



**UNIVERSIDAD ESTATAL
PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO –
ECONÓMICO PARA EL CAMBIO DE UN SISTEMA
DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CON BOMBEO
HIDRÁULICO A UN NUEVO SISTEMA DE BOMBEO
MECÁNICO ELECTROSUMERGIBLE PARA LA
LOCACIÓN PAKA SUR C DE LOS POZOS PKSC-
017TP Y PKSC-018TP DEL ACTIVO INDILLANA EN
PETROAMAZONAS EP**

**PROYECTO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERA EN PETRÓLEOS**

**AUTORA:
JESSICA CECIBEL LÓPEZ LÓPEZ**

**TUTOR:
ING. HUMBERTO COROMOTO PEÑA RIVAS, PhD.**

**LA LIBERTAD- ECUADOR
2019**

**UNIVERSIDAD ESTATAL
PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

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

**“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO –
ECONÓMICO PARA EL CAMBIO DE UN SISTEMA
DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CON BOMBEO
HIDRÁULICO A UN NUEVO SISTEMA DE BOMBEO
MECÁNICO ELECTROSUMERGIBLE PARA LA
LOCACIÓN PAKA SUR C DE LOS POZOS PKSC-
017TP Y PKSC-018TP DEL ACTIVO INDILLANA EN
PETROAMAZONAS EP”**

**PROYECTO DE INVESTIGACIÓN
PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE:
INGENIERA EN PETRÓLEOS**

AUTORA: JESSICA CECIBEL LÓPEZ LÓPEZ

**TUTOR: ING. HUMBERTO COROMOTO PEÑA
RIVAS, PhD.**

LA LIBERTAD-ECUADOR

2019

DECLARACIÓN DE AUTORÍA DE TESIS

Yo, Jessica Cecibel López López con cédula de identidad 2400070583 en calidad de autora del siguiente tema de investigación **Estudio de factibilidad técnico-económico para el cambio de un sistema de levantamiento artificial con bombeo hidráulico a un nuevo sistema de bombeo mecánico electrosumergible para la locación Paka Sur C de los pozos PKSC-017TP y PKSC-018TP del activo Indillana en Petroamazonas EP**, declaro que el Trabajo expuesto es de mi autoría, el cual otorgo como patrimonio a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, mismo que se usará con fines académicos, según las normas de la Institución, reglamentos y la ley que corresponde a la propiedad intelectual.

Santa Elena, Julio del 2019



Jessica Cecibel López López

CI: 2400070583

La Libertad, 29 de Julio del 2019

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

En mi calidad de tutor de la tesis: **“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO – ECONÓMICO PARA EL CAMBIO DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CON BOMBEO HIDRÁULICO A UN NUEVO SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO ELECTROSUMERGIBLE PARA LA LOCACIÓN PAKA SUR C DE LOS POZOS PKSC-017TP Y PKSC-018TP DEL ACTIVO INDILLANA EN PETROAMAZONAS EP”**, desarrollada por la estudiante **JESSICA CECIBEL LÓPEZ LÓPEZ** egresada de la carrera de Ingeniería en Petróleo, Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del título de ingeniería en petróleo.

Me permito declarar que luego de haber dirigido, estudiado y revisado, apruebo en su totalidad este trabajo de investigación.

Atentamente



Ing. Humberto Peñas Rivas. PhD.

CI: 1757625635

Docente Tutor



Limoncocha, 28 de Julio del 2019

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR DE CAMPO

En mi calidad de tutor de campo de la tesis: **“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO – ECONÓMICO PARA EL CAMBIO DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CON BOMBEO HIDRÁULICO A UN NUEVO SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO ELECTROSUMERGIBLE PARA LA LOCACIÓN PAKA SUR C DE LOS POZOS PKSC-017TP Y PKSC-018TP DEL ACTIVO INDILLANA EN PETROAMAZONAS EP”**, desarrollada por la estudiante **JESSICA CECIBEL LÓPEZ LÓPEZ** egresada de la carrera de Ingeniería en Petróleo, Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del título de ingeniería en petróleo.

Me permito declarar que luego de haberlo estudiado y revisado, considero que dicho trabajo de investigación reúne los requisitos y méritos suficientes para ser aprobado y presentado.

Atentamente,

Ing. Miguel Ángel Salazar Vallejo

C.I. 1802344638

Ingeniero Tutor de Campo Indillana-Bloque 15

TRIBUNAL DE GRADO



Ing. Juan Garcés, MSc.
DECANO DE LA FACULTAD
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA



Ing. Marilelis Gutiérrez, MSc.
DIRECTORA DE LA CARRERA
INGENIERÍA EN PETRÓLEOS



Ing. Romel Erazo Bone, Msc.
PROFESOR DE ÁREA



Ing. Humberto Peña, Msc
TUTOR DE TESIS



Abg. Victor Coronel Ortiz, Msc.
SECRETARIO GENERAL

CERTIFICADO

MÓNICA TOMALÁ CHAVARRÍA, Licenciada en Lengua y Literatura Española, Docente en la Carrera de Educación Parvularia de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, certifico que:

He leído, revisado y corregido la redacción en la concordancia, la sintaxis y la ortografía del contenido del Trabajo de Titulación **“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA-ECONÓMICA PARA EL CAMBIO DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CON BOMBEO HIDRÁULICO A UN NUEVO SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO ELECTROSUMERGIBLE PARA LA LOCACIÓN PAKA SUR C DE LOS POZOS PKSC-017TP Y PKSC-018TP DEL ACTIVO INDILLANA EN PETROAMAZONA EP”**. Elaborado por la Autora **LÓPEZ LÓPEZ JESSICA CECIBEL**, previo a la obtención del Título de INGENIERA EN PETRÓLEO de la CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO de la FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGERIERÍA de la UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA.

Debo indicar, además, que es de exclusiva responsabilidad que la Autora cumpla con las sugerencias y recomendaciones dadas en la corrección de la tesis impresa.

Atentamente,



LICENCIADA MÓNICA TOMALÁ CHAVARRÍA, Mg.
DOCENTE
SENESCYT REGISTRO No 1031-1386042144

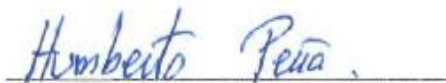
La Libertad, 29 de Julio de 2019

CERTIFICACIÓN ANTIPLAGIO

001-TUTOR HCPR-2019

En calidad de tutor del trabajo de titulación denominado “ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICO PARA EL CAMBIO DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CON BOMBEO HIDRÁULICO A UN NUEVO SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO ELECTROSUMERGIBLE PARA LA LOCACIÓN PAKA SUR C DE LOS POZOS PKSC-017TP Y PKSC-018TP DEL ACTIVO INDILLANA EN PETROAMAZONAS EP”, desarrollada por la estudiante **JESSICA CECIBEL LÓPEZ LÓPEZ**, egresada de la Carrera de Ingeniería en Petróleo, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del título de Ingeniero de Petróleos, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio URKUND, luego de haber cumplido los requerimientos exigidos de valoración, el presente proyecto ejecutado, se encuentra con 4% de la valoración permitida, por consiguiente se procede a emitir el presente informe.

Atentamente,



Ing. Humberto Coromoto Peña Rivas, PhD.

CI. 2757625635

Docente Tutor

AGRADECIMIENTO

Mi gratitud eterna a:

- Dios, por la oportunidad de vida que me ha dado para crecer como persona y como profesional manteniendo esa fé y convicción en cada paso realizado incluyendo la culminación de uno de mis mayores objetivos académicos.
- Mis padres, el señor Pedro López y la señora Martha López por todo el apoyo, confianza y seguridad brindadas durante toda la etapa de mi vida, sobre todo, quiero agradecerles por ese amor que Dios ha puesto en ellos para transmitirlo en cada uno de sus hijos, son mi ejemplo de vida, escudo y espada de protección ante cualquier suceso que se presente en mi vida espiritual, física y académica.
- Mis hermanos, Pedro López y Jordy López que son mi motivo de lucha e inspiración para desarrollar cualquier actividad que me proponga, han sido ese factor de empuje para la elaboración de este proyecto académico.
- Mi mejor amiga, Lucero Campoverde por enseñarme que nunca se debe desistir y sobre todo por creer en mí, su empuje para mi desarrollo académico, siempre, ha estado latente.
- Mis amigos, que he considerado hermanos y siempre han estado brindándome su colaboración y respaldo en todas las actividades realizadas y por realizar.
- Ingeniera Marllelis Gutiérrez, directora de mi carrera, su contribución ha sido de suma importancia, no sólo como autoridad sino como amiga, por brindar esos consejos sabios para crecimiento personal y académico.
- Ingeniero Humberto Peña, tutor de tesis, quien ha sabido respaldar mis procesos académicos, brindándome las asesorías correspondientes en la elaboración de este proyecto investigativo.
- Ingeniero Miguel Salazar, del Departamento de levantamiento artificial de Petroamazonas EP, y a la entidad como tal, por facilitar la información necesaria que son la base de la realización de este proyecto.

