301,08	0,00	43054,34	43054,34	278246,74	317766,77	638202,77	42580,75	471866,17	275186,02	166336,60
4	3	1	106,21	3186,25	318624,64	963925,72	0,00	42695,70	42695,70	275928,94	315119,77	953322,54	42226,05	514092,22	272893,72	439230,32
5	4	1	105,32	3159,70	315970,50	1279896,22	0,00	42340,05	42340,05	273630,45	312494,82	1265817,36	41874,31	555966,53	270620,52	709850,84
6	5	1	104,45	3133,38	313338,46	1593234,69	0,00	41987,35	41987,35	271351,11	309891,74	1575709,10	41525,49	597492,02	268366,25	978217,08
7	6	1	103,58	3107,28	310728,36	1903963,04	0,00	41637,60	41637,60	269090,76	307310,34	1883019,45	41179,59	638671,61	266130,76	1244347,84
8	7	1	102,71	3081,40	308139,99	2212103,03	0,00	41290,76	41290,76	266849,23	304750,45	2187769,89	40836,56	679508,17	263913,89	1508261,73
9	8	1	101,86	3055,73	305573,18	2517676,21	0,00	40946,81	40946,81	264626,38	302211,88	2489981,77	40496,39	720004,56	261715,49	1769977,21
10	9	1	101,01	3030,28	303027,76	2820703,97	0,00	40605,72	40605,72	262422,04	299694,45	2789676,22	40159,06	760163,61	259535,40	2029512,61
11	10	1	100,17	3005,04	300503,54	3121207,50	0,00	40267,47	40267,47	260236,06	297198,00	3086874,22	39824,53	799988,15	257373,47	2286886,07
12	11	1	99,33	2980,00	298000,34	3419207,84	0,00	39932,05	39932,05	258068,30	294722,34	3381596,56	39492,79	839480,94	255229,54	2542115,62
13	12	1	98,51	2462,65	246265,00	3665472,84	80000,00	30093,58	30000,00	166265,00		3381596,56	79120,00	918600,94	164436,08	2706551,70
14	13	1	97,69	2930,56	293056,33	3958529,18	0,00	39269,55	39269,55	253786,79	289832,71	3671429,27	38837,58	957438,52	250995,13	2957546,83
15	14	1	96,87	2906,15	290615,17	4249144,35	0,00	38942,43	38942,43	251672,74	287418,41	3958847,68	38514,07	995952,59	248904,34	3206451,17
16	15	1	96,06	2881,94	288194,35	4537338,70	0,00	38618,04	38618,04	249576,31	285024,21	4243871,89	38193,24	1034145,83	246830,97	3453282,14
17	16	1	95,26	2857,94	285793,69	4823132,39	0,00	38296,35	38296,35	247497,34	282649,96	4526521,85	37875,09	1072020,93	244774,87	3698057,01
18	17	1	94,47	2834,13	283413,03	5106545,42	0,00	37977,35	37977,35	245435,68	280295,49	4806817,34	37559,60	1109580,52	242735,89	3940792,90
19	18	1	93,68	2810,52	281052,20	5387597,62	0,00	37660,99	37660,99	243391,20	277960,62	5084777,96	37246,72	1146827,25	240713,90	4181506,80
20	19	1	92,90	2787,11	278711,03	5666308,66	0,00	37347,28	37347,28	241363,76	275645,21	5360423,18	36936,46	1183763,71	238708,75	4420215,56
21	20	1	92,13	2763,89	276389,37	5942698,03	0,00	37036,18	37036,18	239353,20	273349,09	5633772,27	36628,78	1220392,48	236720,31	4656935,87
22	21	1	91,36	2740,87	274087,05	6216785,08	0,00	36727,66	36727,66	237359,38	271072,09	5904844,36	36323,66	1256716,14	234748,43	4891684,30
23	22	1	90,60	2718,04	271803,90	6488588,98	0,00	36421,72	36421,72	235382,18	268814,06	6173658,42	36021,08	1292737,23	232792,98	5124477,27
24	23	1	89,85	2695,40	269539,78	6758128,75	0,00	36118,33	36118,33	233421,45	266574,84	6440233,25	35721,03	1328458,26	230853,81	5355331,08
									1338936,74	72%	6440233,25			1328458,26	5355331,08	
										\$ 1.605.236,84						
										4,85						

INVERSION TOTAL USD	\$ 1.338.936,74
TASA INTERNA DE RETORNO MENSUAL (TIR) %	72%
TASA INTERNA DE RETORNO ANUAL (TIR) %	672%
VALOR ACTUAL NETO MENSUAL (VAN)	\$ 1.605.236,84
VALOR ACTUAL NETO ANUAL (VAN)	\$ 5.355.331,08
BENEFICO/COSTO	4,85

POZO LAG- 18

CALCULO VAN - TIR

COSTO DE BARRIL \$ 90,00

COSTO OPERATIVO \$ 13,40

Meses	Periodo	Número de pozos produciendo en cada mes	Produccion diaria (declinación del 0,833 mensual) BPPD	Produccion mensual con declinación del 10% anual. (declinación del 0,833 mensual) BPPD	Ingresos totales/mes \$USD	Ingresos totales acumulados	Costos de implementacion del sistema	Costos operativos 14,78 \$/Bbl	Egreso total/mes USD	Flujo de caja USD	Ingresos total actualizado USD	Ingresos totales actualizados acumulados (USD)	Egresos totales actualizados (USD)	Egresos totales actualizados acumulados (USD)	Flujo de caja actualizados con 0,011% mensual (Dólares)	Sumatoria de flujo neto de caja actualizado y acumulado (USD)
1	0	1	0,00	0,00	-	-	386347,00	0	386347	-386347,00	-		386347,00	386347,00	-386347,00	-386347,00
2	1	1	108,00	3240,00	291600,00	291600,00	0,00	43416,00	43416,00	248184,00	288392,40	288392,40	42938,42	429285,42	245453,98	-140893,02
3	2	1	107,10	3213,01	289170,97	580770,97	0,00	43054,34	43054,34	246116,63	285990,09	574382,49	42580,75	471866,17	243409,34	102516,32
4	3	1	106,21	3186,25	286762,18	867533,15	0,00	42695,70	42695,70	244066,48	283607,79	857990,29	42226,05	514092,22	241381,74	343898,06
5	4	1	105,32	3159,70	284373,45	1151906,60	0,00	42340,05	42340,05	242033,40	281245,34	1139235,63	41874,31	555966,53	239371,03	583269,10
6	5	1	104,45	3133,38	282004,62	1433911,22	0,00	41987,35	41987,35	240017,26	278902,57	1418138,19	41525,49	597492,02	237377,07	820646,17
7	6	1	103,58	3107,28	279655,52	1713566,74	0,00	41637,60	41637,60	238017,92	276579,31	1694717,50	41179,59	638671,61	235399,72	1056045,90
8	7	1	102,71	3081,40	277325,99	1990892,73	0,00	41290,76	41290,76	236035,23	274275,40	1968992,91	40836,56	679508,17	233438,84	1289484,74
9	8	1	101,86	3055,73	275015,86	2265908,59	0,00	40946,81	40946,81	234069,06	271990,69	2240983,59	40496,39	720004,56	231494,30	1520979,04
10	9	1	101,01	3030,28	272724,98	2538633,57	0,00	40603,72	40603,72	232119,26	269725,01	2510708,60	40159,06	760163,61	229565,95	1750544,99
11	10	1	100,17	3005,04	270453,18	2809086,75	0,00	40267,47	40267,47	230185,71	267478,20	2778186,80	39824,53	799988,15	227653,67	1978198,65
12	11	1	99,33	2980,00	268200,31	3077287,06	0,00	39932,05	39932,05	228268,26	265250,10	3043436,90	39492,79	839480,94	225757,31	2203955,96
13	12	1	98,51	2462,65	221638,50	3298925,56	80000,00	30093,58	80000,00	141638,50		3043436,90	79120,00	918600,94	140080,48	2344036,44
14	13	1	97,69	2930,56	263750,70	3562676,26	0,00	39269,55	39269,55	224481,15	260849,44	3304286,35	38837,58	957438,52	222011,86	2566048,30
15	14	1	96,87	2906,15	261553,66	3824229,92	0,00	38942,43	38942,43	222611,22	258676,57	3562962,91	38514,07	995952,59	220162,50	2786210,80
16	15	1	96,06	2881,94	259374,92	4083604,83	0,00	38618,04	38618,04	220756,87	256521,79	3819484,70	38193,24	1034145,83	218328,55	3004539,34
17	16	1	95,26	2857,94	257214,32	4340819,15	0,00	38296,35	38296,35	218917,97	254384,96	4073869,67	37875,09	1072020,93	216509,87	3221049,21
18	17	1	94,47	2834,13	255071,73	4595890,88	0,00	37977,35	37977,35	217094,38	252265,94	4326135,61	37559,60	1109580,52	214706,34	3435755,56
19	18	1	93,68	2810,52	252946,98	4848837,86	0,00	37660,99	37660,99	215285,98	250164,56	4576300,17	37246,72	1146827,25	212917,84	3648673,40
20	19	1	92,90	2787,11	250839,93	5099677,79	0,00	37347,28	37347,28	213492,65	248080,69	4824380,86	36936,46	1183763,71	211144,23	3859817,63
21	20	1	92,13	2763,89	248750,43	5348428,22	0,00	37036,18	37036,18	211714,26	246014,18	5070395,04	36628,78	1220392,48	209385,40	4069203,03
22	21	1	91,36	2740,87	246678,34	5595106,57	0,00	36727,66	36727,66	209950,68	243964,88	5314359,92	36323,66	1256716,14	207641,22	4276844,25
23	22	1	90,60	2718,04	244623,51	5839730,08	0,00	36421,72	36421,72	208201,79	241932,65	5556292,57	36021,08	1292737,23	205911,57	4482755,82
24	23	1	89,85	2695,40	242585,80	6082315,88	0,00	36118,33	36118,33	206467,47	239917,35	5796209,93	35721,03	1328458,26	204196,33	4686952,15
									1338936,74	63%	5796209,93		1328458,26		4686952,15	
										\$ 1.378.285,28						
										4,36						

INVERSION TOTAL USD	\$ 1.338.936,74
TASA INTERNA DE RETORNO MENSUAL (TIR) %	63%
TASA INTERNA DE RETORNO ANUAL (TIR) %	586%
VALOR ACTUAL NETO MENSUAL (VAN)	\$ 1.378.285,28
VALOR ACTUAL NETO ANUAL (VAN)	\$ 4.686.952,15
BENEFICO/COSTO	4,36

POZO LAG- 24

CALCULO VAN - TIR

COSTO DE BARRIL \$ 110,00

COSTO OPERATIVO

\$ 13,40

Meses	Periodo	Número de pozos produciendo en cada mes	Produccion diaria (declinación del 0,833 mensual) BPPD	Produccion mensual con declinación del 10% anual. (declinación del 0,833 mensual) BPPD	Ingresos totales/mes USD	Ingresos totales acumulados	Costos de implementacion del sistema	Costos operativos 14,78 \$/Bbl	Egreso total /mes USD	Flujo de caja USD	Ingresos total actualizado USD	Ingresos totales actualizados acumulados (USD)	Egresos totales actualizados (USD)	Egresos totales actualizados acumulados (USD)	Flujo de caja actualizados con 0,011% mensual (Dólares)	Sumatoria de flujo neto de caja actualizado y acumulado (USD)
1	0	1	0,00	0,00	-	-	318926,40	0	318926,4	-318926,40	-		318926,40	318926,40	-318926,40	-318926,40
2	1	1	61,00	1830,00	201300,00	201300,00	0,00	24522,00	24522,00	176778,00	199085,70	199085,70	24252,26	343178,66	174833,44	-144092,96
3	2	1	60,49	1814,76	199623,17	400923,17	0,00	24317,73	24317,73	175305,44	197427,32	396513,02	24050,24	367228,89	173377,08	29284,12
4	3	1	59,99	1799,64	197960,31	598883,48	0,00	24115,17	24115,17	173845,14	195782,75	592295,76	23849,90	391078,79	171932,85	201216,97
5	4	1	59,49	1784,65	196311,30	795194,78	0,00	23914,29	23914,29	172397,01	194151,88	786447,64	23651,23	414730,02	170500,65	371717,62
6	5	1	58,99	1769,78	194676,03	989870,81	0,00	23715,08	23715,08	170960,95	192534,59	978982,23	23454,21	438184,24	169080,38	540797,99
7	6	1	58,50	1755,04	193054,38	1182925,19	0,00	23517,53	23517,53	169536,84	190930,78	1169913,01	23258,84	461443,08	167671,94	708469,93
8	7	1	58,01	1740,42	191446,23	1374371,42	0,00	23321,63	23321,63	168124,60	189340,32	1359253,33	23065,09	484508,17	166275,23	874745,16
9	8	1	57,53	1725,92	189851,49	1564222,90	0,00	23127,36	23127,36	166724,12	187763,12	1547016,45	22872,96	507381,13	164890,16	1039635,32
10	9	1	57,05	1711,55	188270,02	1752492,93	0,00	22934,71	22934,71	165335,31	186199,05	1733215,51	22682,43	530063,56	163516,62	1203151,94
11	10	1	56,58	1697,29	186701,73	1939194,66	0,00	22743,67	22743,67	163958,07	184648,01	1917863,52	22493,49	552557,05	162154,53	1365306,47
12	11	1	56,11	1683,15	185146,51	2124341,17	0,00	22554,21	22554,21	162592,30	183109,90	2100973,42	22306,11	574863,16	160803,78	1526110,26
13	12	1	55,64	1390,94	153003,53	2277344,70	80000,00	16997,30	80000,00	73003,53	2100973,42	2100973,42	79120,00	653983,16	72200,49	1598310,75
14	13	1	55,17	1655,23	182074,81	2459419,52	0,00	22180,02	22180,02	159894,79	180071,99	2281045,41	21936,04	675919,20	158135,95	1756446,70
15	14	1	54,71	1641,44	180558,13	2639977,65	0,00	21995,26	21995,26	158562,87	178571,99	2459617,40	21753,32	697672,52	156818,68	1913265,37
16	15	1	54,26	1627,76	179054,08	2819031,73	0,00	21812,04	21812,04	157242,04	177084,49	2636701,89	21572,11	719244,63	155512,38	2068777,75
17	16	1	53,81	1614,21	177562,56	2996594,29	0,00	21630,35	21630,35	155932,21	175609,37	2812311,26	21392,41	740637,04	154216,96	2222994,71
18	17	1	53,36	1600,76	176083,47	3172677,76	0,00	21450,17	21450,17	154633,30	174146,55	2986457,81	21214,22	761851,26	152932,33	2375927,04
19	18	1	52,91	1587,42	174616,69	3347294,45	0,00	21271,49	21271,49	153345,20	172695,91	3159153,72	21037,50	782888,76	151658,41	2527585,45
20	19	1	52,47	1574,20	173162,13	3520456,58	0,00	21094,30	21094,30	152067,84	171257,35	3330411,07	20862,26	803751,02	150395,09	2677980,54
21	20	1	52,04	1561,09	171719,69	3692176,27	0,00	20918,58	20918,58	150801,11	169830,78	3500241,84	20688,48	824439,50	149142,30	2827122,84
22	21	1	51,60	1548,08	170289,27	3862465,54	0,00	20744,33	20744,33	149544,94	168416,09	3668657,93	20516,14	844955,64	147899,94	2975022,78
23	22	1	51,17	1535,19	168870,76	4031336,30	0,00	20571,53	20571,53	148299,23	167013,18	3835671,11	20345,24	865300,88	146667,94	3121690,72
24	23	1	50,75	1522,40	167464,06	4198800,37	0,00	20400,17	20400,17	147063,90	165621,96	4001293,07	20175,77	885476,65	145446,19	3267136,91
									891778,014	55%	4001293,07			885476,65	3267136,91	
										\$ 935.150,41						
										4,52						

INVERSION TOTAL USD	\$ 891.778,01
TASA INTERNA DE RETORNO MENSUAL (TIR) %	55%
TASA INTERNA DE RETORNO ANUAL (TIR) %	497%
VALOR ACTUAL NETO MENSUAL (VAN)	\$ 935.150,41
VALOR ACTUAL NETO ANUAL (VAN)	\$ 3.267.136,91
BENEFICO/COSTO	4,52

POZO LAG- 24

CALCULO VAN - TIR

COSTO DE BARRIL \$ 100,00

COSTO OPERATIVO \$ 13,40

Meses	Periodo	Número de pozos produciendo en cada mes	Produccion diaria (declinación del 0,833 mensual) BPPD	Produccion mensual con declinación del 10% anual. (declinación del 0,833 mensual) BPPD	Ingresos totales/mes \$USD	Ingresos totales acumulados	Costos de implementacion del sistema	Costos operativos 14,78 \$/Bbl	Egreso total /mes USD	Flujo de caja USD	Ingresos total actualizado USD	Ingresos totales actualizados acumulados (USD)	Egresos totales actualizados (USD)	Egresos totales actualizados acumulados (USD)	Flujo de caja actualizados con 0,011% mensual (Dólares)	Sumatoria de flujo neto de caja actualizado y acumulado (USD)	
1	0	1	0,00	0,00	-	-	318926,40	0	318926,4	-318926,40	-		318926,40	318926,40	-318926,40	-318926,40	
2	1	1	61,00	1830,00	183000,00	183000,00	0,00	24522,00	24522,00	158478,00	180987,00	180987,00	24252,26	343178,66	156734,74	-162191,66	
3	2	1	60,49	1814,76	181475,61	364475,61	0,00	24317,73	24317,73	157157,88	179479,38	360466,38	24050,24	367228,89	155429,14	-6762,52	
4	3	1	59,99	1799,64	179963,92	544439,53	0,00	24115,17	24115,17	155848,75	177984,32	538450,69	23849,90	391078,79	154134,42	147371,90	
5	4	1	59,49	1784,65	178464,82	722904,35	0,00	23914,29	23914,29	154550,53	176501,71	714952,40	23651,23	414730,02	152850,48	300222,38	
6	5	1	58,99	1769,78	176978,21	899882,55	0,00	23715,08	23715,08	153263,13	175031,45	889983,85	23454,21	438184,24	151577,23	451799,61	
7	6	1	58,50	1755,04	175503,98	1075386,53	0,00	23517,53	23517,53	151986,45	173573,43	1063557,28	23258,84	461443,08	150314,59	602114,20	
8	7	1	58,01	1740,42	174042,03	1249428,56	0,00	23321,63	23321,63	150720,40	172127,57	1235684,85	23065,09	484508,17	149062,47	751176,68	
9	8	1	57,53	1725,92	172592,26	1422020,82	0,00	23127,36	23127,36	149464,90	170693,75	1406378,59	22872,96	507381,13	147820,78	898997,46	
10	9	1	57,05	1711,55	171154,57	1593175,39	0,00	22934,71	22934,71	148219,85	169271,87	1575650,46	22682,43	530063,56	146589,44	1045586,90	
11	10	1	56,58	1697,29	169728,85	1762904,24	0,00	22743,67	22743,67	146985,18	167861,83	1743512,29	22493,49	552557,05	145368,35	1190955,24	
12	11	1	56,11	1683,15	168315,01	1931219,25	0,00	22554,21	22554,21	145760,80	166463,54	1909975,83	22306,11	574863,16	144157,43	1335112,67	
13	12	1	55,64	1390,94	139094,12	2070313,37	80000,00	16997,30	80000,00	59094,12	1909975,83	1909975,83	79120,00	653983,16	58444,08	1393556,76	
14	13	1	55,17	1655,23	165522,56	2235835,92	0,00	22180,02	22180,02	143342,54	163701,81	2073677,64	21936,04	675919,20	141765,77	1535322,52	
15	14	1	54,71	1641,44	164143,76	2399979,68	0,00	21995,26	21995,26	142148,49	162338,17	2236015,82	21753,32	697672,52	140584,86	1675907,38	
16	15	1	54,26	1627,76	162776,44	2562756,12	0,00	21812,04	21812,04	140964,40	160985,90	2397001,72	21572,11	719244,63	139413,79	1815321,17	
17	16	1	53,81	1614,21	161420,51	2724176,63	0,00	21630,35	21630,35	139790,16	159644,89	2556646,60	21392,41	740637,04	138252,47	1953573,64	
18	17	1	53,36	1600,76	160075,88	2884252,51	0,00	21450,17	21450,17	138623,71	158315,04	2714961,65	21214,22	761851,26	137100,83	2090674,47	
19	18	1	52,91	1587,42	158742,45	3042994,95	0,00	21271,49	21271,49	137470,96	156996,28	2871957,92	21037,50	782888,76	135958,78	2226633,25	
20	19	1	52,47	1574,20	157420,12	3200415,07	0,00	21094,30	21094,30	136325,82	155688,50	3027646,42	20862,26	803751,02	134826,24	2361459,49	
21	20	1	52,04	1561,09	156108,81	3356523,89	0,00	20918,58	20918,58	135190,23	154391,61	3182038,04	20688,48	824439,50	133703,14	2495162,63	
22	21	1	51,60	1548,08	154808,43	3511332,31	0,00	20744,33	20744,33	134064,10	153105,53	3335143,57	20516,14	844955,64	132589,39	2627752,02	
23	22	1	51,17	1535,19	153518,87	3664851,18	0,00	20571,53	20571,53	132947,34	151830,16	3486973,73	20345,24	865300,88	131484,92	2759236,94	
24	23	1	50,75	1522,40	152240,06	3817091,24	0,00	20400,17	20400,17	131839,89	150565,42	3637539,15	20175,77	885476,65	130389,65	2889626,59	
										891778,014	49%	3637539,15	885476,65	2889626,59			
											\$ 806.964,81						
											4,11						