Jessica

DEDICATORIA

Mi dedicatoria eterna a:

- Dios, por toda la humildad y fuerza de voluntad que ha puesto en mí para poder realizar con éxito este trabajo.
- Mi mamá, Martha López quien ha hecho de mí, una hija humilde, responsable y capaz.
- Todos mis docentes, que formaron parte de mi proceso académico de formación, los cuales me inculcaron conocimientos, valores y responsabilidades.
- Ingeniera Melissa Espinoza, una amiga-hermana que, siempre, ha estado pendiente de todos mis logros, impulsándome a ser mejor, creyendo sobre todo en Dios, además, de recibir respaldo en cada proceso social e impartiendo sus conocimientos para complementar este Proyecto de Titulación
- Mis amigos y amigas, son ellos quienes han dedicado parte de su tiempo para aconsejarme en temas académicos, haciendo hincapié en el esfuerzo y sacrificio que se debe realizar para llegar a la meta.
- Universidad Estatal Península de Santa Elena, como mi Alma Mater de formación académica, siendo ésta la matriz que ayuda a los estudiantes, de manera económica (becas), médica, deportiva, social y cultural, sobre todo por la oportunidad de prepararme y llegar al objetivo principal que es ser una profesional.

Jessica

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

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICO PARA EL CAMBIO DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CON BOMBEO HIDRÁULICO A UN NUEVO SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO ELECTROSUMERGIBLE PARA LA LOCACIÓN PAKA SUR C DE LOS POZOS PKSC-017TP Y PKSC-018TP DEL ACTIVO INDILLANA EN Petroamazonas EP

Autora: Jessica Cecibel López López

Tutor: Ing. Humberto Peña Rivas, PhD

RESUMEN

El oriente ecuatoriano es el principal promotor de la producción petrolera en Ecuador, sin embargo, la producción de los pozos está presentando graves declinaciones, esto se debe a problemas con el yacimiento y a los sistemas de levantamiento artificial empleados.

El desarrollo de los avances tecnológicos en levantamiento artificial ha implementado un nuevo sistema conocido como bombeo mecánico electrosumergible, aún no se aplica en ningún campo petrolero del Ecuador, sin embargo, se realizará un estudio técnico-económico evaluando dos pozos que están operativos en el activo Indillana de la locación PAKA SUR C de Petroamazonas EP, considerando que estos pozos trabajaban con MTU(Mobile test Unit) Unidad Móvil de prueba con bombeo hidráulico, lo cual es operado por Sertecpet, generando un factor económico no rentable para PAM por el precio del crudo y por la baja producción de cada pozo más el valor de la renta de equipos operados.

Se propone reemplazar el bombeo Hidráulico (MTU) por bombeo mecánico electrosumergible evaluando los pozos, de acuerdo, con sus características e historiales, así como las ventajas, desventajas, costos y factibilidad en la operación, al implementar este sistema, brindando a futuro el aumento de la tasa producida y disminución de costos operativos, además, de eliminar limitantes de diseño y operación en los Sistemas de Levantamiento Artificial Convencional.

El estudio que se desarrollará constará de tres partes, la primera, es la recopilación de datos de los pozos seleccionados, en la segunda se realizará una matriz como resumen de las condiciones para el diseño del bombeo mecánico

electrosumergible, en la última, se hará un estudio de prefactibilidad técnica en la cual, se utilizarán los softwares SYAL de Cía. SERTECPET y RESP.SIZING de Loxodonta.

Palabras claves: Bombas Sumergibles, Pozos Petroleros-Fracturación Hidráulica, Pozos Petroleros -Equipos y Accesorios, Recuperación de Petróleo, Unidad móvil de prueba, bombeo Hidráulico, bombeo mecánico.

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

TECHNICAL-ECONOMIC FEASIBILITY STUDY FOR THE CHANGE FROM AN ARTIFICIAL LIFTING SYSTEM WITH HYDRAULIC PUMPING TO A NEW ELECTRO-SUBMERSIBLE MECHANICAL PUMPING SYSTEM FOR THE LOCATION PAKA SUR C OF WELLS PKSC-017TP AND PKSC-018TP OF THE INDIAN ASSET IN PETROAMAZONAS EP.

Autora: Jessica Cecibel López López

Tutor: Ing. Humberto Peña Rivas, PhD

ABSTRACT

The Ecuadorian east is the main promoter of oil production in Ecuador, however, the production of wells is showing serious declines, this is due to problems with the deposit and the artificial lifting systems employed.

The development of technological advances in artificial lifting has implemented a new system known as electrosubmersible mechanical pumping, it is not yet applied in any oil field in Ecuador, however a technical-economic study will be carried out evaluating two wells that are operative in the Indillana asset of the location PAKA SUR C of Petroamazonas EP, considering that these wells worked with the MTU (Mobile test Unit) Mobile Test Unit with hydraulic pumping which is operated by Sertepec, generating an unprofitable economic factor for PAM due to the price of crude oil and the low production of each well plus the rental value of operated equipment.

It is proposed to replace the Hydraulic pumping (MTU) by electrosubmersible mechanical pumping evaluating the wells according to their characteristics and histories, as well as the advantages, disadvantages, costs and feasibility in the operation, when implementing this system, offering in the future the increase of the produced rate and decrease of operative costs, besides eliminating design and operation limitations in the Conventional Artificial Lifting Systems.

The study to be developed will consist of three phases, the first phase will consist of collecting data from selected wells, the second phase will be a matrix as a summary of the conditions for the design of electrosubmersible mechanical pumping, in the third phase will be a technical pre-feasibility study in which will be used the software SYAL Cia. SERTECPET and RESP.SIZING Loxodonta.

Keywords: Submersible Pumps, Oil Wells - Hydraulic Fracturing, Oil Wells - Equipment and Accessories, Oil Recovery, Mobile test unit, Hydraulic pumping, mechanical pumping.

ÍNDICE GENERAL

DECLARACIÓN DE AUTORÍA DE TESIS.....	II
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	III
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR DE CAMPO.....	IV
TRIBUNAL DE GRADO	IV
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA.....	VI
CERTIFICACIÓN ANTIPLAGIO	VIII
AGRADECIMIENTO	VIII
DEDICATORIA.....	IX
RESUMEN.....	X
ABSTRACT	XIII
ÍNDICE GENERAL	XIII
ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	XVIII
ÍNDICE DE TABLAS.....	XX
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	2
1. MARCO CONTEXTUAL DE LA INVESTIGACIÓN.....	2
1.1 ANTECEDENTES	2
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.3 JUSTIFICACIÓN	3
1.4 OBJETIVOS.....	4
1.4.1 <i>Objetivo General</i>	4
1.4.2 <i>Objetivos Específicos</i>	4
1.5 HIPÓTESIS DE TRABAJO.....	4
1.6 METODOLOGÍA GENERAL	4
1.6.1 <i>Metodología de la investigación</i>	5
1.6.1.1 Método General	5
1.6.1.2 Modalidad	5
1.6.1.3 Técnicas	5
1.6.1.4 Materiales o recursos	5
CAPÍTULO II	6
2. CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DEL CAMPO INDILLANA – BLOQUE 15 DE PETROAMAZONAS EP.....	6
2.1 GENERALIDADES DEL CAMPO	6

2.2	ANTECEDENTES HISTÓRICOS DEL CAMPO.....	6
2.3	UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	7
2.4	LITOLOGÍA DE LAS FORMACIONES.....	18
2.4.1	<i>Característica de las formaciones del campo Indillana</i>	21
2.5	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	22
2.5.1	<i>Bombeo Mecánico</i>	22
2.5.1.1	Principio.....	22
2.5.2	<i>Bombeo Hidráulico</i>	23
2.5.2.1	Historia.....	23
2.5.2.2	Principio.....	24
2.5.2.3	Ventajas y Desventajas De Bombeo Hidráulico.....	25
2.5.3	<i>Bombeo hidráulico Jet</i>	26
2.5.3.1	Principales Componentes de la Bomba Jet.....	26
2.5.4	<i>Bombeo Electrosumergible</i>	27
2.5.4.1	Principio.....	27
2.5.4.2	Principales componentes de un equipo BES.....	28
2.5.5	<i>Comparaciones técnicas de los sistemas de Levantamiento Artificial</i>	30
CAPÍTULO III.....		31
3. UNIDAD MTU Y BOMBEO MECÁNICO ELECTROSUMERGIBLE		31
3.1	UNIDAD MTU	31
3.1.1	<i>Principales Sistemas utilizados en la Unidad MTU</i>	32
3.1.2	<i>Programa de mantenimiento en la Unidad MTU</i>	34
3.1.3	<i>Fallas más frecuentes en la MTU</i>	35
3.1.4	<i>Análisis de seguridad laboral con unidad MTU</i>	37
3.2	BOMBEO MECÁNICO ELECTROSUMERGIBLE.....	38
3.2.1	<i>Principio</i>	38
3.2.2	<i>Efecto principal</i>	39
3.2.3	<i>Descripción de los componentes en superficie y Subsuelo del bombeo mecánico electrosumergible</i>	40
3.2.3.1	VSD	40
3.2.3.2	Generador.....	40
3.2.3.3	Transformador elevador.....	40
3.2.3.4	Caja de venteo.....	40
3.2.3.5	Cable de potencia.....	41
3.2.3.6	Bomba.....	41
3.2.3.7	Motor de Imán Permanente.....	41
3.2.3.8	Sensor.....	41
3.2.4	<i>Aplicaciones del bombeo mecánico electrosumergible (RESP)</i>	43
3.2.5	<i>Beneficios</i>	43

3.2.6	<i>Comparación de caudal de producción y eficiencia de bombeo mecánico electrosumergible (RESP=LESP) y bombeo Mecánico o Sucker Rod Pump/Bomba de varilla(BM=SRP)</i>	44
3.2.6.1	Análisis del cuadro Comparación de caudal de producción y eficiencia de bombeo mecánico electrosumergible (RESP) y bombeo Mecánico (BM-SRP).....	44
3.2.7	<i>Pozos Candidatos para Bombeo Mecánico Electrosumergible</i>	45
3.2.8	<i>Infografía Bombeo mecánico electrosumergible (Triol, 2017)</i>	45
3.2.9	<i>Datos de instalación RESP Loxodonta</i>	46
3.2.9.1	Características de la bomba mecánica	46
3.2.9.2	Características Mecánicas, Físicas y Eléctricas del Motor de Imán Permanente.....	47
3.2.9.3	Diseño del motor lineal con sensor de descarga (LESP) o RESP.....	48
3.2.10	<i>Diseño de la Bomba de émbolo (RESP)</i>	49
3.2.11	<i>Diseño del sistema LESP (Linear Electric Submersible Pump) o RESP</i>	50
3.2.12	<i>Análisis Nodal</i>	51
CAPÍTULO IV		52
4. RECOPIACIÓN DE DATOS		52
4.1	CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS-FÍSICAS PKSC 17 – PKSC 18 (HISTORIAL).....	53
4.1.1	<i>Datos de registros a Hueco Abierto pozo PKSC – 17</i>	53
4.1.2	<i>Gráfico de registros a Hueco Abierto pozo PKSC-17</i>	54
4.1.3	<i>Diagrama del pozo PKSC-17</i>	55
4.1.4	<i>Datos de barrena y tubería del pozo PKSC-17</i>	56
4.1.5	<i>Análisis Petrofísicos PKSC-17</i>	56
4.1.6	<i>Datos de registros a Hueco Abierto pozo PKSC-18</i>	57
4.1.7	<i>Gráfico de registros a Hueco Abierto pozo PKSC-18</i>	58
4.1.8	<i>Diagrama del pozo PKSC-18</i>	59
4.1.9	<i>Datos de barrena y tubería del pozo PKSC-18</i>	60
4.1.10	<i>Análisis Petrofísicos PKSC-18</i>	60
4.2	PERFORACIÓN PKSC 17- PKSC 18.....	61
4.2.1	PERFORACIÓN POZO PKSC-17.....	61
4.2.2	PERFORACIÓN POZO PKSC-18.....	61
4.3	COMPLETACIÓN PKSC 17- PKSC 18	62
4.3.1	COMPLETACIÓN POZO PKSC-17.....	62
4.3.2	COMPLETACIÓN POZO PKSC-18.....	63
4.4	WORKOVER PKSC 17- PKSC 18	64
4.4.1	Workover del pozo PKSC-17	64
4.4.2	Workover del pozo PKSC-18	67

CAPÍTULO V.....	72
5. SIMULACIÓN Y OBTENCIÓN DE RESULTADOS.....	72
5.1 DATA UTILIZADA POR SERTECPET PARA LAS SIMULACIONES EN SYAL Y JET CLAW DE LOS POZOS PKSC-17 Y PKSC-18	72
5.2 DISEÑO DE BOMBEO HIDRÁULICO COMO MÉTODO SE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DEL POZO PKSC-17 Y PKSC-18	73
5.3 ANÁLISIS DE LA SELECCIÓN DE BOMBA HIDRÁULICA COMO MÉTODO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN LOS POZOS PKSC-17 Y PKSC-18.....	78
5.4 RESULTADOS DE LA SELECCIÓN DE BOMBA CON LAS RESPECTIVAS SIMULACIONES DE SYAL Y CLAW SERTECPET	78
5.5 DISEÑO DE LA BOMBA A UTILIZAR COMO SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO MECÁNICO ELECTROSUMERGIBLE EN EL POZO PCKS-17 (SOFTWARE RESP.SIZING).....	79
5.6 DISEÑO DE LA BOMBA A UTILIZAR COMO SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO MECÁNICO ELECTROSUMERGIBLE EN EL POZO PCKS-18 (SOFTWARE RESP.SIZING).....	80
5.7 RESULTADO COMPARATIVO DE LOS BARRILES DE PRODUCCIÓN TANTO PARA BOMBEO HIDRÁULICO COMO PARA BOMBEO MECÁNICO ELECTROSUMERGIBLE POR POZOS.	81
5.8 ESTUDIO ECONÓMICO.....	82
5.8.1 <i>Análisis de Ingreso para los pozos PKSC17-PKSC18</i>	82
5.8.2 <i>Análisis de costos</i>	84
5.8.3 <i>Flujo de efectivo proyectado</i>	85
5.8.4 <i>Estudio económico de factibilidad</i>	90
5.8.4.1 Valor Actual Neto	90
5.8.4.2 Tasa Interna de Retorno	92
5.8.4.3 Relación Costo Beneficio.....	93
5.8.4.4 Periodo de factibilidad	94
5.8.4.5 Análisis de Sensibilidad	98
CAPÍTULO VI.....	101
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	101
6.1 CONCLUSIONES	101
6.2 RECOMENDACIONES	103
7. REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA	104
8. GLOSARIO.....	107
ANEXOS	108

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Mapa del campo Indillana/Bloque 15	8
Ilustración 2: Columna estratigráfica del campo Indillana/ Bloque 15	20
Ilustración 3: Sistemas de Levantamiento Artificial.....	22
Ilustración 4: Componentes de Bombeo Mecánico	23
Ilustración 5: Historia de Bombeo Hidráulico	23
Ilustración 6: Esquema de un bombeo Hidráulico y sus componentes en superficie y subsuelo.....	24
Ilustración 7: Ventajas y Desventajas del uso del Bombeo Hidráulico	25
Ilustración 8: Componente de Bombeo Hidráulico.....	25
Ilustración 9: Esquema del efecto de Venturi	26
Ilustración 10: Bomba Jet y sus componentes.	27
Ilustración 11: Equipo BES de fondo y superficie.....	28
Ilustración 12: Componente de superficie y subsuelo de un equipo BES.....	29
Ilustración 13: Unidad MTU	31
Ilustración 14: Sistemas de Unidad MTU	32
Ilustración 15: Datos técnicos del motor y separados en una MTU	33
Ilustración 16: Principales componentes de una Unidad MTU en superficie y en Subsuelo	33
Ilustración 17: Diseño completo de una unidad MTU En superficie.....	36
Ilustración 18: Componente de Bombeo Mecánico Electrosumergible.....	39
Ilustración 19: Componentes del bombeo mecánico electrosumergible.....	42
Ilustración 20: Producción de pozo mediante sistema RESP.....	45
Ilustración 21: Desviación de pozo permitida para operación bajo sistema RESP45	
Ilustración 22: Sistema RESP, reinicio automático	46
Ilustración 23: Nivel dinámico en un pozo	46
Ilustración 24: Diseño de motor lineal con sensor de descarga	48
Ilustración 25: Diseño de la bomba de émbolo	49
Ilustración 26: Diseño del sistema RESP	50
Ilustración 27: Datos de registro del pozo PKSC-17	53
Ilustración 28: Registro del pozo PKSC-17	54
Ilustración 29: Diagrama del pozo PKSC-17.....	55