INVERSION TOTAL USD	\$ 891.778,01
TASA INTERNA DE RETORNO MENSUAL (TIR) %	49%
TASA INTERNA DE RETORNO ANUAL (TIR) %	439%
VALOR ACTUAL NETO MENSUAL (VAN)	\$ 806.964,81
VALOR ACTUAL NETO ANUAL (VAN)	\$ 2.889.626,59
BENEFICO/COSTO	4,11

POZO LAG- 24

CALCULO VAN - TIR

COSTO DE BARRIL \$ 90,00

COSTO OPERATIVO \$ 13,40

Meses	Periodo	Número de pozos produciendo en cada mes	Produccion diaria (declinación del 0,833 mensual) BPPD	Produccion mensual con declinación del 10% anual. (declinación del 0,833 mensual) BPPD	Ingresos totales/mes \$USD	Ingresos totales acumulados	Costos de implementacion del sistema	Costos operativos 14,78 \$/Bbl	Egreso total /mes USD	Flujo de caja USD	Ingresos total actualizado USD	Ingresos totales actualizados acumulados (USD)	Egresos totales actualizados (USD)	Egresos totales actualizados acumulados (USD)	Flujo de caja actualizados con 0,011% mensual (Dólares)	Sumatoria de flujo neto de caja actualizado y acumulado (USD)	
1	0	1	0,00	0,00	-	-	318926,40	0	318926,4	-318926,40	-		318926,40	318926,40	-318926,40	-318926,40	
2	1	1	61,00	1830,00	164700,00	164700,00	0,00	24522,00	24522,00	140178,00	162888,30	162888,30	24252,26	343178,66	138636,04	-180290,36	
3	2	1	60,49	1814,76	163328,05	328028,05	0,00	24317,73	24317,73	139010,32	161531,44	324419,74	24050,24	367228,89	137481,20	-42809,15	
4	3	1	59,99	1799,64	161967,53	489995,58	0,00	24115,17	24115,17	137852,36	160185,88	484605,62	23849,90	391078,79	136335,99	93526,83	
5	4	1	59,49	1784,65	160618,34	650613,91	0,00	23914,29	23914,29	136704,05	158851,54	643457,16	23651,23	414730,02	135200,31	228727,14	
6	5	1	58,99	1769,78	159280,39	809894,30	0,00	23715,08	23715,08	135565,31	157528,30	800985,46	23454,21	438184,24	134074,09	362801,23	
7	6	1	58,50	1755,04	157953,58	967847,88	0,00	23517,53	23517,53	134436,05	156216,09	957201,55	23258,84	461443,08	132957,25	495758,48	
8	7	1	58,01	1740,42	156637,83	1124485,71	0,00	23321,63	23321,63	133316,20	154914,81	1112116,36	23065,09	484508,17	131849,72	627608,19	
9	8	1	57,53	1725,92	155333,03	1279818,74	0,00	23127,36	23127,36	132205,67	153624,37	1265740,73	22872,96	507381,13	130751,41	758359,60	
10	9	1	57,05	1711,55	154039,11	1433857,85	0,00	22934,71	22934,71	131104,40	152344,68	1418085,41	22682,43	530063,56	129662,25	888021,85	
11	10	1	56,58	1697,29	152755,96	1586613,81	0,00	22743,67	22743,67	130012,30	151075,65	1569161,06	22493,49	552557,05	128582,16	1016604,02	
12	11	1	56,11	1683,15	151483,51	1738097,32	0,00	22554,21	22554,21	128929,30	149817,19	1718978,25	22306,11	574863,16	127511,07	1144115,09	
13	12	1	55,64	1390,94	125184,71	1863282,03	80000,00	16997,30	80000,00	45184,71	1718978,25	1718978,25	79120,00	653983,16	44687,68	1188802,76	
14	13	1	55,17	1655,23	148970,30	2012252,33	0,00	22180,02	22180,02	126790,28	147331,63	1866309,88	21936,04	675919,20	125395,59	1314198,35	
15	14	1	54,71	1641,44	147729,38	2159981,71	0,00	21995,26	21995,26	125734,12	146104,36	2012414,24	21753,32	697672,52	124351,04	1438549,39	
16	15	1	54,26	1627,76	146498,79	2306480,51	0,00	21812,04	21812,04	124686,75	144887,31	2157301,55	21572,11	719244,63	123315,20	1561864,59	
17	16	1	53,81	1614,21	145278,46	2451758,97	0,00	21630,35	21630,35	123648,11	143680,40	2300981,94	21392,41	740637,04	122287,98	1684152,57	
18	17	1	53,36	1600,76	144068,29	2595827,26	0,00	21450,17	21450,17	122618,12	142483,54	2443465,48	21214,22	761851,26	121269,32	1805421,90	
19	18	1	52,91	1587,42	142868,20	2738695,46	0,00	21271,49	21271,49	121596,71	141296,65	2584762,13	21037,50	782888,76	120259,15	1925681,05	
20	19	1	52,47	1574,20	141678,11	2880373,57	0,00	21094,30	21094,30	120583,81	140119,65	2724881,78	20862,26	803751,02	119257,39	2044938,44	
21	20	1	52,04	1561,09	140497,93	3020871,50	0,00	20918,58	20918,58	119579,35	138952,45	2863834,23	20688,48	824439,50	118263,98	2163202,41	
22	21	1	51,60	1548,08	139327,58	3160199,08	0,00	20744,33	20744,33	118583,25	137794,98	3001629,21	20516,14	844955,64	117278,84	2280481,25	
23	22	1	51,17	1535,19	138166,98	3298366,06	0,00	20571,53	20571,53	117595,46	136647,15	3138276,36	20345,24	865300,88	116301,91	2396783,16	
24	23	1	50,75	1522,40	137016,05	3435382,12	0,00	20400,17	20400,17	116615,89	135508,88	3273785,24	20175,77	885476,65	115333,11	2512116,27	
									891778,014	43%	3273785,24		885476,65		2512116,27		
										\$ 678.779,20							
										3,70							

INVERSION TOTAL USD	\$ 891.778,01
TASA INTERNA DE RETORNO MENSUAL (TIR) %	43%
TASA INTERNA DE RETORNO ANUAL (TIR) %	382%
VALOR ACTUAL NETO MENSUAL (VAN)	\$ 678.779,20
VALOR ACTUAL NETO ANUAL (VAN)	\$ 2.512.116,27
BENEFICO/COSTO	3,70

POZO LAG- 31

CALCULO VAN - TIR

COSTO DE BARRIL \$ 110,00

COSTO OPERATIVO \$ 13,40

Meses	Periodo	Número de pozos produciendo en cada mes	Produccion diaria (declinación del 0,833 mensual) BPPD	Produccion mensual con declinación del 10% anual. (declinación del 0,833 mensual) BPPD	Ingresos totales/mes \$USD	Ingresos totales acumulados	Costos de implementacion del sistema	Costos operativos 14,78 \$/Bbl	Egreso total /mes USD	Flujo de caja USD	Ingresos total actualizado USD	Ingresos totales actualizados acumulados (USD)	Egresos totales actualizados (USD)	Egresos totales actualizados acumulados (USD)	Flujo de caja actualizados con 0,011% mensual (Dólares)	Sumatoria de flujo neto de caja actualizado y acumulado (USD)	
1	0	1	0,00	0,00	-	-	383307,60	0	383307,6	-383307,60	-		383307,60	383307,60	-383307,60	-383307,60	
2	1	1	45,00	1350,00	148500,00	148500,00	0,00	18090,00	18090,00	130410,00	146866,50	146866,50	17891,01	401198,61	128975,49	-254332,11	
3	2	1	44,63	1338,75	147263,00	295763,00	0,00	17939,31	17939,31	129323,68	145643,10	292509,60	17741,98	418940,59	127901,12	-126430,99	
4	3	1	44,25	1327,60	146036,29	441799,29	0,00	17789,88	17789,88	128246,42	144429,90	436939,50	17594,19	436534,78	126835,71	404,72	
5	4	1	43,88	1316,54	144819,81	586619,10	0,00	17641,69	17641,69	127178,13	143226,79	580166,29	17447,63	453982,40	125779,17	126183,89	
6	5	1	43,52	1305,58	143613,46	730232,56	0,00	17494,73	17494,73	126118,73	142033,71	722200,01	17302,29	471284,69	124731,43	250915,31	
7	6	1	43,16	1294,70	142417,16	872649,73	0,00	17349,00	17349,00	125068,16	140850,57	863050,58	17158,16	488442,85	123692,41	374607,73	
8	7	1	42,80	1283,92	141230,83	1013880,55	0,00	17204,48	17204,48	124026,35	139677,29	1002727,87	17015,23	505458,09	122662,06	497269,78	
9	8	1	42,44	1273,22	140054,37	1153934,93	0,00	17061,17	17061,17	122993,21	138513,78	1141241,65	16873,50	522331,58	121640,28	618910,06	
10	9	1	42,09	1262,62	138887,72	1292822,65	0,00	16919,05	16919,05	121968,67	137359,96	1278601,60	16732,94	539064,52	120627,02	739537,08	
11	10	1	41,74	1252,10	137730,79	1430553,44	0,00	16778,11	16778,11	120952,67	136215,75	1414817,35	16593,55	555658,08	119622,19	859159,27	
12	11	1	41,39	1241,67	136583,49	1567136,93	0,00	16638,35	16638,35	119945,14	135081,07	1549898,42	16455,33	572113,41	118625,74	977785,01	
13	12	1	41,04	1026,10	112871,46	1680008,39	80000,00	12538,99	80000,00	32871,46		1549898,42	79120,00	651233,41	32509,87	1010294,89	
14	13	1	40,70	1221,07	134317,49	1814325,87	0,00	16362,31	16362,31	117955,17	132839,99	1682738,42	16182,33	667415,73	116657,67	1126952,55	
15	14	1	40,36	1210,90	133198,62	1947524,49	0,00	16226,01	16226,01	116972,61	131733,44	1814471,85	16047,53	683463,26	115685,91	1242638,46	
16	15	1	40,03	1200,81	132089,08	2079613,57	0,00	16090,85	16090,85	115998,23	130636,10	1945107,95	15913,85	699377,11	114722,25	1357360,71	
17	16	1	39,69	1190,81	130988,78	2210602,35	0,00	15956,81	15956,81	115031,96	129547,90	2074655,85	15781,29	715158,40	113766,61	1471127,32	
18	17	1	39,36	1180,89	129897,64	2340499,99	0,00	15823,89	15823,89	114073,74	128468,76	2203124,61	15649,83	730808,23	112818,93	1583946,25	
19	18	1	39,04	1171,05	128815,59	2469315,58	0,00	15692,08	15692,08	113123,51	127398,62	2330523,23	15519,47	746327,70	111879,15	1695825,40	
20	19	1	38,71	1161,30	127742,56	2597058,13	0,00	15561,37	15561,37	112181,19	126337,39	2456860,62	15390,19	761717,89	110947,20	1806772,60	
21	20	1	38,39	1151,62	126678,46	2723736,60	0,00	15431,74	15431,74	111246,72	125285,00	2582145,62	15261,99	776979,88	110023,01	1916795,61	
22	21	1	38,07	1142,03	125623,23	2849359,83	0,00	15303,19	15303,19	110320,04	124241,37	2706387,00	15134,86	792114,74	109106,52	2025902,12	
23	22	1	37,75	1132,52	124576,79	2973936,61	0,00	15175,72	15175,72	109401,07	123206,44	2829593,44	15008,79	807123,53	108197,66	2134099,78	
24	23	1	37,44	1123,08	123539,06	3097475,68	0,00	15049,30	15049,30	108489,76	122180,13	2951773,57	14883,76	822007,29	107296,37	2241396,16	
									826886,66	33%	2951773,57			822007,29	2241396,16		
										\$ 551.097,49							
										3,59							

INVERSION TOTAL USD	\$ 826.886,66
TASA INTERNA DE RETORNO MENSUAL (TIR) %	33%
TASA INTERNA DE RETORNO ANUAL (TIR) %	283%
VALOR ACTUAL NETO MENSUAL (VAN)	\$ 551.097,49
VALOR ACTUAL NETO ANUAL (VAN)	\$ 2.241.396,16
BENEFICO/COSTO	3,59

POZO LAG- 31

CALCULO VAN - TIR

COSTO DE BARRIL \$ 100,00

COSTO OPERATIVO

\$ 13,40

Meses	Periodo	Número de pozos produciendo en cada mes	Produccion diaria (declinación del 0,833 mensual) BPPD	Produccion mensual con declinación del 10% anual. (declinación del 0,833 mensual) BPPD	Ingresos totales/mes USD	Ingresos totales acumulados	Costos de implementacion del sistema	Costos operativos 14,78 \$/Bbl	Egreso total /mes USD	Flujo de caja USD	Ingresos total actualizado USD	Ingresos totales actualizados acumulados (USD)	Egresos totales actualizados (USD)	Egresos totales actualizados acumulados (USD)	Flujo de caja actualizados con 0,011% mensual (Dólares)	Sumatoria de flujo neto de caja actualizado y acumulado (USD)	
1	0	1	0,00	0,00	-	-	383307,60	0	383307,6	-383307,60	-		383307,60	383307,60	-383307,60	-383307,60	
2	1	1	45,00	1350,00	135000,00	135000,00	0,00	18090,00	18090,00	116910,00	133515,00	133515,00	17891,01	401198,61	115623,99	-267683,61	
3	2	1	44,63	1338,75	133875,45	268875,45	0,00	17939,31	17939,31	115936,14	132402,82	265917,82	17741,98	418940,59	114660,84	-153022,77	
4	3	1	44,25	1327,60	132760,27	401635,72	0,00	17789,88	17789,88	114970,39	131299,90	397217,72	17594,19	436534,78	113705,72	-39317,05	
5	4	1	43,88	1316,54	131654,37	533290,09	0,00	17641,69	17641,69	114012,69	130206,18	527423,90	17447,63	453982,40	112758,55	73441,50	
6	5	1	43,52	1305,58	130557,69	663847,79	0,00	17494,73	17494,73	113062,96	129121,56	656545,46	17302,29	471284,69	111819,27	185260,77	
7	6	1	43,16	1294,70	129470,15	793317,93	0,00	17349,00	17349,00	112121,15	128045,98	784591,44	17158,16	488442,85	110887,82	296148,58	
8	7	1	42,80	1283,92	128391,66	921709,60	0,00	17204,48	17204,48	111187,18	126979,35	911570,79	17015,23	505458,09	109964,12	406112,70	
9	8	1	42,44	1273,22	127322,16	1049031,75	0,00	17061,17	17061,17	110260,99	125921,62	1037492,40	16873,50	522331,58	109048,12	515160,82	
10	9	1	42,09	1262,62	126261,57	1175293,32	0,00	16919,05	16919,05	109342,52	124872,69	1162365,09	16732,94	539064,52	108139,75	623300,57	
11	10	1	41,74	1252,10	125209,81	1300503,13	0,00	16778,11	16778,11	108431,69	123832,50	1286197,59	16593,55	556568,08	107238,94	730539,51	
12	11	1	41,39	1241,67	124166,81	1424669,94	0,00	16638,35	16638,35	107528,46	122800,97	1408998,57	16455,33	572113,41	106345,64	836885,16	
13	12	1	41,04	1026,10	102610,42	1527280,35	80000,00	12538,99	80000,00	22610,42		1408998,57	79120,00	651233,41	22361,70	859246,86	
14	13	1	40,70	1221,07	122106,81	1649387,16	0,00	16362,31	16362,31	105744,49	120763,63	1529762,20	16182,33	667415,73	104581,30	963828,16	
15	14	1	40,36	1210,90	121089,66	1770476,81	0,00	16226,01	16226,01	104863,64	119757,67	1649519,87	16047,53	683463,26	103710,14	1067538,31	
16	15	1	40,03	1200,81	120080,98	1890557,79	0,00	16090,85	16090,85	103990,13	118760,09	1768279,96	15913,85	699377,11	102846,24	1170384,54	
17	16	1	39,69	1190,81	119080,70	2009638,50	0,00	15956,81	15956,81	103123,89	117770,82	1886050,77	15781,29	715158,40	101989,53	1272374,07	
18	17	1	39,36	1180,89	118088,76	2127727,26	0,00	15823,89	15823,89	102264,87	116789,79	2002840,56	15649,83	730808,23	101139,95	1373514,02	
19	18	1	39,04	1171,05	117105,08	2244832,34	0,00	15692,08	15692,08	101413,00	115816,93	2118657,48	15519,47	746327,70	100297,46	1473811,48	
20	19	1	38,71	1161,30	116129,60	2360961,94	0,00	15561,37	15561,37	100568,23	114852,17	2233509,66	15390,19	761717,89	99461,98	1573273,46	
21	20	1	38,39	1151,62	115162,24	2476124,18	0,00	15431,74	15431,74	99730,50	113895,45	2347405,11	15261,99	776979,88	98633,46	1671906,93	
22	21	1	38,07	1142,03	114202,94	2590327,11	0,00	15303,19	15303,19	98899,74	112946,70	2460351,81	15134,86	792114,74	97811,85	1769718,77	
23	22	1	37,75	1132,52	113251,63	2703578,74	0,00	15175,72	15175,72	98075,91	112005,86	2572357,67	15008,79	807123,53	96997,07	1866715,85	
24	23	1	37,44	1123,08	112308,24	2815886,98	0,00	15049,30	15049,30	97258,94	111072,85	2683430,52	14883,76	822007,29	96189,09	1962904,93	
									826886,66	29%	2683430,52		822007,29		1962904,93		
										\$ 456.534,34							
										3,26							