Ilustración 30: Datos de registro del pozo PKSC-18	57
Ilustración 31: Registro del pozo PKSC-18	58
Ilustración 32: Diagrama del pozo PKSC-17.....	59
Ilustración 33: Datos de diseño del pozo PKSC-17 para simulación.....	72
Ilustración 34: Datos de diseño del pozo PKSC-18 para simulación.....	73
Ilustración 35: Selección de bomba Jet Claw para PKSC-17 (SOFTWARE CLAW).....	74
Ilustración 36: Selección de bomba Jet Claw para PKSC-18 (SOFTWARE CLAW).....	75
Ilustración 37: Diseño y selección de Bomba Jet del pozo PKSC-17(SOFTWARE SYAL).....	76
Ilustración 38: Resultados de la selección de Bomba Jet para el pozo PKSC-18 (SOTWARE SYAL)	77
Ilustración 39: Selección de bomba con el sistema RESP del pozo PKSC-17	79
Ilustración 40: Selección de bomba con el sistema RESP del pozo PKSC-18	80
Ilustración 41: Ubicación con coordenadas de Paka Sur c-018	111
Ilustración 42: Línea sísmica: sección sísmica en tiempo	112
Ilustración 43: Corte estructural PKSC 18.....	112
Ilustración 44: Corte estructural de PKSC 17	113
Ilustración 45: Tope Arenisca T principal PKSC 17	114
Ilustración 46: Mapa de volumen bruto de roca (GRV) donde se encuentran los pozos PKSC-17 Y PKISC-18 de arenisca T principal.....	115
Ilustración 47: Resultados del reporte de análisis nodal con Bomba Jet Claw del pozo PKSC-17 (SOTWARE CLAW).....	116
Ilustración 48: Gráfico de eficiencia del reporte de análisis nodal con Bomba Jet Claw del pozo PKSC-17(SOTWARE CLAW).....	117
Ilustración 49: Gráfico de potencia del reporte de análisis nodal con Bomba Jet Claw del pozo PKSC-17(SOTWARE CLAW).....	118
Ilustración 50: Reporte del índice de productividad (IPR) método de Vogel del pozo PKSC-17(SOTWARE CLAW).....	119
Ilustración 51: Resultados del reporte de análisis nodal con Bomba Jet Claw del pozo PKSC-18(SOTWARE CLAW).....	120

Ilustración 52: Gráfico de eficiencia del reporte de análisis nodal con Bomba Jet Claw del pozo PKSC-18(SOTWARE CLAW).....	121
Ilustración 53: Gráfico de potencia del reporte de análisis nodal con Bomba Jet Claw del pozo PKSC-18(SOTWARE CLAW).....	122
Ilustración 54: Reporte del índice de productividad (IPR) método de Vogel del pozo PKSC-18(SOTWARE CLAW).....	123
Ilustración 55: Comportamiento de la Bomba Jet del pozo PKSC-17(SOTWARE SYAL).....	124
Ilustración 56: Gradiente de presión de la Bomba Jet selecta para pozo PKSC-17(SOTWARE SYAL)	125
Ilustración 57: Ajuste del levantamiento artificial de la Bomba Jet selecta para pozo PKSC-17(SOTWARE SYAL)	126
Ilustración 58: Análisis IPR del pozo PKSC-17(SOTWARE SYAL).....	127
Ilustración 59: Comportamiento de la Bomba Jet para el pozo PKSC-18 (SOTWARE SYAL)	128
Ilustración 60: Gradiente de presión de la Bomba Jet selecta para el pozo PKSC-18 (SOTWARE SYAL)	129
Ilustración 61: Ajuste de levantamiento artificial de la Bomba Jet selecta para el pozo PKSC-18 (SOTWARE SYAL)	130
Ilustración 62: Análisis IPR del pozo PKSC-18 (SOTWARE SYAL).....	131

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Número de pozos de cada locación del Campo Indillana	6
Tabla 2: Distribución de las locaciones y pozos del Bloque 15.....	18
Tabla 3: Profundidades de las formaciones del campo Indillana.....	19
Tabla 4: Características de las formaciones del campo Indillana	21
Tabla 5: Comparación técnica del sistema de levantamiento artificial.....	30
Tabla 6: Programa de mantenimiento planificado en las unidades MTU de SERTECPET.....	35
Tabla 7: Especificaciones de un motor de la MTU.....	36
Tabla 8: Análisis de seguridad laboral con MTU	37
Tabla 9: Características de Pozos Marginales.....	38
Tabla 10: Comparación de caudal de producción y eficiencia entre LESP y SRP44	
Tabla 11: Características físicas de la bomba utilizada en el sistema RESP	47
Tabla 12: Características mecánicas, físicas y eléctricas del motor de imán permanente utilizada en el sistema RESP	47
Tabla 13: Parámetros del diseño de motor lineal con sensor de descarga	48
Tabla 14: Parámetros del diseño de la bomba de émbolo.....	49
Tabla 15: Parámetros del diseño del sistema RESP.....	50
Tabla 16: Etapas o ciclos para la recopilación de datos en el estudio del sistema de bombeo mecánico electrosumergible.....	52
Tabla 17: Datos de barrena y tubería del pozo PKSC-17	56
Tabla 18: Análisis Petrofísicos del pozo PKSC-17	56
Tabla 19: Datos de barrena y tubería del pozo PKSC-18	60
Tabla 20: Análisis Petrofísicos del pozo PKSC-18	60
Tabla 21: Datos de perforación del pozo PKSC-17.....	61
Tabla 22: Datos de perforación del pozo PKSC-18.....	62
Tabla 23: Relación geométrica de la Bomba BH con software Claw y Syal para el pozo PKSC-17.....	78
Tabla 24: Relación geométrica de la Bomba BH con software Claw y Syal para el pozo PKSC-18.....	78
Tabla 25: Comparación de producción de BH y RESP para el pozo PKSC-18 ...	81
Tabla 26: Declinaciones PKSC-17 (BH)	82

Tabla 27: Declinaciones PKSC-17 (RESP)	83
Tabla 28: Declinaciones PKSC-18 (RESP)	83
Tabla 29: Valores de precio de petróleo	84
Tabla 30: Análisis de costos.....	85
Tabla 31: Flujo de efectivo PKSC 17 BH.....	87
Tabla 32: Flujo de efectivo PKSC 17 RESP.....	88
Tabla 33:Flujo de efectivo PKSC 18 RESP.....	89
Tabla 34: Descripción de VAN.....	90
Tabla 35: Descripción de TMAR.....	90
Tabla 36: Valores del VAN correspondiente a cada pozo de estudio.....	92
Tabla 37: Valores de la TIR correspondiente a cada pozo de estudio.	93
Tabla 38: Valores de la Relación Costo-Beneficio correspondiente Al pozo PKSC-17 Y PKSC-18	93
Tabla 39: Valores de PRC (periodo de recuperación de capital) correspondiente al pozo PKSC17 RESP	94
Tabla 40: Valores de PRC (periodo de recuperación de capital) correspondiente al pozo PKSC18 RESP	94
Tabla 41: Resultados Flujo de efectivo PKSC 17 BH	95
Tabla 42: Resultados Flujo de efectivo PKSC 17 RESP	96
Tabla 43: Resultados Flujo de efectivo PKSC 18 RESP	97
Tabla 44: Posibles escenarios de un análisis de sensibilidad.....	98
Tabla 45: Flujo de efectivo aplicando el análisis de sensibilidad PKSC18 RESP..	99
Tabla 46: Flujo de efectivo aplicando el análisis de sensibilidad PKSC17 RESP..	100
Tabla 47: Detalle económico del Wokover en el pozo PKSC17.	108
Tabla 48: Evaluación económica de la MTU mensual en el pozo PKSC17	109
Tabla 49: Evaluación económica de la MTU mensual en el pozo PKSC18.....	110
Tabla 50: Inversión por cambio de Bomba.....	111

INTRODUCCIÓN

Petroamazonas EP se encuentra ubicada en la provincia de Sucumbíos, región amazónica del Cantón Shushufindi de la parroquia Limoncocha, como empresa opera algunos bloques, entre ellos, está el bloque 15 o campo Indillana.

El Activo Indillana lo comprenden las estaciones de CPF (central de facilidades de producción), Limoncocha y Yuca 9 (Paka Sur C, corresponden 3 pozos 1 con BES y 2 con MTU). El bloque cuenta con 12 campos, éstos son: Indillana, Limoncocha, Paka Norte, Paka Sur, Paka Sur C, Palmar Oeste, Palmeras Norte, Quinde, Tuich, Yanaquincha Este, Yanaquincha Norte, Yanaquincha Oeste.

La producción, promedio total del bloque 15 o activo Indillana, es de 21.000(BPPD) barriles de petróleo por día, con 186.866 (BDAP) barriles de agua por día. Con un grado Api promedio de 21.1 y un BSW promedio de 82.2%, el promedio del total de gas es de 5.289 MSCF al día, se utiliza 2.255 de gas para generación de motores, además, se quema aproximadamente 2.314 MSCF de gas por día.

El activo Indillana tiene un total de 135 pozos operativos con 17 pozos inyectores, todas las locaciones donde se encuentran ubicados los pozos son analizados y manejados desde la central de facilidades de producción por diferentes áreas como: Ingeniería, Operaciones, levantamiento artificial, producción, laboratorio de petróleo, seguridad física, Ambiental, administración, así como, también, consta de partes deportivas y médica, entre otros.

Las locaciones del Campo Indillana son operadas, también, por empresas privadas, cabe recalcar que, Petroamazonas EP cuenta con 2 Company Man que son los encargados de manejar la parte de workover (Reacondicionamiento) en los pozos.

La empresa, actualmente, está perforando pozos con contratistas privadas que son las responsables del cumplimiento de la producción, siendo así, de suma importancia para la meta que, como campo se debe producir, diariamente, para el Estado.

CAPÍTULO I

1. MARCO CONTEXTUAL DE LA INVESTIGACIÓN

Los métodos de un sistema de levantamiento artificial juegan un papel muy importante, en cuanto, a la producción de crudo que se genera, en este caso, sea Hidráulico o mecánico dependerá de parámetros, costos y tiempo de duración para realizar su respectiva elección.

Para realizar un estudio de una nueva tecnología que ayude a aumentar la producción de crudo, se debe tomar en cuenta la evaluación de los pozos, de acuerdo, con sus características e historiales, así como las ventajas, desventajas, costos y factibilidad en la operación. En los Sistemas de Levantamiento Artificial Convencional es importante, tomar en cuenta, los diferentes problemas que, normalmente, ocurren o se presentan en los pozos tales como: el desgaste del sistema de varillaje en subsuelo y superficie, la instalación en pozos desviados, bloqueos por gas y sólidos, entre otros.

1.1 Antecedentes

En el año 2005, en Ucrania se presentó el sistema de levantamiento artificial de bombeo mecánico electrosumergible. En el año 2010, se empezó a usar en Canadá, China y Estados Unidos con un promedio de 1100 bombas aproximadamente, teniendo un promedio de rendimiento bajo.

En el 2016, luego de identificar estas fallas comunes como empalmes de cable eléctricos, fallas de bomba mecánica, problemas con el controlador y el motor, se realizan mejoras en el sistema del equipo dando solución a cada problema, para obtener así un rendimiento alto.

En el año 2017, llegó a Ecuador por medio de la empresa Loxodonta el sistema de levantamiento artificial de bombeo mecánico electrosumergible como una nueva tecnología que ayudará con el aumento de la tasa producida y disminución de costos operativos, aún no se aplica en ningún campo petrolero del Ecuador, sin embargo, los estudios se están realizando para la aplicación de ésta en los diferentes sectores petroleros.

1.2 Planteamiento del problema

La producción de crudo se basa en la explotación de los yacimientos en los pozos, por tal motivo, es necesario, buscar el mejor método de producción que resulte óptimo para obtener mayor beneficio económico a menores costos operacionales.

Un pozo se inicia produciendo por flujo natural, luego se busca un método de levantamiento artificial que continúe con la producción, tanto en recuperación secundaria como mejorada, para esto es necesario, que se consideren muchos factores como el consumo de energía, alta calidad de las herramientas y costos en general, muchos de los pozos tienden a tener problemas, razón que se atribuye al cambio de las condiciones iniciales de los equipos y del yacimiento, ocasionando pérdidas de producción con tiempos no productivos influenciados, directamente, por restricciones en la entrada de las bombas, bloqueos por bajo nivel del fluido o presencia de gas, entre otras razones técnicas, las mismas que a falta de planificación y control de procesos operacionales, son de preocupación económica para la empresa.

En la industria petrolera del Ecuador, se han usado sistemas de levantamiento artificial convencionales por siglos. En el bloque 15 o Activo Indillana el 85% de los pozos utilizan como levantamiento artificial el sistema BES (bombeo electrosumergible). En el Activo, existe una locación conocida PAKA SUR C correspondientes a los pozos PKSC-017TP y PKSC-018TP con unidades de MTU (Mobile test Unit) y bombeo hidráulico operado por Sertepec, este sistema genera un alto costo, considerando que estos pozos tienen una producción promedio entre 210-370 barriles de crudo por día, se propone tomar como prueba estos dos pozos con sistema innovador de levantamiento artificial que cambie el bombeo hidráulico por bombeo mecánico electrosumergible.

1.3 Justificación

Mediante, los estudios técnicos que se han realizado en levantamiento artificial se ha visto la necesidad de implementar nueva tecnología que permita obtener una mayor producción con un menor costo de operación, además de reducir problemas recurrentes de diseño y operación en los Sistemas de Levantamiento Artificial Convencionales, tales como: el desgaste del sistema de varillaje en subsuelo y superficie, la instalación en pozos desviados, bloqueos por gas y sólidos, entre otros.

El Bombeo Mecánico Electrosumergible es un nuevo sistema innovador para la producción de petróleo, que cumple con las características a favor antes mencionada, cabe recalcar que, aún no se aplica en ningún pozo del Ecuador. Sin embargo, es sumamente importante, analizar y corregir las posibles fallas presentes en el tipo de Levantamiento Artificial instalado en los pozos operados por Petroamazonas EP siendo fuente de desarrollo en la economía del País.

De haber un resultado positivo en el aspecto técnico-económico, la producción de petróleo permitirá el aumento en la rentabilidad económica de las operaciones, siendo beneficiarios directos: la empresa pública Petroamazonas EP y por consiguiente, el Estado Ecuatoriano. Para Petroamazonas EP será un estudio

novedoso que permitirá distintos análisis y puntos de vista para mejoras en los Sistemas de Levantamiento Artificial.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo General

Determinar la factibilidad técnica-económica para el cambio de sistema en levantamiento artificial de bombeo hidráulico a bombeo mecánico electrosumergible como sistema innovador en la locación PAKA SUR C de los pozos con MTU del activo Indillana en Petroamazonas EP.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Realizar una matriz de recopilación de datos de los pozos seleccionados.
- Detallar la función del sistema Bombeo Mecánico Electrosumergible.
- Indicar los parámetros para la selección de diseño del nuevo Sistema de Levantamiento Artificial.
- Desarrollar información comparativa entre la unidad MTU como bombeo hidráulico y el nuevo método de levantamiento artificial (Bombeo Mecánico Electrosumergible).
- Determinar la rentabilidad económica del Sistema de Levantamiento Artificial actual y el propuesto.
- Realizar un análisis de los diferentes softwares utilizados en este estudio de factibilidad.

1.5 Hipótesis de trabajo

Mediante, el estudio de factibilidad técnico económico, se pretende analizar los resultados para demostrar si este nuevo sistema de levantamiento artificial correspondiente al Bombeo Mecánico Electrosumergible se puede implementar para sustitución de las MTU de los pozos de la locación de Paka Sur C de Petroamazonas EP

La correcta predicción de la presión de poro y fractura antes de la perforación de pozos ayuda a prevenir problemas, durante la perforación y a disminuir los tiempos no productivos.

1.6 Metodología general

El estudio que se plantea es de investigación Analítica, descriptiva y comparativa; parte de los problemas que se dan en la industria petrolera es la declinación de la producción de los pozos petroleros, sin embargo, se tomarán datos reales que facilitará la empresa de Petroamazonas EP para las respectivas simulaciones con la aplicabilidad de los softwares que nos ayudarán a conocer la factibilidad de ésta.