INVERSION TOTAL USD	\$ 826.886,66
TASA INTERNA DE RETORNO MENSUAL (TIR) %	29%
TASA INTERNA DE RETORNO ANUAL (TIR) %	248%
VALOR ACTUAL NETO MENSUAL (VAN)	\$ 456.534,34
VALOR ACTUAL NETO ANUAL (VAN)	\$ 1.962.904,93
BENEFICO/COSTO	3,26

POZO LAG- 31

CALCULO VAN - TIR

COSTO DE BARRIL \$ 90,00

COSTO OPERATIVO \$ 13,40

Meses	Periodo	Número de pozos produciendo en cada mes	Produccion diaria (declinación del 0,833 mensual) BPPD	Produccion mensual con declinación del 10% anual. (declinación del 0,833 mensual) BPPD	Ingresos totales/mes USD	Ingresos totales acumulados	Costos de implementacion del sistema	Costos operativos 14,78 \$/Bbl	Egreso total/mes USD	Flujo de caja USD	Ingresos total actualizado USD	Ingresos totales actualizados acumulados (USD)	Egresos totales actualizados (USD)	Egresos totales actualizados acumulados (USD)	Flujo de caja actualizados con 0,011% mensual (Dólares)	Sumatoria de flujo neto de caja actualizado y acumulado (USD)	
1	0	1	0,00	0,00	-	-	383307,60	0	383307,6	-383307,60	-		383307,60	383307,60	-383307,60	-383307,60	
2	1	1	45,00	1350,00	121500,00	121500,00	0,00	18090,00	18090,00	103410,00	120163,50	120163,50	17891,01	401198,61	102272,49	-281035,11	
3	2	1	44,63	1338,75	120487,91	241987,91	0,00	17939,31	17939,31	102548,59	119162,54	239326,04	17741,98	418940,59	101420,56	-179614,55	
4	3	1	44,25	1327,60	119484,24	361472,15	0,00	17789,88	17789,88	101694,36	118169,91	357495,95	17594,19	436534,78	100575,73	-79038,82	
5	4	1	43,88	1316,54	118488,94	479961,08	0,00	17641,69	17641,69	100847,25	117185,56	474681,51	17447,63	453982,40	99737,93	20699,11	
6	5	1	43,52	1305,58	117501,92	597463,01	0,00	17494,73	17494,73	100007,19	116209,40	590890,91	17302,29	471284,69	98907,11	119606,22	
7	6	1	43,16	1294,70	116523,13	713986,14	0,00	17349,00	17349,00	99174,13	115241,38	706132,29	17158,16	488442,85	98083,22	217689,44	
8	7	1	42,80	1283,92	115552,50	829538,64	0,00	17204,48	17204,48	98348,01	114281,42	820413,71	17015,23	505458,09	97266,18	314955,62	
9	8	1	42,44	1273,22	114589,94	944128,58	0,00	17061,17	17061,17	97528,77	113329,45	933743,16	16873,50	522331,58	96455,96	411411,58	
10	9	1	42,09	1262,62	113635,41	1057763,99	0,00	16919,05	16919,05	96716,36	112385,42	1046128,58	16732,94	539064,52	95652,48	507064,06	
11	10	1	41,74	1252,10	112688,83	1170452,81	0,00	16778,11	16778,11	95910,71	111449,25	1157577,83	16593,55	555658,08	94855,69	601919,76	
12	11	1	41,39	1241,67	111750,13	1282202,94	0,00	16638,35	16638,35	95111,78	110520,88	1268098,71	16455,33	572113,41	94065,55	695985,30	
13	12	1	41,04	1026,10	92349,37	1374552,32	80000,00	12538,99	80000,00	12349,37		1268098,71	79120,00	651233,41	12213,53	708198,83	
14	13	1	40,70	1221,07	109896,13	1484448,44	0,00	16362,31	16362,31	93533,81	108687,27	1376785,98	16182,33	667415,73	92504,94	800703,77	
15	14	1	40,36	1210,90	108980,69	1593429,13	0,00	16226,01	16226,01	92754,68	107781,90	1484567,88	16047,53	683463,26	91734,38	892438,15	
16	15	1	40,03	1200,81	108072,88	1701502,01	0,00	16090,85	16090,85	91982,03	106884,08	1591451,96	15913,85	699377,11	90970,23	983408,38	
17	16	1	39,69	1190,81	107172,63	1808674,65	0,00	15956,81	15956,81	91215,82	105993,74	1697445,69	15781,29	715158,40	90212,45	1073620,82	
18	17	1	39,36	1180,89	106279,89	1914954,53	0,00	15823,89	15823,89	90455,99	105110,81	1802556,50	15649,83	730808,23	89460,98	1163081,80	
19	18	1	39,04	1171,05	105394,57	2020349,11	0,00	15692,08	15692,08	89702,49	104235,23	1906791,74	15519,47	746327,70	88715,77	1251797,56	
20	19	1	38,71	1161,30	104516,64	2124865,75	0,00	15561,37	15561,37	88955,27	103366,95	2010158,69	15390,19	761717,89	87976,76	1339774,33	
21	20	1	38,39	1151,62	103646,01	2228511,76	0,00	15431,74	15431,74	88214,27	102505,91	2112664,60	15261,99	776979,88	87243,92	1427018,25	
22	21	1	38,07	1142,03	102782,64	2331294,40	0,00	15303,19	15303,19	87479,45	101652,03	2214316,63	15134,86	792114,74	86517,18	1513535,42	
23	22	1	37,75	1132,52	101926,46	2433220,87	0,00	15175,72	15175,72	86750,75	100805,27	2315121,91	15008,79	807123,53	85796,49	1599331,91	
24	23	1	37,44	1123,08	101077,42	2534298,28	0,00	15049,30	15049,30	86028,11	99965,56	2415087,47	14883,76	822007,29	85081,80	1684413,71	
									826886,66	26%	2415087,47			822007,29	1684413,71		
										\$ 361.971,19							
										2,94							

INVERSION TOTAL USD	\$ 826.886,66
TASA INTERNA DE RETORNO MENSUAL (TIR) %	26%
TASA INTERNA DE RETORNO ANUAL (TIR) %	214%
VALOR ACTUAL NETO MENSUAL (VAN)	\$ 361.971,19
VALOR ACTUAL NETO ANUAL (VAN)	\$ 1.684.413,71
BENEFICO/COSTO	2,94

POZO LAG- 34

CALCULO VAN - TIR

COSTO DE BARRIL \$ 110,00

COSTO OPERATIVO

\$ 13,40

Meses	Periodo	Número de pozos produciendo en cada mes	Produccion diaria (declinación del 0,833 mensual) BPPD	Produccion mensual con declinación del 10% anual. (declinación del 0,833 mensual) BPPD	Ingresos totales/mes \$USD	Ingresos totales acumulados	Costos de implementacion del sistema	Costos operativos 14,78 \$/Bbl	Egreso total/mes USD	Flujo de caja USD	Ingresos total actualizado USD	Ingresos totales actualizados acumulados (USD)	Egresos totales actualizados (USD)	Egresos totales actualizados acumulados (USD)	Flujo de caja actualizado con 0,011% mensual (Dólares)	Sumatoria de flujo neto de caja actualizado y acumulado (USD)
1	0	1	0,00	0,00	-	-	364566,80	0	364566,8	-364566,80	-		364566,80	364566,80	-364566,80	-364566,80
2	1	1	95,00	2850,00	313500,00	313500,00	0,00	38190,00	38190,00	275310,00	310051,50	310051,50	37769,91	402336,71	272281,59	-92285,21
3	2	1	94,21	2826,26	310888,55	624388,55	0,00	37871,88	37871,88	273016,67	307468,77	617520,27	37455,29	439792,00	270013,48	177728,27
4	3	1	93,42	2802,72	308298,84	932687,39	0,00	37556,40	37556,40	270742,44	304907,56	922427,83	37143,28	476935,28	267764,27	445492,55
5	4	1	92,65	2779,37	305730,71	1238418,10	0,00	37243,56	37243,56	268487,15	302367,68	1224795,50	36833,88	513769,16	265533,80	711026,34
6	5	1	91,87	2756,22	303183,98	1541602,08	0,00	36933,32	36933,32	266250,66	299848,95	1524644,46	36527,05	550296,22	263321,90	974348,24
7	6	1	91,11	2733,26	300658,45	1842260,53	0,00	36625,67	36625,67	264032,79	297351,21	1821995,67	36222,78	586519,00	261128,43	1235476,67
8	7	1	90,35	2710,49	298153,97	2140414,50	0,00	36320,57	36320,57	261833,40	294874,28	2116869,94	35921,05	622440,05	258953,23	1494429,90
9	8	1	89,60	2687,91	295670,35	2436084,85	0,00	36018,02	36018,02	259652,32	292417,97	2409287,92	35621,83	658061,87	256796,15	1751226,04
10	9	1	88,85	2665,52	293207,41	2729292,26	0,00	35717,99	35717,99	257489,42	289982,13	2699270,05	35325,10	693386,97	254657,04	2005883,08
11	10	1	88,11	2643,32	290765,00	3020057,26	0,00	35420,46	35420,46	255344,53	287566,58	2986836,63	35030,84	728417,81	252535,74	2258418,82
12	11	1	87,38	2621,30	288342,92	3308400,18	0,00	35125,41	35125,41	253217,51	285171,15	3272007,78	34739,03	763156,84	250432,12	2508850,94
13	12	1	86,65	2166,22	238284,19	3546684,37	80000,00	26471,21	80000,00	158284,19		3272007,78	79120,00	842276,84	156543,06	2665394,00
14	13	1	85,93	2577,81	283559,14	3830243,51	0,00	34542,66	34542,66	249016,48	280439,99	3552447,77	34162,69	876439,53	246277,30	2911671,30
15	14	1	85,21	2556,34	281197,09	4111440,60	0,00	34254,92	34254,92	246942,17	278103,92	383051,69	33878,11	910317,64	244225,81	3155897,11
16	15	1	84,50	2535,04	278854,72	4390295,32	0,00	33969,57	33969,57	244885,14	275787,32	4106339,01	33595,91	943913,55	242191,41	3398088,52
17	16	1	83,80	2513,93	276531,86	4666827,18	0,00	33686,61	33686,61	242845,25	273490,01	4379829,01	33316,06	977229,61	240173,95	3638262,47
18	17	1	83,10	2492,98	274228,35	4941055,52	0,00	33406,00	33406,00	240822,35	271211,84	4651040,85	33038,53	1010268,14	238173,30	3876435,77
19	18	1	82,41	2472,22	271944,03	5212999,55	0,00	33127,73	33127,73	238816,30	268952,64	4919993,49	32763,32	1043031,46	236189,32	4112625,09
20	19	1	81,72	2451,62	269678,73	5482678,28	0,00	32851,77	32851,77	236826,96	266712,27	5186705,76	32490,40	1075521,87	234221,86	4346846,96
21	20	1	81,04	2431,20	267432,31	5750110,59	0,00	32578,12	32578,12	234854,19	264490,55	5451196,31	32219,76	1107741,62	232270,79	4579117,75
22	21	1	80,37	2410,95	265204,60	6015315,19	0,00	32306,74	32306,74	232897,86	262287,35	5713483,66	31951,37	1139692,99	230335,98	4809453,73
23	22	1	79,70	2390,87	262995,44	6278310,63	0,00	32037,63	32037,63	230957,82	260102,49	5973586,15	31685,21	1171378,20	228417,28	5037871,01
24	23	1	79,03	2370,95	260804,69	6539115,32	0,00	31770,75	31770,75	229033,94	257935,84	6231521,99	31421,27	1202799,48	226514,56	5264385,58
									1212122,59	75%	6231521,99		1202799,48		5264385,58	
											\$ 1.586.893,09					
											5,18					

INVERSION TOTAL USD	\$ 1.212.122,59
TASA INTERNA DE RETORNO MENSUAL (TIR) %	75%
TASA INTERNA DE RETORNO ANUAL (TIR) %	702%
VALOR ACTUAL NETO MENSUAL (VAN)	\$ 1.586.893,09
VALOR ACTUAL NETO ANUAL (VAN)	\$ 5.264.385,58
BENEFICO/COSTO	5,18

POZO LAG- 34

CALCULO VAN - TIR

COSTO DE BARRIL \$ 100,00

COSTO OPERATIVO \$ 13,40

Meses	Periodo	Número de pozos produciendo en cada mes	Produccion diaria (declinación del 0,833 mensual) BPPD	Produccion mensual con declinación del 10% anual. (declinación del 0,833 mensual) BPPD	Ingresos totales/mes USD	Ingresos totales acumulados	Costos de implementacion del sistema	Costos operativos 14,78 \$/Bbl	Egreso total /mes USD	Flujo de caja USD	Ingresos total actualizado USD	Ingresos totales actualizados acumulados (USD)	Egresos totales actualizados (USD)	Egresos totales actualizados acumulados (USD)	Flujo de caja actualizados con 0,011% mensual (Dólares)	Sumatoria de flujo neto de caja actualizado y acumulado (USD)
1	0	1	0,00	0,00	-	-	364566,80	0	364566,8	-364566,80	-		364566,80	364566,80	-364566,80	-364566,80
2	1	1	95,00	2850,00	285000,00	285000,00	0,00	38190,00	38190,00	246810,00	281865,00	281865,00	37769,91	402336,71	244095,09	-120471,71
3	2	1	94,21	2826,26	282625,95	567625,95	0,00	37871,88	37871,88	244754,07	279517,06	561382,06	37455,29	439792,00	242061,78	121590,07
4	3	1	93,42	2802,72	280271,68	847897,63	0,00	37556,40	37556,40	242715,27	277188,69	838570,75	37143,28	476935,28	240045,40	361635,47
5	4	1	92,65	2779,37	277937,01	1125834,64	0,00	37243,56	37243,56	240693,45	274879,71	1113450,46	36833,88	513769,16	238045,83	599681,30
6	5	1	91,87	2756,22	275621,80	1401456,44	0,00	36933,32	36933,32	238688,48	272589,96	1386040,42	36527,05	550296,22	236062,90	835744,20
7	6	1	91,11	2733,26	273325,87	1674782,30	0,00	36625,67	36625,67	236700,20	270319,28	1656359,70	36222,78	586519,00	234096,50	1069840,70
8	7	1	90,35	2710,49	271049,06	1945831,37	0,00	36320,57	36320,57	234728,49	268067,52	1924427,22	35921,05	622440,05	232146,48	1301987,17
9	8	1	89,60	2687,91	268791,22	2214622,59	0,00	36018,02	36018,02	232773,20	265834,52	2190261,74	35621,83	658061,87	230212,70	1532199,87
10	9	1	88,85	2665,52	266552,19	2481174,79	0,00	35717,99	35717,99	230834,20	263620,12	2453881,86	35325,10	693386,97	228295,02	1760494,89
11	10	1	88,11	2643,32	264331,81	2745506,60	0,00	35420,46	35420,46	228911,35	261424,16	2715306,03	35030,84	728417,81	226393,33	1986888,22
12	11	1	87,38	2621,30	262129,93	3007636,53	0,00	35125,41	35125,41	227004,52	259246,50	2974552,53	34739,03	763156,84	224507,47	2211395,69
13	12	1	86,65	2166,22	216621,99	3224258,52	80000,00	26471,21	80000,00	136621,99	2974552,53	2974552,53	79120,00	842276,84	135119,15	2346514,84
14	13	1	85,93	2577,81	257781,03	3482039,55	0,00	34542,66	34542,66	223238,38	254945,44	3229497,97	34162,69	876439,53	220782,75	2567297,59
15	14	1	85,21	2556,34	255633,72	3737673,27	0,00	34254,92	34254,92	221378,80	252821,75	3482319,72	33878,11	910317,64	218943,63	2786241,22
16	15	1	84,50	2535,04	253504,29	3991177,56	0,00	33969,57	33969,57	219534,71	250715,74	3733035,46	33595,91	943913,55	217119,83	3003361,06
17	16	1	83,80	2513,93	251392,60	4242570,16	0,00	33686,61	33686,61	217705,99	248627,28	3981662,74	33316,06	977229,61	215311,22	3218672,28
18	17	1	83,10	2492,98	249298,50	4491868,66	0,00	33406,00	33406,00	215892,50	246556,21	4228218,96	33038,53	1010268,14	213517,68	3432189,96
19	18	1	82,41	2472,22	247221,84	4739090,50	0,00	33127,73	33127,73	214094,12	244502,40	4472721,36	32763,32	1043031,46	211739,08	3643929,04
20	19	1	81,72	2451,62	245162,48	4984252,98	0,00	32851,77	32851,77	212310,71	242465,70	4715187,05	32490,40	1075521,87	209975,29	3853904,34
21	20	1	81,04	2431,20	243120,28	5227373,26	0,00	32578,12	32578,12	210542,16	240445,96	4955633,01	32219,76	1107741,62	208226,20	4062130,54
22	21	1	80,37	2410,95	241095,09	5468468,35	0,00	32306,74	32306,74	208788,35	238443,04	5194076,05	31951,37	1139692,99	206491,67	4268622,21
23	22	1	79,70	2390,87	239086,77	5707555,12	0,00	32037,63	32037,63	207049,14	236456,81	5430532,87	31685,21	1171378,20	204771,60	4473393,81
24	23	1	79,03	2370,95	237095,17	5944650,29	0,00	31770,75	31770,75	205324,42	234487,13	5665019,99	31421,27	1202799,48	203065,85	4676459,66
									1212122,59	67%	5665019,99			1202799,48	4676459,66	
										\$ 1.387.259,77						
										4,71						

INVERSION TOTAL USD	\$ 1.212.122,59
TASA INTERNA DE RETORNO MENSUAL (TIR) %	67%
TASA INTERNA DE RETORNO ANUAL (TIR) %	622%
VALOR ACTUAL NETO MENSUAL (VAN)	\$ 1.387.259,77
VALOR ACTUAL NETO ANUAL (VAN)	\$ 4.676.459,66
BENEFICO/COSTO	4,71

Meses	Periodo	Número de pozos produciendo en cada mes	Produccion diaria (declinación del 0,833 mensual) BPPD	Produccion mensual con declinación del 10% anual. (declinación del 0,833 mensual) BPPD	Ingresos totales/mes \$USD	Ingresos totales acumulados	Costos de implementacion del sistema	Costos operativos 14,78 \$/Bbl	Egreso total /mes USD	Flujo de caja USD	Ingresos total actualizado USD	Ingresos totales actualizados acumulados (USD)	Egresos totales actualizados (USD)	Egresos totales actualizados acumulados (USD)	Flujo de caja actualizados con 0,011% mensual (Dólares)	Sumatoria de flujo neto de caja actualizado y acumulado (USD)
1	0	1	0,00	0,00	-	-	364566,80	0	364566,8	-364566,80	-		364566,80	364566,80	-364566,80	-364566,80
2	1	1	95,00	2850,00	256500,00	256500,00	0,00	38190,00	38190,00	218310,00	253678,50	253678,50	37769,91	402336,71	215908,59	-148658,21
3	2	1	94,21	2826,26	254363,36	510863,36	0,00	37871,88	37871,88	216491,48	251565,36	505243,86	37455,29	439792,00	214110,07	65451,86
4	3	1	93,42	2802,72	252244,51	763107,86	0,00	37556,40	37556,40	214688,10	249469,82	754713,68	37143,28	476935,28	212326,53	277778,40
5	4	1	92,65	2779,37	250143,31	1013251,17	0,00	37243,56	37243,56	212899,75	247391,74	1002105,41	36833,88	513769,16	210557,85	488336,25
6	5	1	91,87	2756,22	248059,62	1261310,79	0,00	36933,32	36933,32	211126,30	245330,96	1247436,37	36527,05	550296,22	208803,91	697140,16
7	6	1	91,11	2733,26	245993,28	1507304,07	0,00	36625,67	36625,67	209367,61	243287,36	1490723,73	36222,78	586519,00	207064,57	904204,73
8	7	1	90,35	2710,49	243944,16	1751248,23	0,00	36320,57	36320,57	207623,58	241260,77	1731984,50	35921,05	622440,05	205339,72	1109544,45
9	8	1	89,60	2687,91	241912,10	1993160,33	0,00	36018,02	36018,02	205894,08	239251,07	1971235,57	35621,83	658061,87	203629,24	1313173,70
10	9	1	88,85	2665,52	239896,97	2233057,31	0,00	35717,99	35717,99	204178,98	237258,11	2208493,68	35325,10	693386,97	201933,01	1515106,71
11	10	1	88,11	2643,32	237898,63	2470955,94	0,00	35420,46	35420,46	202478,17	235281,75	2443775,42	35030,84	728417,81	200250,91	1715357,62
12	11	1	87,38	2621,30	235916,94	2706872,88	0,00	35125,41	35125,41	200791,53	233321,85	2677097,28	34739,03	763156,84	198582,82	1913940,44
13	12	1	86,65	2166,22	194959,79	2901832,67	80000,00	26471,21	80000,00	114959,79		2677097,28	79120,00	842276,84	113695,23	2027635,67
14	13	1	85,93	2577,81	232002,93	3133835,60	0,00	34542,66	34542,66	197460,27	229450,90	2906548,17	34162,69	876439,53	195288,21	2222923,88
15	14	1	85,21	2556,34	230070,35	3363905,95	0,00	34254,92	34254,92	195815,43	227539,57	3134087,75	33878,11	910317,64	193661,46	2416585,34
16	15	1	84,50	2535,04	228153,86	3592059,81	0,00	33969,57	33969,57	194184,29	225644,17	3359731,91	33595,91	943913,55	192048,26	2608633,60
17	16	1	83,80	2513,93	226253,34	3818313,14	0,00	33686,61	33686,61	192566,73	223764,55	3583496,47	33316,06	977229,61	190448,50	2799082,09
18	17	1	83,10	2492,98	224368,65	4042681,79	0,00	33406,00	33406,00	190962,65	221900,59	3805397,06	33038,53	1010268,14	188862,06	2987944,15
19	18	1	82,41	2472,22	222499,66	4265181,45	0,00	33127,73	33127,73	189371,93	220052,16	4025449,22	32763,32	1043031,46	187288,84	3175232,99
20	19	1	81,72	2451,62	220646,24	4485827,69	0,00	32851,77	32851,77	187794,46	218219,13	4243668,35	32490,40	1075521,87	185728,72	3360961,72
21	20	1	81,04	2431,20	218808,25	4704635,94	0,00	32578,12	32578,12	186230,13	216401,36	4460069,71	32219,76	1107741,62	184181,60	3545143,32
22	21	1	80,37	2410,95	216985,58	4921621,52	0,00	32306,74	32306,74	184678,84	214598,74	4674668,45	31951,37	1139692,99	182647,37	3727790,69
23	22	1	79,70	2390,87	215178,09	5136799,61	0,00	32037,63	32037,63	183140,46	212811,13	4887479,58	31685,21	1171378,20	181125,92	3908916,61
24	23	1	79,03	2370,95	213385,66	5350185,26	0,00	31770,75	31770,75	181614,90	211038,41	5098517,99	31421,27	1202799,48	179617,14	4088533,75
									1212122,59	59%	5098517,99			1202799,48	4088533,75	
										\$ 1.187.626,45						
										4,24						

INVERSION TOTAL USD	\$ 1.212.122,59
TASA INTERNA DE RETORNO MENSUAL (TIR) %	59%
TASA INTERNA DE RETORNO ANUAL (TIR) %	542%
VALOR ACTUAL NETO MENSUAL (VAN)	\$ 1.187.626,45
VALOR ACTUAL NETO ANUAL (VAN)	\$ 4.088.533,75
BENEFICO/COSTO	4,24

POZO LAG- 38

CALCULO VAN - TIR

COSTO DE BARRIL \$ 110,00

COSTO OPERATIVO

\$ 13,40

Meses	Periodo	Número de pozos produciendo en cada mes	Produccion diaria (declinación del 0,833 mensual) BPPD	Produccion mensual con declinación del 10% anual. (declinación del 0,833 mensual) BPPD	Ingresos totales/mes USD	Ingresos totales acumulados	Costos de implementacion del sistema	Costos operativos 14,78 \$/Bbl	Egreso total /mes USD	Flujo de caja USD	Ingresos total actualizado USD	Ingresos totales actualizados acumulados (USD)	Egresos totales actualizados (USD)	Egresos totales actualizados acumulados (USD)	Flujo de caja actualizados con 0,011% mensual (Dólares)	Sumatoria de flujo neto de caja actualizado y acumulado (USD)
1	0	1	0,00	0,00	-	-	327516,80	0	327516,8	-327516,80	-		327516,80	327516,80	-327516,80	-327516,80
2	1	1	96,00	2880,00	316800,00	316800,00	0,00	38592,00	38592,00	278208,00	313315,20	313315,20	38167,49	365684,29	275147,71	-52369,09
3	2	1	95,20	2856,01	314161,06	630961,06	0,00	38270,53	38270,53	275890,53	310705,28	624020,48	37849,55	403533,84	272855,73	220486,64
4	3	1	94,41	2832,22	311544,09	942505,15	0,00	37951,74	37951,74	273592,36	308117,11	932137,59	37534,27	441068,11	270582,84	491069,49
5	4	1	93,62	2808,63	308948,93	1251454,08	0,00	37635,60	37635,60	271313,33	305550,49	1237688,09	37221,61	478289,71	268328,89	759398,38
6	5	1	92,84	2785,23	306375,39	1557829,47	0,00	37322,09	37322,09	269053,29	303005,26	1540693,35	36911,55	515201,26	266093,71	1025492,08
7	6	1	92,07	2762,03	303823,28	1861652,75	0,00	37011,20	37011,20	266812,08	300481,22	1841174,57	36604,08	551805,34	263877,15	1289369,23
8	7	1	91,30	2739,02	301292,43	2162945,18	0,00	36702,90	36702,90	264589,54	297978,22	2139152,79	36299,16	588104,50	261679,05	1551048,28
9	8	1	90,54	2716,21	298782,67	2461727,85	0,00	36397,16	36397,16	262385,51	295496,06	2434648,84	35996,79	624101,30	259499,26	1810547,55
10	9	1	89,79	2693,58	296293,81	2758021,66	0,00	36093,97	36093,97	260199,83	293034,58	2727683,42	35696,94	659798,23	257337,64	2067885,18
11	10	1	89,04	2671,14	293825,68	3051847,34	0,00	35793,31	35793,31	258032,37	290593,60	3018277,02	35399,58	695197,82	255194,01	2323079,20
12	11	1	88,30	2648,89	291378,11	3343225,45	0,00	35495,15	35495,15	255882,96	288172,95	3306449,97	35104,71	730302,52	253068,25	2576147,44
13	12	1	87,56	2189,02	240792,44	3584017,89	80000,00	26749,85	80000,00	160792,44		3306449,97	79120,00	809422,52	159023,73	2735171,17
14	13	1	86,83	2604,95	286543,97	3870561,86	0,00	34906,27	34906,27	251637,71	283391,99	3589841,96	34522,30	843944,82	248869,69	2984040,86
15	14	1	86,11	2583,25	284157,06	4154718,92	0,00	34615,50	34615,50	249541,56	281031,33	3870873,29	34234,73	878179,55	246796,61	3230837,47
16	15	1	85,39	2561,73	281790,03	4436508,95	0,00	34327,15	34327,15	247462,88	278690,34	4149563,63	33949,55	912129,10	244740,79	3475578,26
17	16	1	84,68	2540,39	279442,72	4715951,67	0,00	34041,20	34041,20	245401,52	276368,85	4425932,48	33666,75	945795,85	242702,10	3718280,36
18	17	1	83,97	2519,23	277114,96	4993066,64	0,00	33757,64	33757,64	243357,32	274066,70	4699999,18	33386,31	979182,15	240680,39	3958960,75
19	18	1	83,27	2498,24	274806,59	5267873,23	0,00	33476,44	33476,44	241330,15	271783,72	4971782,90	33108,20	1012290,35	238675,52	4197636,27
20	19	1	82,58	2477,43	272517,46	5540390,69	0,00	33197,58	33197,58	239319,87	269519,76	5241302,66	32832,41	1045122,76	236687,36	4434323,63
21	20	1	81,89	2456,79	270247,39	5810638,07	0,00	32921,05	32921,05	237326,34	267274,66	5508577,33	32558,91	1077681,67	234715,75	4669039,38
22	21	1	81,21	2436,33	267996,22	6078634,30	0,00	32646,81	32646,81	235349,41	265048,27	5773625,59	32287,70	1109969,37	232760,57	4901799,95
23	22	1	80,53	2416,03	265763,82	6344398,11	0,00	32374,86	32374,86	233388,95	262840,41	6036466,01	32018,74	1141988,11	230821,67	5132621,62
24	23	1	79,86	2395,91	263550,00	6607948,12	0,00	32105,18	32105,18	231444,82	260650,95	6297116,96	31752,03	1173740,14	228898,93	5361520,55
									1183152,13	84%	6297116,96			1173740,14	5361520,55	
										\$ 1.640.649,70						
										5,37						

INVERSION TOTAL USD	\$ 1.183.152,13
TASA INTERNA DE RETORNO MENSUAL (TIR) %	84%
TASA INTERNA DE RETORNO ANUAL (TIR) %	799%
VALOR ACTUAL NETO MENSUAL (VAN)	\$ 1.640.649,70
VALOR ACTUAL NETO ANUAL (VAN)	\$ 5.361.520,55
BENEFICO/COSTO	5,37

POZO LAG- 38

CALCULO VAN - TIR

COSTO DE BARRIL \$ 100,00

COSTO OPERATIVO \$ 13,40

Meses	Periodo	Número de pozos produciendo en cada mes	Produccion diaria (declinación del 0,833 mensual) BPPD	Produccion mensual con declinación del 10% anual. (declinación del 0,833 mensual) BPPD	Ingresos totales/mes SUSD	Ingresos totales acumulados	Costos de implementacion del sistema	Costos operativos 14,78 \$/Bbl	Egreso total /mes USD	Flujo de caja USD	Ingresos total actualizado USD	Ingresos totales actualizados acumulados (USD)	Egresos totales actualizados (USD)	Egresos totales actualizados acumulados (USD)	Flujo de caja actualizados con 0,011% mensual (Dólares)	Sumatoria de flujo neto de caja actualizado y acumulado (USD)
1	0	1	0,00	0,00	-	-	327516,80	0	327516,8	-327516,80	-		327516,80	327516,80	-327516,80	-327516,80
2	1	1	96,00	2880,00	288000,00	288000,00	0,00	38592,00	38592,00	249408,00	284832,00	284832,00	38167,49	365684,29	246664,51	-80852,29
3	2	1	95,20	2856,01	285600,96	573600,96	0,00	38270,53	38270,53	247330,43	282459,35	567291,35	37849,55	403533,84	244609,80	163757,51
4	3	1	94,41	2832,22	283221,90	856822,86	0,00	37951,74	37951,74	245270,17	280106,46	847397,81	37534,27	441068,11	242572,20	406329,71
5	4	1	93,62	2808,63	280862,67	1137685,53	0,00	37635,60	37635,60	243227,07	277773,18	1125170,99	37221,61	478289,71	240551,57	646881,28
6	5	1	92,84	2785,23	278523,08	1416208,61	0,00	37322,09	37322,09	241200,99	275459,33	1400630,31	36911,55	515201,26	238547,78	885429,05
7	6	1	92,07	2762,03	276202,98	1692411,59	0,00	37011,20	37011,20	239191,78	273164,75	1673795,06	36604,08	551805,34	236560,67	1121989,73
8	7	1	91,30	2739,02	273902,21	1966313,80	0,00	36702,90	36702,90	237199,32	270889,29	1944684,35	36299,16	588104,50	234590,12	1356579,85
9	8	1	90,54	2716,21	271620,61	2237934,41	0,00	36397,16	36397,16	235223,44	268632,78	2213317,13	35996,79	624101,30	232635,99	1589215,83
10	9	1	89,79	2693,58	269358,01	2507292,42	0,00	36093,97	36093,97	233264,03	266395,07	2479712,20	35696,94	659798,23	230698,13	1819913,96
11	10	1	89,04	2671,14	267114,25	2774406,67	0,00	35793,31	35793,31	231320,94	264176,00	2743888,20	35399,58	695197,82	228776,41	2048690,38
12	11	1	88,30	2648,89	264889,19	3039295,86	0,00	35495,15	35495,15	229394,04	261975,41	3005863,61	35104,71	730302,52	226870,71	2275561,08
13	12	1	87,56	2189,02	218902,22	3258198,08	80000,00	26749,85	80000,00	138902,22		3005863,61	79120,00	809422,52	137374,30	2412935,38
14	13	1	86,83	2604,95	260494,52	3518692,60	0,00	34906,27	34906,27	225588,25	257629,08	3263492,69	34522,30	843944,82	223106,78	2636042,16
15	14	1	86,11	2583,25	258324,60	3777017,20	0,00	34615,50	34615,50	223709,10	255483,03	3518975,72	34234,73	878179,55	221248,30	2857290,47
16	15	1	85,39	2561,73	256172,76	4033189,96	0,00	34327,15	34327,15	221845,61	253354,86	3772330,57	33949,55	912129,10	219405,30	3076695,77
17	16	1	84,68	2540,39	254038,84	4287228,79	0,00	34041,20	34041,20	219997,63	251244,41	4023574,98	33666,75	945795,85	217577,66	3294273,43
18	17	1	83,97	2519,23	251922,69	4539151,49	0,00	33757,64	33757,64	218165,05	249151,54	4272726,52	33386,31	979182,15	215765,24	3510038,67
19	18	1	83,27	2498,24	249824,18	4788975,66	0,00	33476,44	33476,44	216347,74	247076,11	4519802,63	33108,20	1012290,35	213967,91	3724006,58
20	19	1	82,58	2477,43	247743,14	5036718,81	0,00	33197,58	33197,58	214545,56	245017,97	4764820,60	32832,41	1045122,76	212185,56	3936192,14
21	20	1	81,89	2456,79	245679,44	5282398,25	0,00	32921,05	32921,05	212758,40	242976,97	5007797,57	32558,91	1077681,67	210418,05	4146610,19
22	21	1	81,21	2436,33	243632,93	5526031,18	0,00	32646,81	32646,81	210986,12	240952,97	5248750,54	32287,70	1109969,37	208665,27	4355275,46
23	22	1	80,53	2416,03	241603,47	5767634,65	0,00	32374,86	32374,86	209228,60	238945,83	5487696,37	32018,74	1141988,11	206927,09	4562202,55
24	23	1	79,86	2395,91	239590,91	6007225,56	0,00	32105,18	32105,18	207485,73	236955,41	5724651,78	31752,03	1173740,14	205203,39	4767405,94
									1183152,13	75%	5724651,78			1173740,14	4767405,94	
										\$ 1.438.914,98						
										4,88						

INVERSION TOTAL USD	\$ 1.183.152,13
TASA INTERNA DE RETORNO MENSUAL (TIR) %	75%
TASA INTERNA DE RETORNO ANUAL (TIR) %	709%
VALOR ACTUAL NETO MENSUAL (VAN)	\$ 1.438.914,98
VALOR ACTUAL NETO ANUAL (VAN)	\$ 4.767.405,94
BENEFICO/COSTO	4,88

POZO LAG- 38

CALCULO VAN - TIR

COSTO DE BARRIL \$ 90,00

COSTO OPERATIVO \$ 13,40

Meses	Periodo	Número de pozos produciendo en cada mes	Produccion diaria (declinación del 0,833 mensual) BPPD	Produccion mensual con declinación del 10% anual. (declinación del 0,833 mensual) BPPD	Ingresos totales/mes \$USD	Ingresos totales acumulados	Costos de implementacion del sistema	Costos operativos 14,78 \$/Bbl	Egreso total /mes USD	Flujo de caja USD	Ingresos total actualizado USD	Ingresos totales actualizados (USD)	Egresos totales actualizados (USD)	Egresos totales actualizados acumulados (USD)	Flujo de caja actualizados con 0,011% mensual (Dólares)	Sumatoria de flujo neto de caja actualizado y acumulado (USD)
1	0	1	0,00	0,00	-	-	327516,80	0	327516,8	-327516,80	-		327516,80	327516,80	-327516,80	-327516,80
2	1	1	96,00	2880,00	259200,00	259200,00	0,00	38592,00	38592,00	220608,00	256348,80	256348,80	38167,49	365684,29	218181,31	-109335,49
3	2	1	95,20	2856,01	257040,86	516240,86	0,00	38270,53	38270,53	218770,34	254213,41	510562,21	37849,55	403533,84	216363,86	107028,37
4	3	1	94,41	2832,22	254899,71	771140,58	0,00	37951,74	37951,74	216947,98	252095,82	762658,03	37534,27	441068,11	214561,55	321589,92
5	4	1	93,62	2808,63	252776,40	1023916,98	0,00	37635,60	37635,60	215140,80	249995,86	1012653,89	37221,61	478289,71	212774,25	534364,18
6	5	1	92,84	2785,23	250670,77	1274587,75	0,00	37322,09	37322,09	213348,68	247913,39	1260567,28	36911,55	515201,26	211001,84	745366,02
7	6	1	92,07	2762,03	248582,68	1523170,43	0,00	37011,20	37011,20	211571,48	245848,27	1506415,56	36604,08	551805,34	209244,20	954610,22
8	7	1	91,30	2739,02	246511,99	1769682,42	0,00	36702,90	36702,90	209809,09	243800,36	1750215,92	36299,16	588104,50	207501,19	1162111,41
9	8	1	90,54	2716,21	244458,55	2014140,97	0,00	36397,16	36397,16	208061,38	241769,50	1991985,42	35996,79	624101,30	205772,71	1367884,12
10	9	1	89,79	2693,58	242422,21	2256563,17	0,00	36093,97	36093,97	206328,23	239755,56	2231740,98	35696,94	659798,23	204058,62	1571942,74
11	10	1	89,04	2671,14	240402,83	2496966,00	0,00	35793,31	35793,31	204609,52	237758,40	2469499,38	35399,58	695197,82	202358,81	1774301,56
12	11	1	88,30	2648,89	238400,27	2735366,28	0,00	35495,15	35495,15	202905,12	235777,87	2705277,25	35104,71	730302,52	200673,17	1974974,72
13	12	1	87,56	2189,02	197012,00	2932378,27	80000,00	26749,85	80000,00	117012,00		2705277,25	79120,00	809422,52	115724,87	2090699,59
14	13	1	86,83	2604,95	234445,07	3166823,34	0,00	34906,27	34906,27	199538,80	231866,17	2937143,42	34522,30	843944,82	197343,87	2288043,46
15	14	1	86,11	2583,25	232492,14	3399315,48	0,00	34615,50	34615,50	197876,64	229934,73	3167078,14	34234,73	878179,55	195700,00	2483743,47
16	15	1	85,39	2561,73	230555,48	3629870,96	0,00	34327,15	34327,15	196228,33	228019,37	3395097,51	33949,55	912129,10	194069,82	2677813,28
17	16	1	84,68	2540,39	228634,95	3858505,91	0,00	34041,20	34041,20	194593,75	226119,97	3621217,48	33666,75	945795,85	192453,22	2870266,50
18	17	1	83,97	2519,23	226730,42	4085236,34	0,00	33757,64	33757,64	192972,78	224236,39	3845453,87	33386,31	979182,15	190850,08	3061116,58
19	18	1	83,27	2498,24	224841,76	4310078,10	0,00	33476,44	33476,44	191365,32	222368,50	4067822,37	33108,20	1012290,35	189260,30	3250376,89
20	19	1	82,58	2477,43	222968,83	4533046,92	0,00	33197,58	33197,58	189771,25	220516,17	4288338,54	32832,41	1045122,76	187683,76	3438060,65
21	20	1	81,89	2456,79	221111,50	4754158,42	0,00	32921,05	32921,05	188190,45	218679,27	4507017,81	32558,91	1077681,67	186120,36	3624181,01
22	21	1	81,21	2436,33	219269,64	4973428,06	0,00	32646,81	32646,81	186622,83	216857,67	4723875,48	32287,70	1109969,37	184569,97	3808750,98
23	22	1	80,53	2416,03	217443,12	5190871,18	0,00	32374,86	32374,86	185068,26	215051,25	4938926,73	32018,74	1141988,11	183032,51	3991783,49
24	23	1	79,86	2395,91	215631,82	5406503,00	0,00	32105,18	32105,18	183526,64	213259,87	5152186,60	31752,03	1173740,14	181507,85	4173291,33
									1183152,13	66%	5152186,60				4173291,33	
										\$ 1.237.180,27						
										4,39						