Para el desarrollo de este proyecto, se plantea el uso de la metodología investigativa, basada en la revisión bibliográfica, lectura y análisis de artículos de carácter científico, recopilación de datos de campo relacionados con el problema que se quiere solucionar.

1.6.1 Metodología de la investigación

Los métodos de investigación utilizados son los siguientes:

1.6.1.1 Método General

- Método Inductivo (Desarrollo de una metodología, mediante, la recopilación de datos).
- Método de Análisis (Registros de pozos y litología de las formaciones)
- Método de Síntesis (Curvas de producción obtenidas, verificación de resultados, mediante, Software)

1.6.1.2 Modalidad

- Descriptiva

1.6.1.3 Técnicas

- Simulaciones en softwares (Empresas de: Sertecpet, Loxodonta y PAM)
- Manejo de software (consultas)
- Costos de herramientas (workover, BH, RESP)

1.6.1.4 Materiales o recursos

- Internet
- Artículos
- Libros
- Manuales
- Información de la empresa Petroamazonas EP

CAPÍTULO II

2. CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DEL CAMPO INDILLANA – BLOQUE 15 DE PETROAMAZONAS EP

2.1 Generalidades del Campo

Petroamazonas EP es una empresa que opera muchos campos en el Oriente ecuatoriano, principalmente, en la provincia de Orellana y Sucumbíos, en este caso, el campo de estudios se encuentra en el bloque 15, correspondiente al campo Indillana, éste consta de 2 estaciones la de CPF (central de facilidades de producción) que es la más grande del campo, en general, y la estación de Limoncocha que se la conoce como una mini estación. La producción promedio total del activo es de aproximadamente, 21.000 BPPD, recalcando que, mediante, un convenio Petroamazonas EP envía a Repsol 5.000 barriles por día de crudo mediante, una tubería que pasa, cerca de la vía Limoncocha.

A continuación, se detallan los campos del bloque 15 o activo con su número de pozos.

Campos en Producción	Número de Pozos
Indillana	24
Limoncocha	28
Paka Norte	11
Paka Sur	9
Paka Sur C	3
Palmar Oeste	8
Palmeras Norte	9
Quinde	2
Tuich	1
Yanaquincha Este	16
Yanaquincha Norte	6
Yanaquincha Oeste	18

Tabla 1: Número de pozos de cada locación del Campo Indillana

Fuente: Petroamazonas EP

2.2 Antecedentes históricos del Campo

El bloque 15 era operado, completamente, por Petroecuador y la compañía Occidental Exploration and production company (Oxy-OEPC) hasta la caducidad del contrato en el 2006.

El 14 de abril del 2010 se creó Petroamazonas EP considerando que el 80% de sus accionistas eran de Petroecuador y el 20% de Petroproducción. (Decreto 314 de la Contraloría General del Estado). (ESTADO, 2013)

Petroamazonas EP asume la gestión y operación de exploración y explotación de las áreas y campos: Bloque 15, Edén, Yuturi y Limoncocha, Pacay, Quilla, Aguajal, Pañacocha, Paka Norte, Paka Sur, así como los bloques, áreas y/o campos que se sean asignados por el Ministerio del Ramo, por medio, de la Secretaría de Hidrocarburos. (PETROAMAZONAS P. P., 2015)

En el año 2012, hubo una división de áreas por bloques en el que Edén y Yuturi formaron parte del bloque 12.

En Junio del año 2016 la producción del bloque 15 decayó hasta noviembre del mismo año que recuperó su producción con 100.000 barriles diarios de crudo, el 70% de la producción salió del campo Edén Yuturi y el 30% de Limoncocha, Yanaquincha, Indillana, Paka Norte y Paka Sur. Todos integran el bloque 15. (UNIVERSO, 2006)

Durante 20 años que operó Oxy, las áreas de Indillana y Yanaquincha fueron sus grandes descubrimientos, pero no sucedió lo mismo con Limoncocha y Edén-Yuturi ya que éstos son campos unificados con Petroecuador.

Actualmente, la producción del bloque 15 ha decaído de una manera drástica, sin embargo, estos valores aún son de gran aporte al Estado Ecuatoriano, produciendo 21.000 barriles diarios de crudo.

2.3 Ubicación del área de estudio

El campo Indillana o Bloque 15 perteneciente a Petroamazonas EP está ubicada en las provincias de Sucumbíos y Orellana; la central de facilidades de producción conocida como CPF está ubicada en la provincia de Orellana; el campo de estudio a considerarse es la locación PAKA SUR C, éste se encuentra entre PAKA SUR A/B pasando el río Napo, el bloque 15 comprende una extensión de área de 200 000 hectáreas, aproximadamente. A continuación, se muestra en la figura.1 las locaciones correspondientes al campo y el mapa general del bloque.

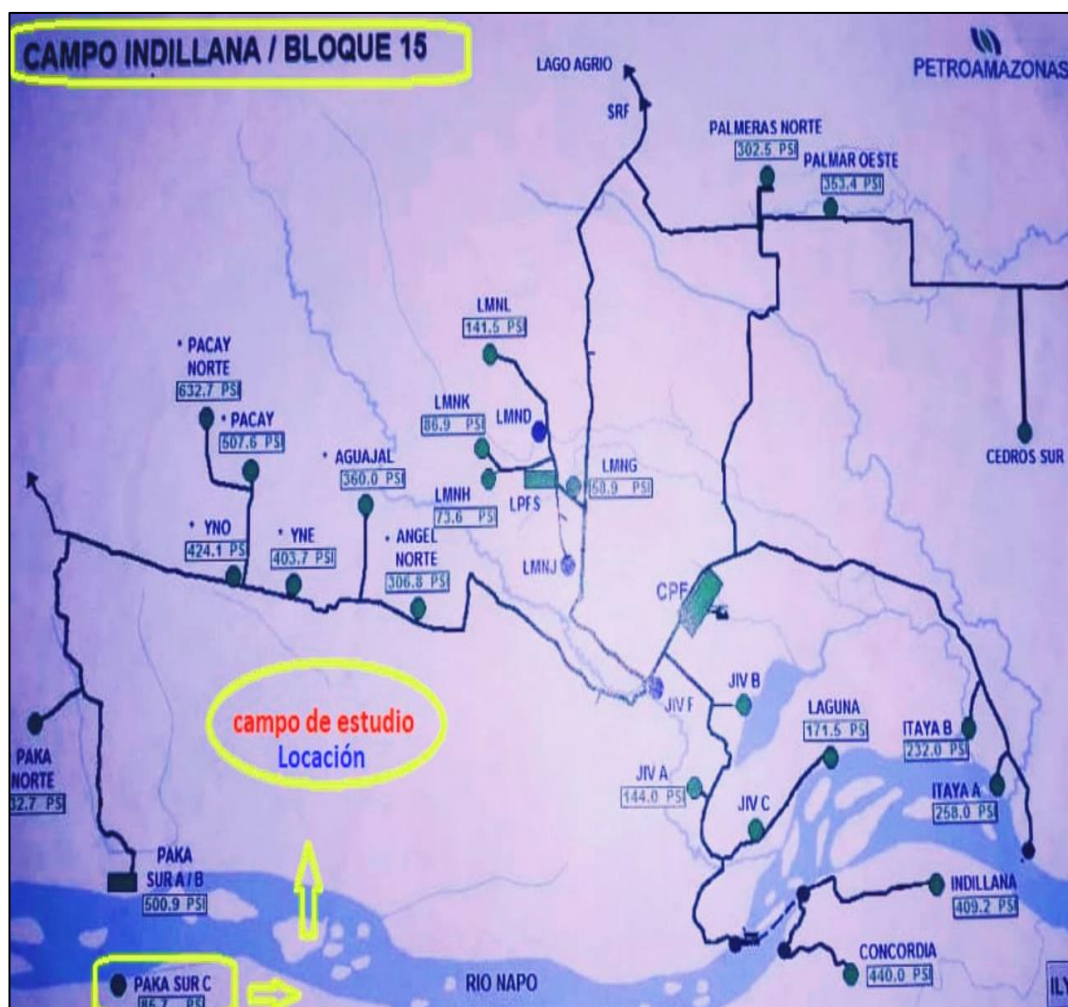


Ilustración 1: Mapa del campo Indillana/Bloque 15

Fuente: Petroamazonas EP

Distribución de locaciones y estado de cada pozo del bloque 15

Pad	N°	Pozo	Estación	Arena	Estado
Indillana	1	INDA-002	Indillana	Tp	Run
	2	INDA-003HS1UI	Indillana	Hs1ui	Para wo
	3	INDA-004UI	Indillana	Ui	Para wo
	4	INDA-006	Indillana	Tp	Run
	5	INDA-007	Indillana	Tp	Run
	6	INDA-005HP	Indillana	Hp	Run
	7	INDA-012	Indillana	Ui +tp + h	Run
	8	INDA-013	Indillana	Ui	Run