INVERSION TOTAL USD	\$ 1.183.152,13
TASA INTERNA DE RETORNO MENSUAL (TIR) %	66%
TASA INTERNA DE RETORNO ANUAL (TIR) %	619%
VALOR ACTUAL NETO MENSUAL (VAN)	\$ 1.237.180,27
VALOR ACTUAL NETO ANUAL (VAN)	\$ 4.173.291,33
BENEFICO/COSTO	4,39

POZO LAG- 41

CALCULO VAN - TIR

COSTO DE BARRIL \$ 110,00

COSTO OPERATIVO \$ 13,40

Meses	Periodo	Número de pozos produciendo en cada mes	Produccion diaria (declinación del 0,833 mensual) BPPD	Produccion mensual con declinación del 10% anual. (declinación del 0,833 mensual) BPPD	Ingresos totales/mes \$USD	Ingresos totales acumulados	Costos de implementacion del sistema	Costos operativos 14,78 \$/Bbl	Egreso total /mes USD	Flujo de caja USD	Ingresos total actualizado USD	Ingresos totales actualizados acumulados (USD)	Egresos totales actualizados (USD)	Egresos totales actualizados acumulados (USD)	Flujo de caja actualizados con 0,011% mensual (Dólares)	Sumatoria de flujo neto de caja actualizado y acumulado (USD)
1	0	1	0,00	0,00	-	-	437580,00	0	437580	-437580,00	-	437580,00	437580,00	437580,00	-437580,00	-437580,00
2	1	1	151,00	4530,00	498300,00	498300,00	0,00	60702,00	60702,00	437598,00	492818,70	492818,70	60034,28	497614,28	432784,42	-4795,58
3	2	1	149,74	4492,27	494149,16	992449,16	0,00	60196,35	60196,35	433952,81	488713,52	981532,22	59534,19	557148,47	429179,33	424383,75
4	3	1	148,49	4454,84	490032,90	1482482,06	0,00	59694,92	59694,92	430337,98	484642,54	1466174,76	59038,27	616186,74	425604,26	849988,01
5	4	1	147,26	4417,74	485950,92	1968432,98	0,00	59197,66	59197,66	426753,27	480605,46	1946780,22	58546,48	674733,23	422058,98	1272046,99
6	5	1	146,03	4380,94	481902,95	2450335,94	0,00	58704,54	58704,54	423198,41	476602,02	2423382,24	58058,79	732792,02	418543,23	1690590,22
7	6	1	144,81	4344,44	477888,70	2928224,64	0,00	58215,53	58215,53	419673,17	472631,93	2896014,17	57575,16	790367,18	415056,76	2105646,99
8	7	1	143,61	4308,25	473907,89	3402132,53	0,00	57730,60	57730,60	416177,29	468694,90	3364709,07	57095,56	847462,74	411599,34	2517246,33
9	8	1	142,41	4272,37	469960,24	3872092,76	0,00	57249,70	57249,70	412710,53	464790,67	3829499,74	56619,95	904082,70	408170,72	2925417,05
10	9	1	141,23	4236,78	466045,47	4338138,23	0,00	56772,81	56772,81	409272,66	460918,97	4290418,71	56148,31	960231,01	404770,66	3330187,70
11	10	1	140,05	4201,48	462163,31	4800301,54	0,00	56299,89	56299,89	405863,41	457079,51	4747498,22	55680,60	1015911,60	401398,92	3731586,62
12	11	1	138,88	4166,49	458313,49	5258615,03	0,00	55830,92	55830,92	402482,57	453272,04	5200770,26	55216,78	1071128,38	398055,26	4129641,88
13	12	1	137,73	3443,15	378746,45	5637361,47	80000,00	42075,29	80000,00	298746,45	445751,98	5200770,26	79120,00	1150248,38	295460,24	4425102,12
14	13	1	136,58	4097,36	450709,79	6088071,26	0,00	54904,65	54904,65	395805,14	445751,98	5646522,24	54300,70	1204549,07	391451,28	4816553,41
15	14	1	135,44	4063,23	446955,37	6535026,64	0,00	54447,29	54447,29	392508,08	442038,87	6088561,11	53848,37	1258397,44	388190,49	5204743,90
16	15	1	134,31	4029,38	443232,24	6978258,87	0,00	53993,75	53993,75	389238,49	438356,68	6526917,79	53399,81	1311797,26	384956,87	5589700,77
17	16	1	133,19	3995,82	439540,11	7417798,99	0,00	53543,98	53543,98	385996,13	434705,17	6961622,96	52954,99	1364752,25	381750,18	5971450,95
18	17	1	132,08	3962,53	435878,74	7853677,73	0,00	53097,96	53097,96	382780,79	431084,08	7392707,04	52513,88	1417266,13	378570,20	6350021,14
19	18	1	130,98	3929,53	432247,87	8285925,60	0,00	52655,65	52655,65	379592,22	427493,15	7820200,18	52076,44	1469342,57	375416,71	6725437,85
20	19	1	129,89	3896,79	428647,25	8714572,85	0,00	52217,03	52217,03	376430,22	423932,13	8244132,31	51642,64	1520985,21	372289,49	7097727,34
21	20	1	128,81	3864,33	425076,62	9139649,47	0,00	51782,06	51782,06	373294,56	420400,77	8664533,09	51212,46	1572197,67	369188,32	7466915,66
22	21	1	127,74	3832,14	421535,73	9561185,19	0,00	51350,72	51350,72	370185,01	416898,84	9081431,92	50785,86	1622983,52	366112,98	7833028,63
23	22	1	126,67	3800,22	418024,34	9979209,53	0,00	50922,96	50922,96	367101,37	413426,07	9494857,99	50362,81	1673346,34	363063,26	8196091,89
24	23	1	125,62	3768,57	414542,19	10393751,72	0,00	50498,78	50498,78	364043,42	409982,23	9904840,22	49943,29	1723289,63	360038,94	8556130,83
									1737589,73	99%	9904840,22		1723289,63	8556130,83		
										\$ 2.662.296,86						
										5,75						

INVERSION TOTAL USD	\$ 1.737.589,73
TASA INTERNA DE RETORNO MENSUAL (TIR) %	99%
TASA INTERNA DE RETORNO ANUAL (TIR) %	954%
VALOR ACTUAL NETO MENSUAL (VAN)	\$ 2.662.296,86
VALOR ACTUAL NETO ANUAL (VAN)	\$ 8.556.130,83
BENEFICO/COSTO	5,75

POZO LAG - 41

CALCULO VAN - TIR

COSTO DE BARRIL \$ 100,00

COSTO OPERATIVO \$ 13,40

Meses	Periodo	Número de pozos produciendo en cada mes	Produccion diaria (declinación del 0,833 mensual) BPPD	Produccion mensual con declinación del 10% anual. (declinación del 0,833 mensual) BPPD	Ingresos totales/mes USD	Ingresos totales acumulados	Costos de implementacion del sistema	Costos operativos 14,78 \$/Bbl	Egreso total /mes USD	Flujo de caja USD	Ingresos total actualizado USD	Ingresos totales actualizados acumulados (USD)	Egresos totales actualizados (USD)	Egresos totales actualizados acumulados (USD)	Flujo de caja actualizados con 0,011% mensual (Dólares)	Sumatoria de flujo neto de caja actualizado y acumulado (USD)
1	0	1	0,00	0,00	-	-	437580,00	0	437580	-437580,00	-		437580,00	437580,00	-437580,00	-437580,00
2	1	1	151,00	4530,00	453000,00	453000,00	0,00	60702,00	60702,00	392298,00	448017,00	448017,00	60034,28	497614,28	387982,72	-49597,28
3	2	1	149,74	4492,27	449226,51	902226,51	0,00	60196,35	60196,35	389030,16	444285,02	892302,02	59534,19	557148,47	384750,83	335153,55
4	3	1	148,49	4454,84	445484,45	1347710,96	0,00	59694,92	59694,92	385789,54	440584,12	1332886,14	59038,27	616186,74	381545,85	716699,40
5	4	1	147,26	4417,74	441773,57	1789484,53	0,00	59197,66	59197,66	382575,91	436914,06	1769800,20	58546,48	674733,23	378367,57	1095066,97
6	5	1	146,03	4380,94	438093,59	2227578,12	0,00	58704,54	58704,54	379389,05	433274,56	2203074,77	58058,79	732792,02	375215,77	1470282,75
7	6	1	144,81	4344,44	434444,27	2662022,40	0,00	58215,53	58215,53	376228,74	429665,39	2632740,15	57575,16	790367,18	372090,23	1842372,97
8	7	1	143,61	4308,25	430825,35	3092847,75	0,00	57730,60	57730,60	373094,76	426086,27	3058826,43	57095,56	847462,74	368990,71	2211363,69
9	8	1	142,41	4272,37	427236,58	3520084,33	0,00	57249,70	57249,70	369986,88	422536,98	3481363,40	56619,95	904082,70	365917,02	2577280,71
10	9	1	141,23	4236,78	423677,70	3943762,03	0,00	56772,81	56772,81	366904,89	419017,24	3900380,65	56148,31	960231,01	362868,93	2940149,64
11	10	1	140,05	4201,48	420148,46	4363910,49	0,00	56299,89	56299,89	363848,57	415526,83	4315907,48	55680,60	1015911,60	359846,23	3299995,87
12	11	1	138,88	4166,49	416648,63	4780559,12	0,00	55830,92	55830,92	360817,71	412065,49	4727972,97	55216,78	1071128,38	356848,71	3656844,59
13	12	1	137,73	3443,15	344314,95	5124874,07	80000,00	42075,29	80000,00	264314,95	4727972,97	79120,00	1150248,38	261407,49	3918252,08	
14	13	1	136,58	4097,36	409736,17	5534610,24	0,00	54904,65	54904,65	354831,52	405229,07	5133202,04	54300,70	1204549,07	350928,38	4269180,45
15	14	1	135,44	4063,23	406323,07	5940933,31	0,00	54447,29	54447,29	351875,78	401853,51	5535055,55	53848,37	1258397,44	348005,14	4617185,60
16	15	1	134,31	4029,38	402938,40	6343871,70	0,00	53993,75	53993,75	348944,65	398506,07	5933561,63	53399,81	1311797,26	345106,26	4962291,86
17	16	1	133,19	3995,82	399581,92	6743453,62	0,00	53543,98	53543,98	346037,94	395186,52	6328748,15	52954,99	1364752,25	342231,53	5304523,38
18	17	1	132,08	3962,53	396253,40	7139707,03	0,00	53097,96	53097,96	343155,45	391894,62	6720642,76	52513,88	1417266,13	339380,74	5643904,12
19	18	1	130,98	3929,53	392952,61	7532659,64	0,00	52655,65	52655,65	340296,96	388630,13	7109272,89	52076,44	1469342,57	336553,70	5980457,81
20	19	1	129,89	3896,79	389679,32	7922338,95	0,00	52217,03	52217,03	337462,29	385392,84	7494665,74	51642,64	1520985,21	333750,20	6314208,02
21	20	1	128,81	3864,33	386433,29	8308772,24	0,00	51782,06	51782,06	334651,23	382182,52	7876848,26	51212,46	1572197,67	330970,06	6645178,08
22	21	1	127,74	3832,14	383214,30	8691986,54	0,00	51350,72	51350,72	331863,58	378998,94	8255847,20	50785,86	1622983,52	328213,08	6973391,16
23	22	1	126,67	3800,22	380022,12	9072008,66	0,00	50922,96	50922,96	329099,16	375841,88	8631689,08	50362,81	1673346,34	325479,07	7298870,23
24	23	1	125,62	3768,57	376856,54	9448865,20	0,00	50498,78	50498,78	326357,76	372711,12	9004400,20	49943,29	1723289,63	322767,83	7621638,06
									1737589,73	89%	9004400,20			1723289,63	7621638,06	
										\$ 2.344.984,96						
										5,23						

INVERSION TOTAL USD	\$ 1.737.589,73
TASA INTERNA DE RETORNO MENSUAL (TIR) %	89%
TASA INTERNA DE RETORNO ANUAL (TIR) %	847%
VALOR ACTUAL NETO MENSUAL (VAN)	\$ 2.344.984,96
VALOR ACTUAL NETO ANUAL (VAN)	\$ 7.621.638,06
BENEFICO/COSTO	5,23

POZO LAG- 41

CALCULO VAN - TIR

COSTO DE BARRIL \$ 90,00

COSTO OPERATIVO \$ 13,40

Meses	Periodo	Número de pozos produciendo en cada mes	Produccion diaria (declinación del 0,833 mensual) BPPD	Produccion mensual con declinación del 10% anual. (declinación del 0,833 mensual) BPPD	Ingresos totales/mes \$USD	Ingresos totales acumulados	Costos de implementacion del sistema	Costos operativos 14,78 \$/Bbl	Egreso total /mes USD	Flujo de caja USD	Ingresos total actualizado USD	Ingresos totales actualizados acumulados (USD)	Egresos totales actualizados (USD)	Egresos totales actualizados acumulados (USD)	Flujo de caja actualizados con 0,011% mensual (Dólares)	Sumatoria de flujo neto de caja actualizado y acumulado (USD)
1	0	1	0,00	0,00	-	-	437580,00	0	437580	-437580,00	-		437580,00	437580,00	-437580,00	-437580,00
2	1	1	151,00	4530,00	407700,00	407700,00	0,00	60702,00	60702,00	346998,00	403215,30	403215,30	60034,28	497614,28	343181,02	-94398,98
3	2	1	149,74	4492,27	404303,86	812003,86	0,00	60196,35	60196,35	344107,51	399856,52	803071,82	59534,19	557148,47	340322,32	245923,35
4	3	1	148,49	4454,84	400936,01	1212939,87	0,00	59694,92	59694,92	341241,09	396525,71	1199597,53	59038,27	616186,74	337487,44	583410,79
5	4	1	147,26	4417,74	397596,21	1610536,08	0,00	59197,66	59197,66	338398,55	393222,65	1592820,18	58546,48	674733,23	334676,17	918086,95
6	5	1	146,03	4380,94	394284,23	2004820,31	0,00	58704,54	58704,54	335579,69	389947,11	1982767,29	58058,79	732792,02	331888,32	1249975,27
7	6	1	144,81	4344,44	390999,85	2395820,16	0,00	58215,53	58215,53	332784,31	386698,85	2369466,14	57575,16	790367,18	329123,69	1579098,96
8	7	1	143,61	4308,25	387742,82	2783562,98	0,00	57730,60	57730,60	330012,22	383477,65	2752943,78	57095,56	847462,74	326382,09	1905481,04
9	8	1	142,41	4272,37	384512,92	3168075,90	0,00	57249,70	57249,70	327263,22	380283,28	3133227,06	56619,95	904082,70	323663,32	2229144,37
10	9	1	141,23	4236,78	381309,93	3549385,83	0,00	56772,81	56772,81	324537,12	377115,52	3510342,58	56148,31	960231,01	320967,21	2550111,57
11	10	1	140,05	4201,48	378133,62	3927519,44	0,00	56299,89	56299,89	321833,72	373974,15	3884316,73	55680,60	1015911,60	318293,55	2868405,13
12	11	1	138,88	4166,49	374983,76	4302503,20	0,00	55830,92	55830,92	319152,85	370858,94	4255175,67	55216,78	1071128,38	315642,17	3184047,29
13	12	1	137,73	3443,15	309883,46	4612386,66	80000,00	42075,29	80000,00	229883,46		4255175,67	79120,00	1150248,38	227354,74	3411402,03
14	13	1	136,58	4097,36	368762,55	4981149,21	0,00	54904,65	54904,65	313857,91	364706,17	4619881,83	54300,70	1204549,07	310405,47	3721807,50
15	14	1	135,44	4063,23	365690,76	5346839,98	0,00	54447,29	54447,29	311243,47	361668,16	4981550,00	53848,37	1258397,44	307819,79	4029627,29
16	15	1	134,31	4029,38	362644,56	5709484,53	0,00	53993,75	53993,75	308650,81	358655,47	5340205,46	53399,81	1311797,26	305255,65	4334882,95
17	16	1	133,19	3995,82	359623,73	6069108,26	0,00	53543,98	53543,98	306079,75	355667,87	5695873,33	52954,99	1364752,25	302712,87	4637595,82
18	17	1	132,08	3962,53	356628,06	6425736,32	0,00	53097,96	53097,96	303530,11	352705,15	6048578,48	52513,88	1417266,13	300191,28	4937787,09
19	18	1	130,98	3929,53	353657,35	6779393,67	0,00	52655,65	52655,65	301001,70	349767,12	6398345,60	52076,44	1469342,57	297690,68	5235477,78
20	19	1	129,89	3896,79	350711,38	7130105,06	0,00	52217,03	52217,03	298494,36	346853,56	6745199,16	51642,64	1520985,21	295210,92	5530688,69
21	20	1	128,81	3864,33	347789,96	7477895,02	0,00	51782,06	51782,06	296007,90	343964,27	7089163,43	51212,46	1572197,67	292751,81	5823440,51
22	21	1	127,74	3832,14	344892,87	7822787,89	0,00	51350,72	51350,72	293542,15	341099,05	7430262,48	50785,86	1622983,52	290313,19	6113753,69
23	22	1	126,67	3800,22	342019,91	8164807,80	0,00	50922,96	50922,96	291096,95	338257,69	7768520,17	50362,81	1673346,34	287894,88	6401648,57
24	23	1	125,62	3768,57	339170,89	8503978,68	0,00	50498,78	50498,78	288672,11	335440,01	8103960,18	49943,29	1723289,63	285496,72	6687145,29
									1737589,73	78%	8103960,18			1723289,63	6687145,29	
										\$ 2.027.673,05						
										4,70						