9	INDA-014HP	Indillana	Hp	Para wo
10	INDA-015	Indillana	Tp	Run
11	INDA-016HP+TP	Indillana	Hp+tp	Para wo
12	ITYA-001HS1UI	Itaya A	Ui	Run
13	ITYA-002UI	Itaya A	Ui	Run
14	ITYA-003 UI	Itaya A	Ui	Run
15	ITYA-004UI	Itaya A	Ui	Para wo
16	ITYA-005HS2UI	Itaya A	Hs2ui	Para wo
17	ITYB-006UI	Itaya B	Ui	Para wo
18	ITYB-007	Itaya B	Tp	Run
19	ITYB-008UI	Itaya B	Ui	Para wo
20	ITYA-009 UI	Itaya A	Ui	Run
21	ITYB-010UI	Itaya B	Ui	Para wo
22	ITYB-012UI	Itaya B	Ui	Para wo
23	ITYB-013UI	Itaya B	Ui	Para wo
24	ITYB-012	Itaya B	Ui	Run
25	JVNA-001UI	Jivino A	Ui	Run
26	JVNA-002TP+UI	Jivino A	Tp+ui	Para wo
27	JVNA-007HS	Jivino A	Hs	Run
28	JVNA-012R1S1	Jivino A	R1s1	Run
29	JVNA-016TS	Jivino A	Ts	Run
30	JVNA-017UI	Jivino A	Ui	Para wo
31	JVNA-018TS	Jivino A	Ts	Punta libre

	32	JVNA 019	Jivino A	Ui	Run
	33	JVNC-004HP	Jivino C	Hp	Para wo
	34	JVNE-013UI	Jivino E	Ui	Para wo
	35	JVNE-020UI	Jivino E	Ui	Para wo
	36	JVNE-020TP	Jivino E	Tp	Para wo
	37	JVNE-022	Jivino E	Ui	Run
	38	LGNA-001TP	Laguna	Tp	Para wo
	39	LGNA-003UI	Laguna	Ui	Para wo
	40	LGNA-004UI	Laguna	Ui	Para wo
	41	LGNA-008UI	Laguna	Ui	Run
	42	LGNA-011UI	Laguna	Ui	Para wo
	43	LGNA-012	Laguna	Ui	Run
	44	LGNA-013UM	Laguna	Um	Run
	45	LGNA-014TP+UI	Laguna	Tp+ui	Para wo
	46	CNCA-002TP	Indillana	Tp	Run
	47	CNCA-005HS	Indillana	Hs	Run
	48	NAPO-001TP	Laguna	Tp	Para wo
	49	NAPO-002TP	Laguna	Tp	Para wo
	Limoncocha	50	LMNA-001TP	Limoncocha	Tp
51		LMNB-002AR1UI	Limoncocha 02	Aer1ui	Run
52		LMNB-057UI	Limoncocha 02	Ui	Run
53		LMNB-058HUI	Limoncocha 02	Ui	Para wo
54		LMNB-059TS	Limoncocha 02	Ts	Para wo
55		LMNC-003TS+TP	Limoncocha 03	Tp-ts	Run

56	LMND-015 TP	Limoncocha 04	Tp	Para wo
57	LMND-011UI	Limoncocha 04	Ui	Para wo
58	LMND-012TP	Limoncocha 04	Tp	Para wo
59	LMND-013UI	Limoncocha 04	Ui	Run
60	LMNE-005S1UM	Limoncocha	Um	Para wo
61	LMNF-006UI	Limoncocha 06	Ui	Run
62	LMNG-007UI	Limoncocha 07	Ui	Run
63	LMNG-036UI	Limoncocha 07	Ui	Para wo
64	LMNG-043UI+TS	Limoncocha 07	Ui+ts	Para wo
65	LMNG-044UI	Limoncocha 07	Ui	Run
66	LMNG-051HUI	Limoncocha 07	Hui	Run
67	LMNG-052UI	Limoncocha 07	Ui	Run
68	LMNG-053HS1UI	Limoncocha 07	Hs1-ui	Run
69	LMNG-054	Limoncocha 07	Ui	Punta libre
70	LMNH-008UI	Limoncocha 08	Ui	Run
71	LMNH-016TP	Limoncocha 08	Tp	Para wo
72	LMNH-018TP	Limoncocha 08	Tp	Para wo
73	LMNH-020R1UI	Limoncocha 08	R1-ui	Run
74	LMNH-033UI	Limoncocha 09	Ui	Punta libre
75	LMNH-034	Limoncocha 08	Ui+tp	Run
76	LMNH-037UI	Limoncocha 08	Ui	Run
77	LMNH-039TP	Limoncocha 08	Tp	Para wo
78	LMNH-040UI	Limoncocha 08	Ui	Para wo

79	LMNH-042	Limoncocha 09	Tp	Run
80	LMNH-060HR1UI	Limoncocha 08	Hr1ui	Punta libre
81	LMNH-061UI	Limoncocha 08	Ui	Para wo
82	LMNH-062UI	Limoncocha 08	Ui	Run
83	LMNI-009S1UI	Limoncocha 09	Ui	Para wo
84	LMNK-021TP	Yamanunka 01	Tp	Para wo
85	LMNK-024TP	Yamanunka 01	Tp	Para wo
86	LMNK-031UI	Yamanunka 01	Ui	Run
87	LMNK-032TP	Yamanunca 1	Tp	Run
88	LMNK-038S1UI	Yamanunka 1	Ui	Punta libre
89	LMNK-041	Yamanunka 01	Ui	Run
90	LMNK-045UI	Yamanunka 1	Ui	Run
91	LMNK-046UI	Yamanunka 1	Ui	Para wo
92	LMNK-048TP	Yamanunca 1	Tp	Run
93	LMNL-023	Yamanunka 2	Ui	Punta libre
94	LMNL-026UI	Yamanunca 2	Ui	Run
95	LMNL-027	Yamanunka 2	Ui	Punta libre
96	LMNL-028	Yamanunca 2	Ui	Run
97	LMNL-029 UI	Yamanunka 2	Ui	Para wo
98	LMNL-30UI	Yamanunka 2	Ui	Run
99	LMNL 055	Yamanunca 2	Ui	Run
100	LMNL-056 UI	Yamanunca 2	Ui	Run
101	LMNL-035TP	Yamanunka 2	Tp	Para wo

Paka Norte	102	PKNA-001UI	Paka Norte	Ui	Para wo
	103	PKNA-003UI	Paka Norte	Ui	Run
	104	PKNA-004TP	Paka Norte	Tp	Para wo
	105	PKNA-005UI	Paka Norte	Ui	Para wo
	106	PKNA-006	Paka Norte	Ui	Run
	107	PKNA-007UI	Paka Norte	Ui	Punta libre
	108	PKNA-008	Paka Norte	Ui	Run
	109	PKNA-009 UI	Paka Norte	Ui	Run
	110	PKNA-010 TP+UI	Paka Norte	Tp	Run
	111	PKNA-011UI	Paka Norte	Ui	Run
	112	PKNA-012TS	Pacay Norte	Ts	Para wo
	113	PKNA-013UI	Paka Norte	Ui	Run
	114	PKNA-014TP	Paka Norte	Tp	Run
	115	PKNA-014UI	Paka Norte	Ui	Para wo
	116	PKNA-015UI	Paka Norte	Ui	Run
	117	PKNA-017TP	Paka Norte	Tp	Run
	118	PKNA 018	Paka Norte	Tp	Run
	119	PKNA-016HS1UI	Paka Norte	Hs lui	Run
	Paka Sur	120	PKSA-001HP	Paka Sur	Hp
121		PKSA-002TP	Paka Sur	Tp	Run
122		PKSA-003UI	Paka Sur	Ui	Para wo
123		PKSA-004UI	Paka Sur	Ui	Punta libre
124		PKSA-005UI	Paka Sur	Ui	Punta libre
125		PKSA-007TP	Paka Sur	Tp	Run