INVERSION TOTAL USD	\$ 1.737.589,73
TASA INTERNA DE RETORNO MENSUAL (TIR) %	78%
TASA INTERNA DE RETORNO ANUAL (TIR) %	740%
VALOR ACTUAL NETO MENSUAL (VAN)	\$ 2.027.673,05
VALOR ACTUAL NETO ANUAL (VAN)	\$ 6.687.145,29
BENEFICO/COSTO	4,70

POZO LAG- 43

CALCULO VAN - TIR

COSTO DE BARRIL \$ 110,00

COSTO OPERATIVO \$ 13,40

Meses	Periodo	Número de pozos produciendo en cada mes	Produccion diaria (declinación del 0,833 mensual) BPPD	Produccion mensual con declinación del 10% anual. (declinación del 0,833 mensual) BPPD	Ingresos totales/mes \$USD	Ingresos totales acumulados	Costos de implementacion del sistema	Costos operativos 14,78 \$/Bbl	Egreso total /mes USD	Flujo de caja USD	Ingresos total actualizado USD	Ingresos totales actualizados acumulados (USD)	Egresos totales actualizados (USD)	Egresos totales actualizados acumulados (USD)	Flujo de caja actualizados con 0,011% mensual (Dólares)	Sumatoria de flujo neto de caja actualizado y acumulado (USD)
1	0	1	0,00	0,00	-	-	358373,60	0	358373,6	-358373,60	-		358373,60	358373,60	-358373,60	-358373,60
2	1	1	90,00	2700,00	297000,00	297000,00	0,00	36180,00	36180,00	260820,00	293733,00	293733,00	35782,02	394155,62	257950,98	-100422,62
3	2	1	89,25	2677,51	294525,99	591525,99	0,00	35878,62	35878,62	258647,37	291286,20	585019,20	35483,96	429639,58	255802,25	155379,63
4	3	1	88,51	2655,21	292072,59	883598,58	0,00	35579,75	35579,75	256492,84	288859,79	873878,99	35188,37	464827,95	253671,42	409051,04
5	4	1	87,77	2633,09	289639,62	1173238,20	0,00	35283,37	35283,37	254356,25	286453,59	1160332,58	34895,26	499723,21	251558,33	660609,38
6	5	1	87,04	2611,15	287226,93	1460465,13	0,00	34989,46	34989,46	252237,46	284067,43	1444400,01	34604,58	534327,78	249462,85	910072,23
7	6	1	86,31	2589,40	284834,33	1745299,45	0,00	34698,00	34698,00	250136,33	281701,15	1726101,16	34316,32	568644,10	247384,83	1157457,05
8	7	1	85,59	2567,83	282461,66	2027761,11	0,00	34408,97	34408,97	248052,69	279354,58	2005455,74	34030,47	602674,57	245324,11	1402781,17
9	8	1	84,88	2546,44	280108,75	2307869,86	0,00	34122,34	34122,34	245986,41	277027,55	2282483,29	33746,99	636421,56	243280,56	1646061,73
10	9	1	84,17	2525,23	277775,44	2585645,30	0,00	33838,10	33838,10	243937,34	274719,91	2557203,20	33465,88	669887,44	241254,03	1887315,76
11	10	1	83,47	2504,20	275461,57	2861106,88	0,00	33556,23	33556,23	241905,35	272431,50	2829634,70	33187,11	703074,55	239244,39	2126560,15
12	11	1	82,78	2483,34	273166,98	3134273,86	0,00	33276,70	33276,70	239890,27	270162,14	3099796,85	32910,66	735985,22	237251,48	2363811,63
13	12	1	82,09	2052,21	225742,92	3360016,77	80000,00	25077,99	80000,00	145742,92		3099796,85	79120,00	815105,22	144139,74	2507951,37
14	13	1	81,40	2442,14	268634,97	3628651,75	0,00	32724,62	32724,62	235910,35	265679,99	3365476,83	32364,65	847469,87	233315,33	2741266,71
15	14	1	80,73	2421,79	266397,24	3895048,99	0,00	32452,03	32452,03	233945,22	263466,87	3628943,71	32095,06	879564,92	231371,82	2972638,53
16	15	1	80,05	2401,62	264178,15	4159227,14	0,00	32181,70	32181,70	231996,45	261272,19	3890215,90	31827,70	911392,63	229444,49	3202083,02
17	16	1	79,39	2381,61	261977,55	4421204,69	0,00	31913,63	31913,63	230063,92	259095,80	4149311,70	31562,58	942955,21	227533,22	3429616,23
18	17	1	78,73	2361,78	259795,28	4680999,97	0,00	31647,79	31647,79	228147,49	256937,53	4406249,23	31299,66	974254,87	225637,87	3655254,10
19	18	1	78,07	2342,10	257631,18	4938631,15	0,00	31384,16	31384,16	226247,02	254797,24	4661046,47	31038,94	1005293,81	223758,30	3879012,40
20	19	1	77,42	2322,59	255485,11	5194116,27	0,00	31122,73	31122,73	224362,38	252674,78	4913721,25	30780,38	1036074,19	221894,40	4100906,80
21	20	1	76,77	2303,24	253356,92	5447473,19	0,00	30863,48	30863,48	222493,44	250570,00	5164291,24	30523,98	1066598,17	220046,02	4320952,82
22	21	1	76,14	2284,06	251246,46	5698719,65	0,00	30606,39	30606,39	220640,07	248482,75	5412773,99	30269,72	1096867,89	218213,03	4539165,85
23	22	1	75,50	2265,03	249153,58	5947873,23	0,00	30351,44	30351,44	218802,14	246412,89	5659186,88	30017,57	1126885,46	216395,32	4755561,17
24	23	1	74,87	2246,16	247078,13	6194951,36	0,00	30098,61	30098,61	216797,52	244360,27	5903547,15	29767,52	1156652,98	214592,75	4970153,91
									1165531,72	72%	5903547,15	1156652,98	4970153,91			
										\$ 1.490.581,35						
										5,10						

INVERSION TOTAL USD	\$ 1.165.531,72
TASA INTERNA DE RETORNO MENSUAL (TIR) %	72%
TASA INTERNA DE RETORNO ANUAL (TIR) %	674%
VALOR ACTUAL NETO MENSUAL (VAN)	\$ 1.490.581,35
VALOR ACTUAL NETO ANUAL (VAN)	\$ 4.970.153,91
BENEFICO/COSTO	5,10

POZO LAG- 43

CALCULO VAN - TIR

COSTO DE BARRIL \$ 100,00

COSTO OPERATIVO \$ 13,40

Meses	Periodo	Número de pozos produciendo en cada mes	Produccion diaria (declinación del 0,833 mensual) BPPD	Produccion mensual con declinación del 10% anual. (declinación del 0,833 mensual) BPPD	Ingresos totales/mes \$USD	Ingresos totales acumulados	Costos de implementacion del sistema	Costos operativos 14,78 \$/Bbl	Egreso total /mes USD	Flujo de caja USD	Ingresos total actualizado USD	Ingresos totales actualizados acumulados (USD)	Egresos totales actualizados (USD)	Egresos totales actualizados acumulados (USD)	Flujo de caja actualizados con 0,011% mensual (Dólares)	Sumatoria de flujo neto de caja actualizado y acumulado (USD)
1	0	1	0,00	0,00	-	-	358373,60	0	358373,6	-358373,60	-		358373,60	358373,60	-358373,60	-358373,60
2	1	1	90,00	2700,00	270000,00	270000,00	0,00	36180,00	36180,00	233820,00	267030,00	267030,00	35782,02	394155,62	231247,98	-127125,62
3	2	1	89,25	2677,51	267750,90	537750,90	0,00	35878,62	35878,62	231872,28	264805,64	531835,64	35483,96	429639,58	229321,68	102196,06
4	3	1	88,51	2655,21	265520,54	803271,44	0,00	35579,75	35579,75	229940,78	262599,81	794435,45	35188,37	464827,95	227411,43	329607,50
5	4	1	87,77	2633,09	263308,75	1066580,18	0,00	35283,37	35283,37	228025,38	260412,35	1054847,80	34895,26	499723,21	225517,10	555124,60
6	5	1	87,04	2611,15	261115,39	1327695,57	0,00	34989,46	34989,46	226125,93	258243,12	1313090,92	34604,58	534327,78	223638,54	778763,14
7	6	1	86,31	2589,40	258940,30	1586635,87	0,00	34698,00	34698,00	224242,30	256091,95	1569182,87	34316,32	568644,10	221775,63	1000538,77
8	7	1	85,59	2567,83	256783,32	1843419,19	0,00	34408,97	34408,97	222374,36	253958,71	1823141,58	34030,47	602674,57	219928,24	1220467,01
9	8	1	84,88	2546,44	254644,32	2098063,51	0,00	34122,34	34122,34	220521,98	251843,23	2074984,81	33746,99	636421,56	218096,24	1438563,25
10	9	1	84,17	2525,23	252523,13	2350586,64	0,00	33838,10	33838,10	218685,03	249745,38	2324730,19	33465,88	669887,44	216279,50	1654842,74
11	10	1	83,47	2504,20	250419,61	2601006,25	0,00	33556,23	33556,23	216863,39	247665,00	2572395,18	33187,11	703074,55	214477,89	1869320,63
12	11	1	82,78	2483,34	248333,62	2849339,87	0,00	33276,70	33276,70	215056,91	245601,95	2817997,13	32910,66	735985,22	212691,29	2082011,92
13	12	1	82,09	2052,21	205220,83	3054560,70	80000,00	25077,99	80000,00	125220,83	2817997,13	2817997,13	79120,00	815105,22	123843,40	2205855,32
14	13	1	81,40	2442,14	244213,61	3298774,31	0,00	32724,62	32724,62	211488,99	241527,26	3059524,39	32364,65	847469,87	209162,61	2415017,93
15	14	1	80,73	2421,79	242179,31	3540953,63	0,00	32452,03	32452,03	209727,28	239515,34	3299039,73	32095,06	879564,92	207420,28	2622438,21
16	15	1	80,05	2401,62	240161,96	3781115,58	0,00	32181,70	32181,70	207980,26	237520,18	3536559,91	31827,70	911392,63	205692,47	2828130,69
17	16	1	79,39	2381,61	238161,41	4019276,99	0,00	31913,63	31913,63	206247,78	235541,63	3772101,54	31562,58	942955,21	203979,05	3032109,74
18	17	1	78,73	2361,78	236177,52	4255454,52	0,00	31647,79	31647,79	204529,74	233579,57	4005681,12	31299,66	974254,87	202279,91	3234389,65
19	18	1	78,07	2342,10	234210,17	4489664,68	0,00	31384,16	31384,16	202826,00	231633,85	4237314,97	31038,94	1005293,81	200594,92	3434984,57
20	19	1	77,42	2322,59	232259,20	4721923,88	0,00	31122,73	31122,73	201136,46	229704,34	4467019,31	30780,38	1036074,19	198923,96	3633908,53
21	20	1	76,77	2303,24	230324,48	4952248,36	0,00	30863,48	30863,48	199461,00	227790,91	4694810,22	30523,98	1066598,17	197266,93	3831175,45
22	21	1	76,14	2284,06	228405,87	5180654,23	0,00	30606,39	30606,39	197799,49	225893,41	4920703,63	30269,72	1096867,89	195623,69	4026799,15
23	22	1	75,50	2265,03	226503,25	5407157,48	0,00	30351,44	30351,44	196151,82	224011,72	5144715,35	30017,57	1126885,46	193994,15	4220793,29
24	23	1	74,87	2246,16	224616,48	5631773,96	0,00	30098,61	30098,61	194517,87	222145,70	5366861,05	29767,52	1156652,98	192378,18	4413171,47
									1165531,72	64%	5366861,05		1156652,98		4413171,47	
										\$ 1.301.455,05						
										4,64						

INVERSION TOTAL USD	\$ 1.165.531,72
TASA INTERNA DE RETORNO MENSUAL (TIR) %	64%
TASA INTERNA DE RETORNO ANUAL (TIR) %	597%
VALOR ACTUAL NETO MENSUAL (VAN)	\$ 1.301.455,05
VALOR ACTUAL NETO ANUAL (VAN)	\$ 4.413.171,47
BENEFICO/COSTO	4,64

POZO LAG- 43

CALCULO VAN - TIR

COSTO DE BARRIL \$ 90,00

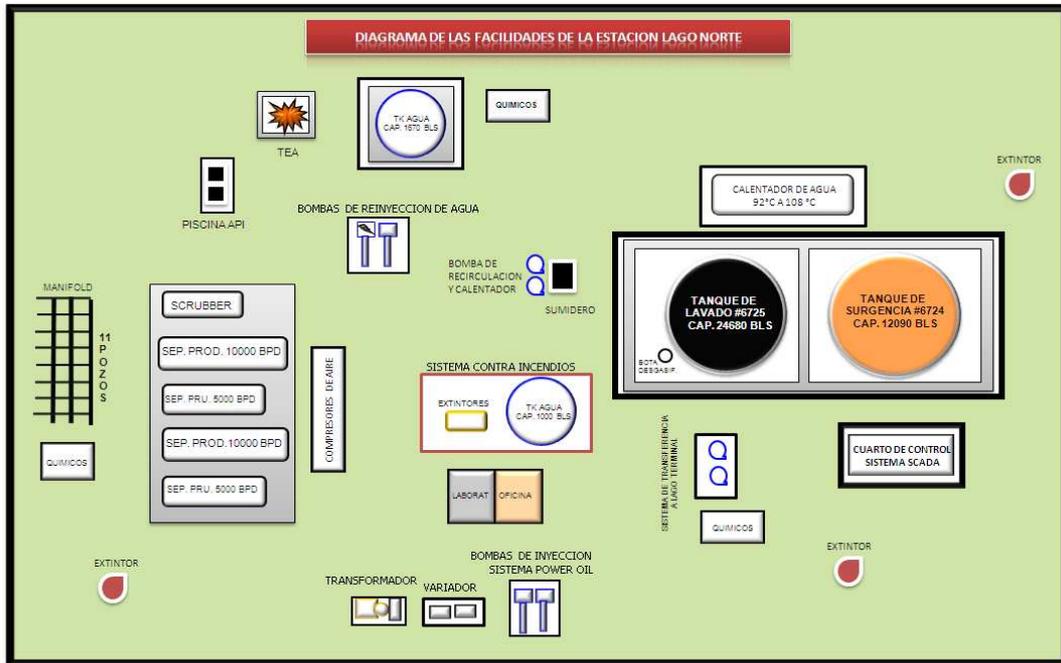
COSTO OPERATIVO \$ 13,40

Meses	Periodo	Número de pozos produciendo en cada mes	Produccion diaria (declinación del 0,833 mensual) BPPD	Produccion mensual con declinación del 10% anual. (declinación del 0,833 mensual) BPPD	Ingresos totales/mes \$USD	Ingresos totales acumulados	Costos de implementacion del sistema	Costos operativos 14,78 \$/Bbl	Egreso total/mes USD	Flujo de caja USD	Ingresos total actualizado USD	Ingresos totales actualizados acumulados (USD)	Egresos totales actualizados (USD)	Egresos totales actualizados acumulados (USD)	Flujo de caja actualizados con 0,011% mensual (Dólares)	Sumatoria de flujo neto de caja actualizado y acumulado (USD)	
1	0	1	0,00	0,00	-	-	358373,60	0	358373,6	-358373,60	-		358373,60	358373,60	-358373,60	-358373,60	
2	1	1	90,00	2700,00	243000,00	243000,00	0,00	36180,00	36180,00	206820,00	240327,00	240327,00	35782,02	394155,62	204544,98	-153828,62	
3	2	1	89,25	2677,51	240975,81	483975,81	0,00	35878,62	35878,62	205097,19	238325,08	478652,08	35483,96	429639,58	202841,12	49012,50	
4	3	1	88,51	2655,21	238968,48	722944,29	0,00	35579,75	35579,75	203388,73	236339,83	714991,90	35188,37	464827,95	201151,45	250163,95	
5	4	1	87,77	2633,09	236977,87	959922,17	0,00	35283,37	35283,37	201694,50	234371,12	949363,02	34895,26	499723,21	199475,86	449639,82	
6	5	1	87,04	2611,15	235003,85	1194926,01	0,00	34989,46	34989,46	200014,39	232418,81	1181781,83	34604,58	534327,78	197814,23	647454,04	
7	6	1	86,31	2589,40	233046,27	1427972,28	0,00	34698,00	34698,00	198348,27	230482,76	1412264,59	34316,32	568644,10	196166,44	843620,48	
8	7	1	85,59	2567,83	231104,99	1659077,27	0,00	34408,97	34408,97	196696,03	228562,84	1640827,42	34030,47	602674,57	194532,37	1038152,85	
9	8	1	84,88	2546,44	229179,89	1888257,16	0,00	34122,34	34122,34	195057,55	226658,91	1867486,33	33746,99	636421,56	192911,91	1231064,76	
10	9	1	84,17	2525,25	227270,82	2115527,98	0,00	33838,10	33838,10	193432,72	224770,84	2092257,17	33465,88	669887,44	191304,96	1422369,72	
11	10	1	83,47	2504,20	225377,65	2340905,63	0,00	33556,23	33556,23	191821,42	222898,50	2315155,67	33187,11	703074,55	189711,39	1612081,11	
12	11	1	82,78	2483,34	223500,26	2564405,88	0,00	33276,70	33276,70	190223,55	221041,75	2536197,42	32910,66	735985,22	188131,09	1800212,20	
13	12	1	82,09	2052,21	184698,75	2749104,63	80000,00	25077,99	80000,00	104698,75		2536197,42	79120,00	815105,22	103547,06	1903759,27	
14	13	1	81,40	2442,14	219792,25	2968896,88	0,00	32724,62	32724,62	187067,63	217374,54	2753571,95	32364,65	874769,87	185009,88	2088769,15	
15	14	1	80,73	2421,79	217961,38	3186858,26	0,00	32452,03	32452,03	185509,35	215563,81	2969135,76	32095,06	879564,92	183468,75	2272237,90	
16	15	1	80,05	2401,62	216145,76	3403004,03	0,00	32181,70	32181,70	183964,06	213768,16	3182903,92	31827,70	911392,63	181940,46	2454178,35	
17	16	1	79,39	2381,61	214345,27	3617349,29	0,00	31913,63	31913,63	182431,64	211987,47	3394891,39	31562,58	942955,21	180424,89	2634603,25	
18	17	1	78,73	2361,78	212539,77	3829909,07	0,00	31647,79	31647,79	180911,98	210221,61	3605113,00	31299,66	974254,87	178921,95	2813525,20	
19	18	1	78,07	2342,10	210789,15	4040698,22	0,00	31384,16	31384,16	179404,99	208470,47	3813583,47	31038,94	1005293,81	177431,53	2990956,73	
20	19	1	77,42	2322,59	209033,28	4249731,49	0,00	31122,73	31122,73	177910,54	206733,91	4020317,38	30780,38	1036074,19	175953,53	3166910,26	
21	20	1	76,77	2303,24	207292,03	4457023,52	0,00	30863,48	30863,48	176428,55	205011,82	4225329,20	30523,98	1066598,17	174487,83	3341398,09	
22	21	1	76,14	2284,06	205565,29	4662588,81	0,00	30606,39	30606,39	174958,90	203304,07	4428633,27	30269,72	1096867,89	173034,35	3514432,44	
23	22	1	75,50	2265,03	203852,93	4866441,73	0,00	30351,44	30351,44	173501,49	201610,54	4630243,81	30017,57	1126885,46	171592,97	3686025,42	
24	23	1	74,87	2246,16	202154,83	5068596,57	0,00	30098,61	30098,61	172056,22	199931,13	4830174,94	29767,52	1156652,98	170163,61	3856189,02	
									1165531,72	57%	4830174,94		1156652,98		3856189,02		
										\$ 1.112.328,75							
										4,18							

INVERSION TOTAL USD	\$ 1.165.531,72
TASA INTERNA DE RETORNO MENSUAL (TIR) %	57%
TASA INTERNA DE RETORNO ANUAL (TIR) %	520%
VALOR ACTUAL NETO MENSUAL (VAN)	\$ 1.112.328,75
VALOR ACTUAL NETO ANUAL (VAN)	\$ 3.856.189,02
BENEFICO/COSTO	4,18

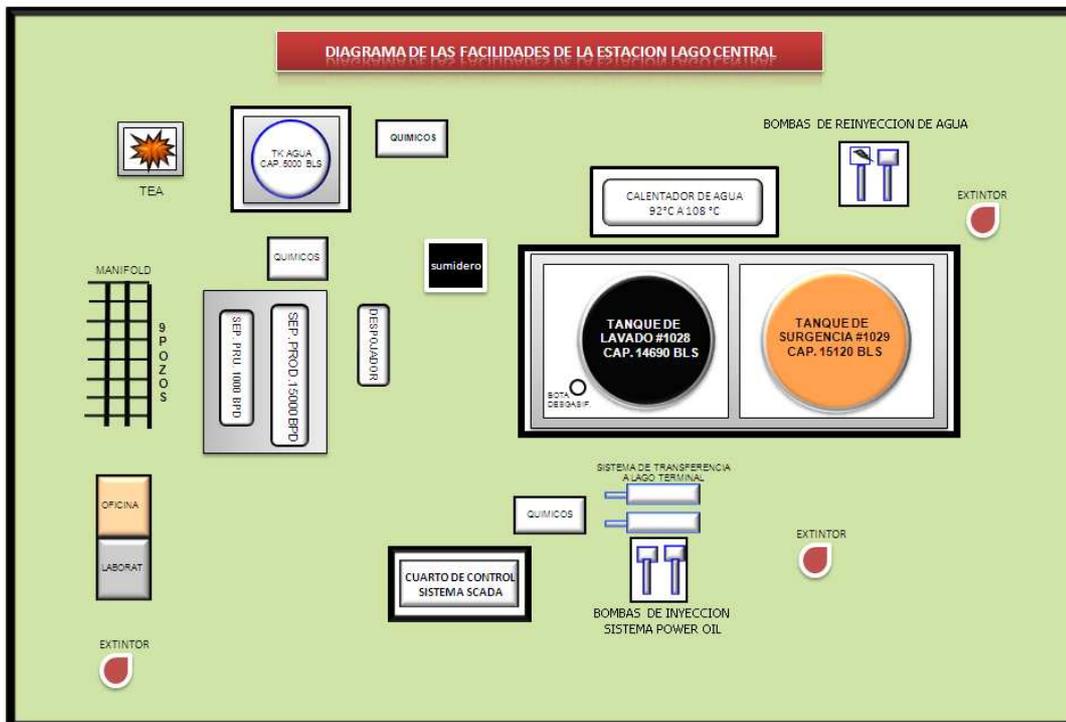
ANEXOS

Anexo 1: ESTACIÓN LAGO AGRIO NORTE



Elaborado por: Adrián Rivera y Yadira Rivas
Fuente: EP PETROECUADOR

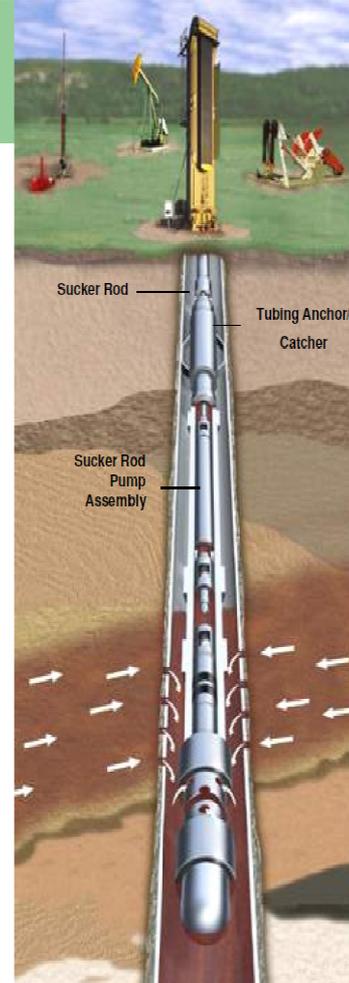
Anexo 2: ESTACIÓN LAGO AGRIO CENTRAL



Elaborado por: Adrián Rivera y Yadira Rivas
Fuente: EP PETROECUADOR

Reciprocating Rod Lift System Consideraciones de Aplicación

	Rango Típico	Máximo*
Profundidad de Operación	100 to 11,000 ft TVD	16,000 ft TVD
Volumen de Operación	5 to 1,500 BPD	5,000 BPD
Temperatura de Operación	100 to 350 °F	550 °F
Desviación del pozo	0 to 20° Landed Pump	0° to 90° Landed Pump — <15°/100 ft Build Angle
Manejo de Corrosión	Bueno a Excelente Con materiales mejorados	
Manejo de Gas	Regular a Bueno	
Manejo de Sólidos	Regular a Bueno	
Gravedad API	>8° API	
Servicio	Workover o Pulling Rig	
Tipo de movimiento primario	Gas o Eléctrico	
Aplicación Offshore	Limitado	
System Efficiency	45 a 60%	



Fuente: WEATHERFORD

**Anexo 4: DENOMINACIÓN API DE UNIDADES DE SUPERFICIE DEL
BOMBEO MECÁNICO**

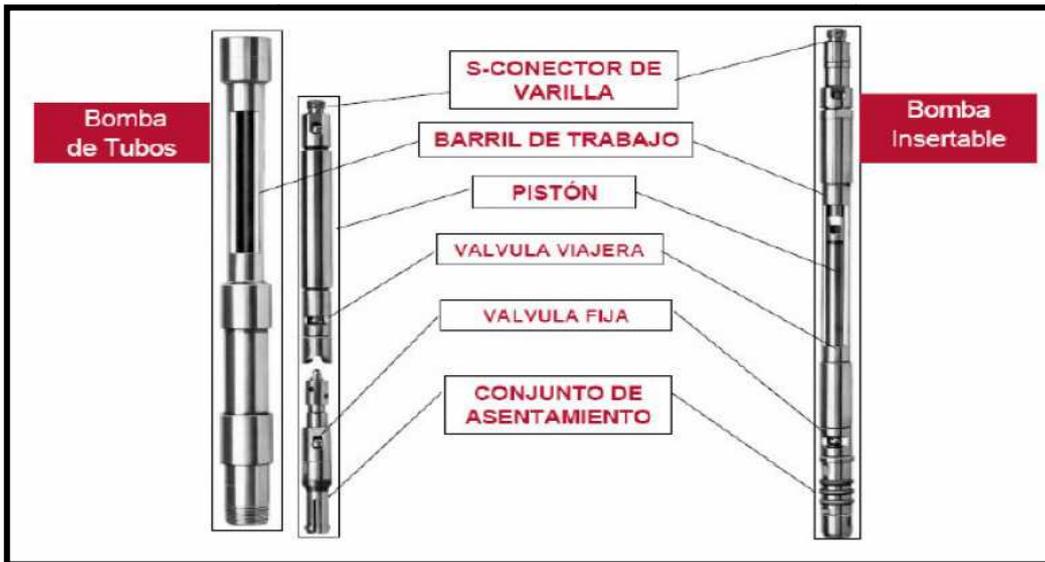
Reducer	Structure	Stroke
6.4	21	16
10	27	20
16	32	24
25	40	30
40	53	36
57	56	42
80	67	48
114	76	54
160	89	64
228	95	74
320	109	86
456	119	100
640	133	120
912	143	144
1280	173	168
1824	200	192
2560	213	216
3648	246	240
	256	300
	305	
	365	
	427	
	470	

912-365-168

- Capacidad del reductor de Torque, 1,000 in-lb = 912,000
- Capacidad estructural de la unidad API, 100 lb = 36,500
- Máxima longitud de carrera de la unidad, pulg. = 168

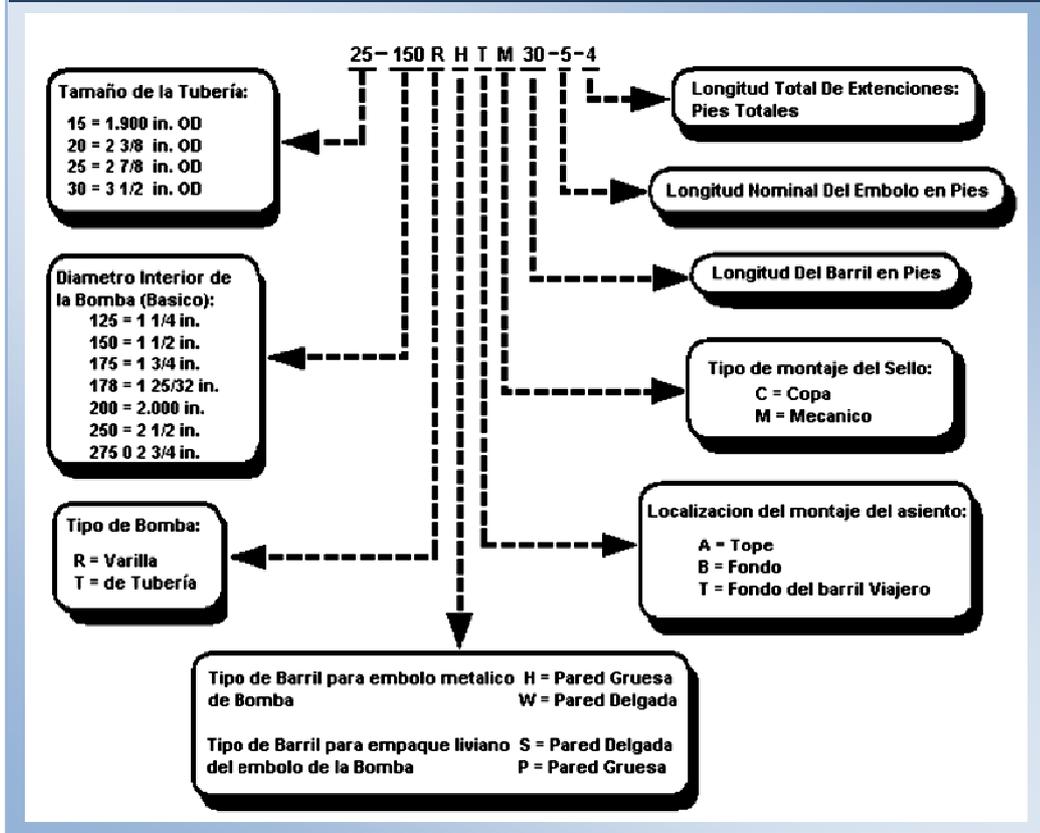
Fuente: WEATHERFORD

Anexo 5: COMPONENTES BÁSICOS DE LA S BOMBAS DE TUBERÍA E INSERTABLE



Fuente: WEATHERFOR

Anexo 6: DENOMINACIÓN API DE LAS BOMBAS DE B.M.



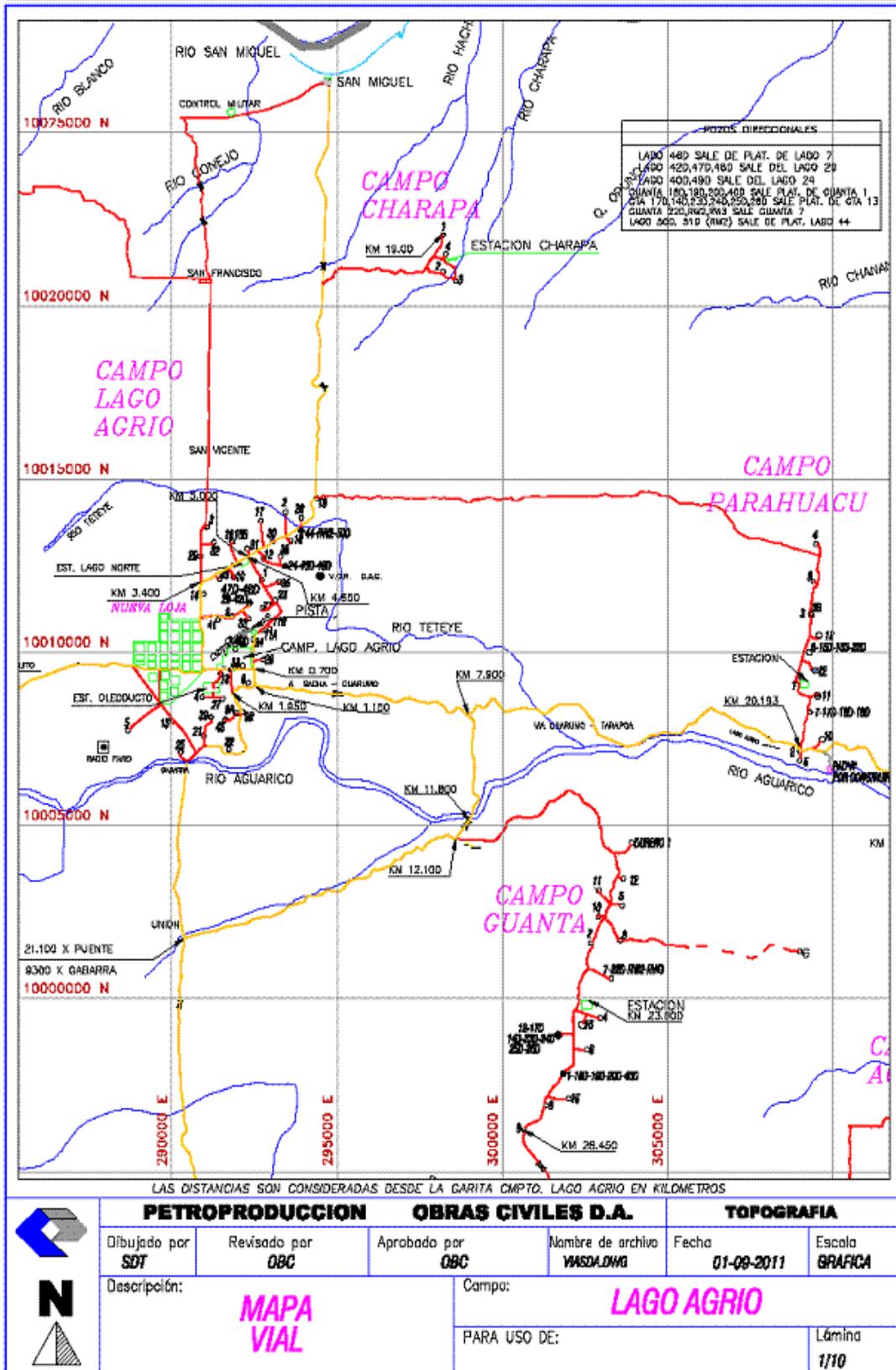
Fuente: WEATHERFORD. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL B.M.2004.

Anexo 7: COORDENADAS DE UBICACIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS

WELL	Y	X
11A	10010650,12	292757,12
18	10013215,02	293601,954
24	10012478,74	293423,418
31	10012988,49	292273,271
34	10010363,78	292468,076
38	10009614,21	292145,29
41	10010991,03	291436,7109
43	10012134	291465,8

Fuente: EP PETROECUADOR

Anexo 8: MAPA DE UBICACIÓN DE LOS POZOS SELECCINADOS



Fuente: DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA CIVIL - EP PETROECUADOR

Anexo 9: CARACTERÍSTICAS DE VARILLAS API

Rod No	Plunger Dia.	Rod Wt. lb. per ft: Wr	Elastic Constant Er	Frecuen cy Factor Fe	Rod String, % of Each Size						
					1-1/4	1-1/8	1	7/8	3/4	5/8	1/2
44	All	0,726	1,990E-06	1,000	100,0
54	1,06	0,908	1,668E-06	1,138	44,6	55,4
54	1,25	0,929	1,633E-06	1,140	49,5	50,5
54	1,50	0,957	1,584E-06	1,137	56,4	43,6
54	1,75	0,990	1,525E-06	1,122	64,6	35,4
54	2,00	1,027	1,460E-06	1,095	73,7	26,3
54	2,25	1,067	1,391E-06	1,061	83,4	16,6
54	2,50	1,108	1,318E-06	1,023	93,5	6,5
55	All	1,135	1,270E-06	1,000	100,0
64	1,06	1,164	1,382E-06	1,229	33,3	33,1	33,5
64	1,25	1,211	1,319E-06	1,215	37,2	35,9	26,9
64	1,50	1,275	1,232E-06	1,184	42,3	40,4	17,3
64	1,75	1,341	1,141E-06	1,145	47,4	45,2	7,4
65	1,06	1,307	1,138E-06	1,098	34,4	65,6
65	1,25	1,321	1,127E-06	1,104	37,3	62,7
65	1,50	1,343	1,110E-06	1,110	41,8	58,2
65	1,75	1,369	1,090E-06	1,114	46,9	53,1
65	2,00	1,394	1,070E-06	1,114	52,0	48,0
65	2,25	1,426	1,045E-06	1,110	58,4	41,6
65	2,50	1,460	1,018E-06	1,099	65,2	34,8
65	2,75	1,497	9,900E-07	1,082	72,5	27,5
65	3,25	1,574	9,300E-07	1,037	88,1	11,9
66	All	1,634	8,830E-07	1,000	100,0
75	1,06	1,566	9,970E-07	1,191	27,0	27,4	45,6
75	1,25	1,604	9,730E-07	1,193	29,4	29,8	40,8
75	1,50	1,664	9,350E-07	1,189	33,3	33,3	33,3
75	1,75	1,732	8,920E-07	1,174	37,8	37,0	25,1
75	2,00	1,803	8,470E-07	1,151	42,4	41,3	16,3
75	2,25	1,875	8,010E-07	1,121	46,9	45,8	7,2
76	1,06	1,802	8,160E-07	1,072	28,5	71,5
76	1,25	1,814	8,120E-07	1,077	30,6	69,4
76	1,50	1,833	8,040E-07	1,082	33,8	66,2
76	1,75	1,855	7,950E-07	1,088	37,5	62,5
76	2,00	1,880	7,850E-07	1,093	41,7	58,3
76	2,25	1,908	7,740E-07	1,096	46,5	53,5

Continuación anexo 9:

76	2,50	1,934	7,640E-07	1,097	50,8	49,2
76	2,75	1,967	7,510E-07	1,094	56,5	43,5
76	3,25	2,039	7,220E-07	1,078	68,7	31,3
76	3,75	2,119	6,900E-07	1,047	82,3	17,7
77	All	2,224	6,490E-07	1,000	100,0
85	1,06	1,883	8,730E-07	1,261	22,2	22,4	22,4	33,0
85	1,25	1,943	8,410E-07	1,253	23,9	24,2	24,3	27,6
85	1,50	2,039	7,910E-07	1,232	26,7	27,4	26,8	19,2
85	1,75	2,138	7,380E-07	1,201	29,6	30,4	29,5	10,5
86	1,06	2,058	7,420E-07	1,151	22,6	23,0	54,3
86	1,25	2,087	7,320E-07	1,156	24,3	24,5	51,2
86	1,50	2,133	7,170E-07	1,162	26,8	27,0	46,3
86	1,75	2,185	6,990E-07	1,164	29,4	30,0	40,6
86	2,00	2,247	6,790E-07	1,161	32,8	33,2	33,9
86	2,25	2,315	6,560E-07	1,153	36,9	36,0	27,1
86	2,50	2,385	6,330E-07	1,138	40,6	39,7	19,7
86	2,75	2,455	6,100E-07	1,119	44,5	43,3	12,2
87	1,06	2,390	6,120E-07	1,055	24,3	75,7
87	1,25	2,399	6,100E-07	1,058	25,7	74,3
87	1,50	2,413	6,070E-07	1,062	27,7	72,3
87	1,75	2,430	6,030E-07	1,066	30,3	69,7
87	2,00	2,450	5,980E-07	1,071	33,2	66,8
87	2,25	2,472	5,940E-07	1,075	36,4	63,6
87	2,50	2,496	5,880E-07	1,079	39,9	60,1
87	2,75	2,523	5,820E-07	1,082	43,9	56,1
87	3,25	2,575	5,700E-07	1,084	51,6	48,4
87	3,75	2,641	5,560E-07	1,078	61,2	38,8
87	4,75	2,793	5,220E-07	1,038	83,6	16,4
88	All	2,904	4,970E-07	1,000	100,0
96	1,06	2,382	6,700E-07	1,222	19,1	19,2	19,5	42,3
96	1,25	2,435	6,550E-07	1,224	20,5	20,5	20,7	38,3
96	1,50	2,511	6,330E-07	1,223	22,4	22,5	22,8	32,3
96	1,75	2,607	6,060E-07	1,213	24,8	25,1	25,1	25,1
96	2,00	2,703	5,780E-07	1,196	27,1	27,9	27,4	17,6
96	2,25	2,806	5,490E-07	1,172	29,6	30,7	29,8	9,8
97	1,06	2,645	5,680E-07	1,120	19,6	20,0	60,3
97	1,25	2,670	5,630E-07	1,124	20,8	21,2	58,0
97	1,50	2,707	5,560E-07	1,131	22,5	23,0	54,5
97	1,75	2,751	5,480E-07	1,137	24,5	25,0	50,4
97	2,00	2,801	5,380E-07	1,141	26,8	27,4	45,7
97	2,25	2,856	5,280E-07	1,143	29,4	30,2	40,4
97	2,50	2,921	5,150E-07	1,141	32,5	33,1	34,4
97	2,75	2,989	5,030E-07	1,135	36,1	35,3	28,6
97	3,25	3,132	4,750E-07	1,111	42,9	41,9	15,2
98	1,06	3,068	4,750E-07	1,043	21,2	78,8

Continuación anexo9:

98	1,25	3,076	4,740E-07	1,045	22,2	77,8
98	1,50	3,089	4,720E-07	1,048	23,8	76,2
98	1,75	3,103	4,700E-07	1,051	25,7	74,3
98	2,00	3,118	4,680E-07	1,055	27,7	72,3
98	2,25	3,137	4,650E-07	1,058	30,1	69,9
98	2,50	3,157	4,630E-04	1,062	32,7	67,3
98	2,75	3,180	4,600E-07	1,066	35,6	64,4
98	3,25	3,231	4,530E-07	1,071	42,2	57,8
98	3,75	3,289	4,450E-07	1,074	49,7	50,3
98	4,75	3,412	4,280E-07	1,064	65,7	34,3
99	All	3,676	3,930E-07	1,000	100,
107	1,06	2,977	5,240E-07	1,184	16,9	16,8	17,1	49,1
107	1,25	3,019	5,170E-07	1,189	17,9	17,8	18,0	46,3
107	1,50	3,085	5,060E-07	1,195	19,4	19,2	19,5	41,9
107	1,75	3,158	4,940E-07	1,197	21,0	21,0	21,2	36,9
107	2,00	3,238	4,800E-07	1,195	22,7	22,8	23,1	31,4
107	2,25	3,336	4,640E-07	1,187	25,0	25,0	25,0	25,0
107	2,50	3,435	4,470E-07	1,174	26,9	27,7	27,1	18,2
107	2,75	3,537	4,300E-07	1,156	29,1	30,2	29,3	11,3
108	1,06	3,325	4,470E-07	1,097	17,3	17,8	64,9
108	1,25	3,345	4,450E-07	1,101	18,1	18,6	63,2
108	1,50	3,376	4,410E-07	1,106	19,4	19,9	60,7
108	1,75	3,411	4,370E-07	1,111	20,9	21,4	57,7
108	2,00	3,452	4,320E-07	1,117	22,6	23,0	54,3
108	2,25	3,498	4,270E-06	1,121	24,5	25,0	50,5
108	2,50	3,548	4,210E-07	1,124	26,5	27,2	46,3
108	2,75	3,603	4,150E-07	1,126	28,7	29,6	41,6
108	3,25	3,731	4,000E-07	1,123	34,6	33,9	31,6
108	3,75	3,873	3,830E-07	1,108	40,6	39,5	19,9
109	1,06	3,839	3,780E-07	1,035	18,9	81,1
109	1,25	3,845	3,780E-07	1,036	19,6	80,4
109	1,50	3,855	3,770E-07	1,038	20,7	79,3
109	1,75	3,867	3,760E-07	1,040	22,1	77,9
109	2,00	3,880	3,750E-07	1,043	23,7	76,3
109	2,25	3,896	3,740E-07	1,046	25,4	74,6
109	2,50	3,911	3,720E-07	1,048	27,2	72,8
109	2,75	3,930	3,710E-07	1,051	29,4	70,6
109	3,25	3,971	3,670E-07	1,057	34,2	65,8
109	3,75	4,020	3,630E-07	1,063	39,9	60,1
109	4,75	4,120	3,540E-07	1,066	51,5	48,5

Fuente: NORMA API RP 11L

Anexo 10: COMPARACIÓN DE BARRAS DE BOMBEO: PROPIEDADES MECÁNICAS

Fabricante	Tipo	Código de Color*	Límite Elástico (1,000 psi)	Resistencia a la Tracción (1,000 psi)	Elongación (% en 8 pulg)	Reducción de Sup. (%)	Dureza Brinell Típica	Tratamiento Térmico
Acero al Carbono de Grado API C								
Weatherford	S-60	Blanco	90/105	100/115	13Mn	55Mn	207 a 235	Templado y revenido
	C		60Mn	90/115	18Mn	50Mn	185 a 240	Normalizado
Norris	30				15Mn	45Mn	185 a 239	Normalizado
Ujeco	C		14Mn	45Mn	187 a 238	Normalizado y revenido		
Aleación Niquel-Molibdeno de Grado API K								
Weatherford	S-59	Azul	90/105	100/115	13Mn	55Mn	207 a 235	Templado y revenido
	K		60Mn	90/115	16Mn	60Mn	185 a 231	Normalizado y revenido
Norris	40				55Mn	174 a 239		
Ujeco	K		40Mn	174 a 238				
Acero al Carbono de Grado API D, Aleación Cromo-Molibdeno y Aleación Especial								
Weatherford	S-67	Marrón	110Mn	120/140	11Mn	55Mn	248 a 277	Templado y revenido
	S-87	Naranja	115Mn	125/140	12Mn	55Mn	248 a 280	
	D	Amarillo	100Mn	115/140	10Mn	45Mn	240 a 294	Normalizado y revenido
	MD	Marrón	95Mn	115/140	14Mn	45Mn	240 a 294	
	KD	Naranja						
Norris	54	Marrón	85Mn	115/140	15Mn	50Mn	239 a 290	Normalizado y revenido
	78	Amarillo			10Mn	45Mn		
	90	Naranja			12Mn	40Mn		
Ujeco	CD	Marrón			10Mn	40Mn	234 a 289	
	AD	Amarillo						
	KD	Naranja						
Miscelánea/Servicio Especial								
Weatherford	S-88	Rojo	130Mn	140/155	11Mn	50Mn	285 a 311	Templado y revenido
	HD	Rosa	115Mn	140/150	10Mn	40Mn	286 a 319	Normalizado y revenido
	T66/XD	Verde	115Mn	140/150	10Mn	40Mn	286 a 319	
	Barra de bombeo EL*	Lavanda	—	—	—	—	—	Endurecido por inducción
Norris	96	Verde	115Mn	135/150	10Mn	45Mn	290 a 311	Normalizado y revenido
	97	Violeta	115/125	140/150	10Mn	45Mn	290 a 311	
Ujeco	HS	Oro	105Mn	140/160	8Mn	30Mn	289 a 333	

Fuente: WEATHERFORD

M o Md = Modificado

Mn = Mínimo

Mx = Máximo

* Códigos de color conformes a la Especificación API 11B. Edición 24. Grado C = blanco; Grado K = azul; Grado D = marrón (acero al carbono), amarillo (cromo-molibdeno), naranja (especial). Los códigos de color dentro de Miscelánea/Servicio Especial son colores del fabricante y no códigos de color API.

Las especificaciones pueden ser modificadas sin previo aviso.

Anexo 11: COMPARACIÓN DE BARRAS DE BOMBEO: ANÁLISIS QUÍMICO

Fabricante	Tipo	Tipo de Acero	% Carbono	% Manganeso	% Fósforo	% Azufre	% Silicio	% Níquel	% Cromo	% Molibdeno	% Otros
Acero al Carbono Grado API C											
Weatherford	S60	1029M	0.22 a 0.29	1.00 a 1.32	0.025Mx	0.040Mx	0.15 a 0.30	0.15Mtx	0.20Mtx	0.05Mx	0.35 Cu Mtx
	C	1536SR	0.30 a 0.37	1.20 a 1.50	0.040Mx		0.20 a 0.30	0.20Mtx	0.25Mtx		
Norris	30	1536M	0.30 a 0.39	1.10 a 1.40	0.040Mx	0.040Mx	0.15 a 0.35	0.35Mtx	0.30Mtx	0.06Mx	0.02 a 0.07 Va, 0.35Mtx Cu
Upco	35		0.30 a 0.37	1.20 a 1.50			0.20 a 0.30	0.25Mtx	0.25Mtx	0.05Mx	0.01 a 0.38 (Cu, N, Va)
Aleación Níquel-Molibdeno Grado API K											
Weatherford	S59	4617M	0.14 a 0.21	0.55 a 0.75	0.025Mx	0.035Mx	0.15 a 0.35	1.65 a 2.00	—	0.20 a 0.30	
	K	4623SR	0.20 a 0.25	0.75 a 1.00	0.035Mx	0.040Mx	0.20 a 0.35		0.25Mtx		
Norris	40	4621M	0.18 a 0.25	0.60 a 0.80	0.035Mx	0.035Mx	0.15 a 0.35	1.65 a 2.00	0.25Mx	0.15 a 0.25	0.03 a 0.07 Va, 0.35Mtx Cu
Upco	45	4620M	0.20 a 0.24	0.75 a 1.00		0.040Mx	0.20 a 0.35			0.20 a 0.28	0.015 a 0.43 (Cu, N, Va)
Acero al Carbono de Grado API D, Aleación Cromo-Molibdeno y Aleación Especial											
Weatherford	S67	1029M	0.22 a 0.29	1.00 a 1.32	0.025Mx	0.040Mx	0.15 a 0.30	0.15Mtx	0.20Mtx	0.05Mx	0.35Mtx Cu
	S87	3130M		0.71 a 1.00		0.035Mx	0.15 a 0.35	0.70 a 1.00	0.41 a 0.65		
	D	4142SR	0.40 a 0.45	0.75 a 1.00	0.035Mx	0.040Mx	0.15 a 0.30	0.25Mtx	0.80 a 1.10	0.15 a 0.25	
	MD	1541MV	0.40 a 0.44	1.35 a 1.55				0.25Mtx	0.05Mx	0.03Mx	
	KD	4720SR	0.19 a 0.23	0.85 a 1.05				0.15 a 0.35	0.90 a 1.20	0.80 a 1.05	0.22 a 0.30
Norris	54	1541M	0.36 a 0.45	1.35 a 1.65	0.040Mx	0.040Mx	0.15 a 0.35	0.35Mtx	0.30Mtx	0.06Mx	0.04 a 0.09 Va, 0.35Mtx Cu
	78	4142M	0.38 a 0.45	0.80 a 1.00	0.035Mx	0.035Mx		0.45Mtx	0.80 a 1.10	0.15 a 0.25	0.03 a 0.07 Va, 0.35Mtx Cu
	90	4320M	0.18 a 0.24	0.80 a 1.00	0.025Mx	0.025Mx		1.15 a 1.50	0.70 a 0.90	0.20 a 0.30	
Upco	CD	1541M	0.30 a 0.37	1.35 a 1.55	0.035Mx	0.040Mx	0.20 a 0.30	0.25Mtx	0.25Mtx	0.05Mx	0.05Mtx Va, 0.35Mtx Cu
	AD	4142M	0.40 a 0.45	0.75 a 1.00			0.15 a 0.30		0.80 a 1.10	0.15 a 0.25	0.020 a 0.030 Va, 0.45Mtx Cu
	KD	4720M	0.20 a 0.25	0.85 a 1.05			0.15 a 0.35	0.90 a 1.20	0.80 a 1.05	0.22 a 0.30	0.020 a 0.030 Va, 0.40 a 0.60 Cu
Miscelánea/Servicio Especial											
Weatherford	S88	3130M	0.22 a 0.29	0.71 a 1.00	0.025Mx	0.035Mx	0.15 a 0.35	0.70 a 1.00	0.41 a 0.65	0.05Mx	0.35 Cu Mtx
	HD	4332SRX	0.30 a 0.35	0.90 a 1.10	0.035Mx	0.040Mx	0.15 a 0.35	1.65 a 2.00	0.65 a 0.85	0.13 a 0.25	0.08 a 0.10 Va
	EL*	Especial	0.38 a 0.42	1.00 a 1.30	0.035Mx	0.040Mx	0.20 a 0.35	0.30Mtx	0.55 a 0.85	0.24 a 0.32	0.08 a 0.11 Va, 0.35Mtx Cu
	T66/XD	4138M									
Norris	96	4138M	0.38 a 0.43	0.90 a 1.50	0.035Mx	0.40Mtx	0.20 a 0.35	0.30Mtx	0.55 a 0.85	0.25 a 0.35	0.45 a 0.65 Va, 0.35Mtx Cu
	97	4330M	0.28 a 0.35	0.70 a 0.90	0.035Mx	0.040Mx	0.15 a 0.35	1.65 a 2.00	0.70 a 0.90	0.20 a 0.30	0.03 a 0.07 Va, 0.35Mtx Cu
Upco	H5	4138M	0.38 a 0.42	1.20 a 1.40	0.035Mx	0.040Mx	0.20 a 0.35	0.30Mtx	0.55 a 0.85	0.24 a 0.32	0.045 a 0.065 Va, 0.030 a 0.040 Ni, 0.35Mtx Cu

Fuente: WEATHERFORD

M = Modificado; Mn = Mínimo; Mx = Máximo
 SR y SRX son designaciones asignadas por los fabricantes de acero.
 Las especificaciones pueden ser modificadas sin previo aviso.

ANEXO 12: PROFUNDIDAD MAXIMA DE ASENTAMIENTO POR TIPO DE BOMBA.

Anclada en el Fondo, Bomba de Pared gruesa		
Pistón (plg)	Espesor de la pared	Profundidad máxima
1.00	0.125	11.540
1.06	0.125	11.000
1.25	0.188	13.350
1.50	0.188	11.570
1.75	0.250	11.970
2.00	0.156	7.785
2.25	0.25	10.485
Anclado en el fondo, Barril de Pared delgada		
2.00	0.125	6.400
2.50	0.125	5.240
Bombas de Tubería		
1.75	0.25	9.600
2.25	0.25	7.870
2.75	0.25	6.660
Bombas de Revestiros		
2.75	0.25	6.660
3.25	0.25	5.770
3.75	0.25	5.090
4.75	0.25	4.120

Fuente: WEATHERFORD

**ANEXO 3.4 ESPECIFICACIONES DE LA UNIDAD ROTAFLEX
DE BOMBEO DE CARRERA LARGA**

Modelo	900	1100	1150	1151
Torque del reductor (pulg/libra-pie, N*m)	320.000 36,16			420.000 47,45
Longitud de carrera (pulg/m)	288 7,3	306 7,8	366 9,3	
Capacidad máxima de tiro (lb/kg)	36.000 16.329	50.000 22.680		
Velocidad máxima* (ciclos por minuto)	4,50	4,30	3,64	3,75
Velocidad mínima (ciclos por minuto)	No hay mínimo absoluto			
Contrapeso mínimo (lb/kg)	9.400 4.264	9.800 4.445		
Contrapeso auxiliar adicional (lb/kg)	21.980 9.969	30.200 13.698		
Contrapeso total (lb/kg)	31.380 14.234	40.000 18.144		
Dimensiones de la unidad, profundidad × frente × alto (pie/m)	21,8 × 7,8 × 40,5 6,64 × 2,38 × 12,34	23,8 × 8,5 × 44,5 7,25 × 2,59 × 13,56	23,8 × 8,5 × 49,5 7,25 × 2,59 × 15,09	23,8 × 8,5 × 49,5 7,25 × 2,59 × 15,09
Dimensiones de la unidad embalada para despacho, profundidad × frente × alto (pie/m)	40,5 × 7,8 × 9,0 12,34 × 2,38 × 2,74	44,5 × 8,5 × 10,5 13,56 × 2,59 × 3,20	49,5 × 8,5 × 10,5 15,09 × 2,59 × 3,20	49,5 × 8,5 × 10,5 15,09 × 2,59 × 3,20
Peso de la unidad embalada para despacho (lb/kg)	42.900 19.459	52.300 23.723	53.880 24.440	55.000 24.948
Dimensiones de la base, profundidad × alto (pie/m)	24,0 × 8,5 7,32 × 2,62			
Peso de la base (lb/kg)	29.000 13.154			
Temperatura de funcionamiento (°F/°C)	-40° a +140° -40° a +60°			
Dimensiones de la banda de carga, L × A (pulg/m)	390,0 × 42,0 9,91 × 1,07	406,0 × 50,0 10,3 × 1,27	466,0 × 50,0 11,84 × 1,27	466,0 × 50,0 11,84 × 1,27
Carga admisible de la banda, PIW (lb/kg)	10.000 4.536			
Sistema de frenado automático	Sí			

FUENTE: WEATHERFORD

NOTA: Se pueden alcanzar velocidades más altas con un variador de frecuencia en el motor, habiéndose obtenido hasta un 25% de producción adicional.