	126	PKSB-009UI	Paka Sur B	Ui	Run
	127	PKSB-010TP	Paka Sur	Tp	Punta libre
	128	PKSB 011TP	Paka Sur B	Tp+ ui	Run
	129	PKSB-012UI	Paka Sur	Ui	Run
	130	PKSA 15TP	Paka Sur A	Tp	Run
	131	PKSB-019UI+TP	Paka Sur	Ui	Run
	132	PKSB-020UI	Paka Sur	Ui	Run
	133	PKSC-016UI	Yuca 09	Ui	Run
	134	PKSC-017UI	Yuca 09	Ui	Punta libre
	135	PKSC-018UI	Yuca 09	Ui	Punta libre
	136	PKSB-014UI	Paka Sur B	Ui	Para wo
Palmeras Norte	137	PLNA-004	Palmeras Norte	Ui	Run
	138	PLNA-005UI	Palmeras Norte	Ui	Para wo
	139	PLNA-006UM	Palmeras Norte	Um	Run
	140	PLNA 007	Palmeras Norte	Ui	Run
	141	PLNA-009UI	Palmeras Norte	Ui	Run
	142	PLNA-010UI	Palmeras Norte	Ui	Run
	143	PLNA-012UI	Palmeras Norte	Ui	Run
	144	PLNA 011UI	Palmeras Norte	Ui	Para wo
	145	PLNA-013UI	Palmeras Norte	Ui	Run
	146	PLOA-002UM	Palmar Oeste	Um	Para wo
Palmar Oeste	147	PLOA-001	Palmar Oeste	Ui+ts	Run
	148	PLNA-002UI	Palmar Oeste	Ui	Run
	149	PLNA-003UI	Palmeras Norte	Ui	Run

	150	PLOA-003A UM	Palmar Oeste	Um	Run
	151	PLOA-004UM	Palmar Oeste	Um	Run
	152	PLOA-005UM	Palmar Oeste	Um	Run
	153	PLOA-006S1UM	Palmar Oeste	S1-um	Run
	154	PLOA-007UM	Palmar Oeste	Um	Para wo
	155	PLOA-008UI	Palmar Oeste	Ui	Run
	156	PLOA-009UI	Palmar Oeste	Ui	Run
C.sur	157	QNDA-002US	Cedros Sur	Us	Run
	158	QNDA-001UM	Cedros Sur	Us	Run
	159	QNDA-004 S2TP	Cedros Sur	Tp	Punta libre
Sta Elena	160	TCHA-001TS	Santa Elena	Ts	Run
	161	TCHA-002TS	Santa Elena	Ts	Para wo
	162	TCHA-003TS	Santa Elena	Ts	Para wo
Yanaquincha	163	YNEA-001	Yanaquincha Este	Tp	Run
	164	YNEA-002UI	Yanaquincha Este	Ui	Run
	165	YNEA-003TS	Yanaquincha Este	Ts	Para wo
	166	YNEA-004UM	Yanaquincha Este	Um	Para wo
	167	YNEA-005 UI	Yanaquincha Este	Ui	Run
	168	YNEA-006S1UI	Yanaquincha Este	Ui	Para wo
	169	YNEA-007UI	Yanaquincha Este	Ui	Para wo
	170	YNEA 008	Yanaquincha Este	Tp	Run
	171	YNEA-010	Yanaquincha Este		Para wo
	172	YNEA-016TP	Yanaquincha Este	Tp	Punta libre

173	YNEA-017TP	Yanaquincha Este	Tp	Para wo
174	YNEA-018UI	Yanaquincha Este	Ui	Run
175	YNEA-019UI	Yanaquincha Este	Ui	Para wo
176	YNEA-020	Yanaquincha Este	Ui	Run
177	YNEA-024UM	Yanaquincha Este	Um	Para wo
178	YNEA-025UI	Yanaquincha Este	Ui	Run
179	YNEA-026UI	Yanaquincha Este	Ui	Run
180	YNEA-027UI	Yanaquincha Este	Ui	Run
181	YNEA-028UM	Yanaquincha Este	Um	Run
182	YNEA-029TS	Yanaquincha Este	Ts	Para wo
183	YNEA-030UI	Yanaquincha Este	Ui	Run
184	YNEA-032UI	Yanaquincha Este	Ui	Run
185	YNEB-011HS	Aguajal	Hs	Run
186	YNEB-012UM	Aguajal	Um	Para wo
187	YNEB-013	Aguajal	Ui	Run
188	YNEB-014	Aguajal		Para wo
189	YNEB-015TP	Aguajal	Tp	Para wo
190	YNEB 021	Aguajal	Tp	Run
191	YNEB-022UI	Aguajal	Ui	Para wo
192	YNEB-023UI	Aguajal	Ui	Para wo
193	YNEC 009 S1 HS	Angel Norte	S1hs	Run
194	YNNA-001TP	Pacay	Tp	Para wo

195	YNNA-003 TP	Pacay Norte	Tp	Punta libre
196	YNNA 004	Pacay Norte	Ui	Run
197	YNNA-005 TP	Pacay Norte	Tp	Para wo
198	YNNA-006 UI	Pacay Norte	Ui	Run
199	YNNA-007 UI	Pacay Norte	Ui	Run
200	YNNA-008 UI	Pacay Norte	Ui	Run
201	YNNA- 009UI	Pacay Norte	Ui	Run
202	YNNA- 010UI	Pacay Norte	Ui	Run
203	YNOA- 001TP	Yanaquincha Oeste	Tp	Para wo
204	YNOA- 002UI+TS	Yanaquincha Oeste	Ui+ts	Run
205	YNOA- 003UI	Yanaquincha Oeste	Ui	Para wo
206	YNOA- 004UI	Yanaquincha Oeste	Ui	Para wo
207	YNOA- 006TP+UI	Yanaquincha Oeste	Tp+ui	Para wo
208	YNOA- 007UI	Yanaquincha Oeste	Ui	Run
209	YNOA- 008UI	Yanaquincha Oeste	Ui	Run
210	YNOA- 009UI	Yanaquincha Oeste	Ui	Run
211	YNOA- 013R1UI	Yanaquincha Oeste	Ui	Para wo
212	YNOA- 014UI	Yanaquincha Oeste	Ui	Run
213	YNOA- 015UI	Yanaquincha Oeste	Ui	Run
214	YNOA-025	Yanaquincha Oeste	Tp	Run
215	YNOB- 010UI	Pacay	Ui	En wo
216	YNOB- 011UI	Pacay	Ui	Run
217	YNOB-012	Pacay	Ui	Para wo

	218	YNOB-016UI	Pacay	Ui	Run
	219	YNOB-017UI	Pacay	Ui	Run
	220	YNOB-018UI	Pacay	Ui	Run
	221	YNOB-019UI	Pacay	Ui	Run
	222	YNOB-020TP	Pacay	Tp	Run
	223	YNOB-021TP	Pacay	Tp	Run
	224	YNOB 022	Pacay	Ui	Run
	225	YNOB-023UI	Pacay	Ui	Run
Tnta	226	TTKA-001UM	Tuntiak	Um	Para wo
Pyca	227	PYCA-002TS	Pañayacu	Ts	Para wo
	228	PYCA-001	Pañayacu	Tp	Para wo

Tabla 2: Distribución de las locaciones y pozos del Bloque 15

Fuente: Petroamazonas EP

2.4 Litología de las Formaciones

Las características de la litología del Campo Indillana o bloque 15 se muestran a continuación, en la tabla 3 donde se presentan las profundidades en pies (MD Y TVD) correspondientes a cada una de las formaciones.

Formación / Reservorio	MD (pies)	TVD (pies)
Chalcana Inferior	2117,20	2085,00
Orteguaza	5660,88	5417,00
Tiyuyacu	6547,81	6250,00
Tiyuyacu Conglomerado	7769,16	7396,00
Tena	8425,07	8006,00
Napo	9262,16	8766,00
Caliza M-1	9628,36	9094,00
Caliza M-2	9853,99	9301,00
Caliza A	9982,04	9420,00
Arenisca U superior	10044,05	9478,00
Arenisca U media	10086,67	9518,00
Arenisca U inferior	10148,27	9576,00
Base Arenisca U inferior	10194,85	9620,00
Caliza B	10236,02	9659,00
Arenisca T superior	10285,51	9706,00
Arenisca T principal	10409,16	9824,00
Lutita Napo inferior	10449,85	9863,00
Caliza C	10542,39	9952,00

Tabla 3: Profundidades de las formaciones del campo Indillana

Fuente: Petroamazonas EP

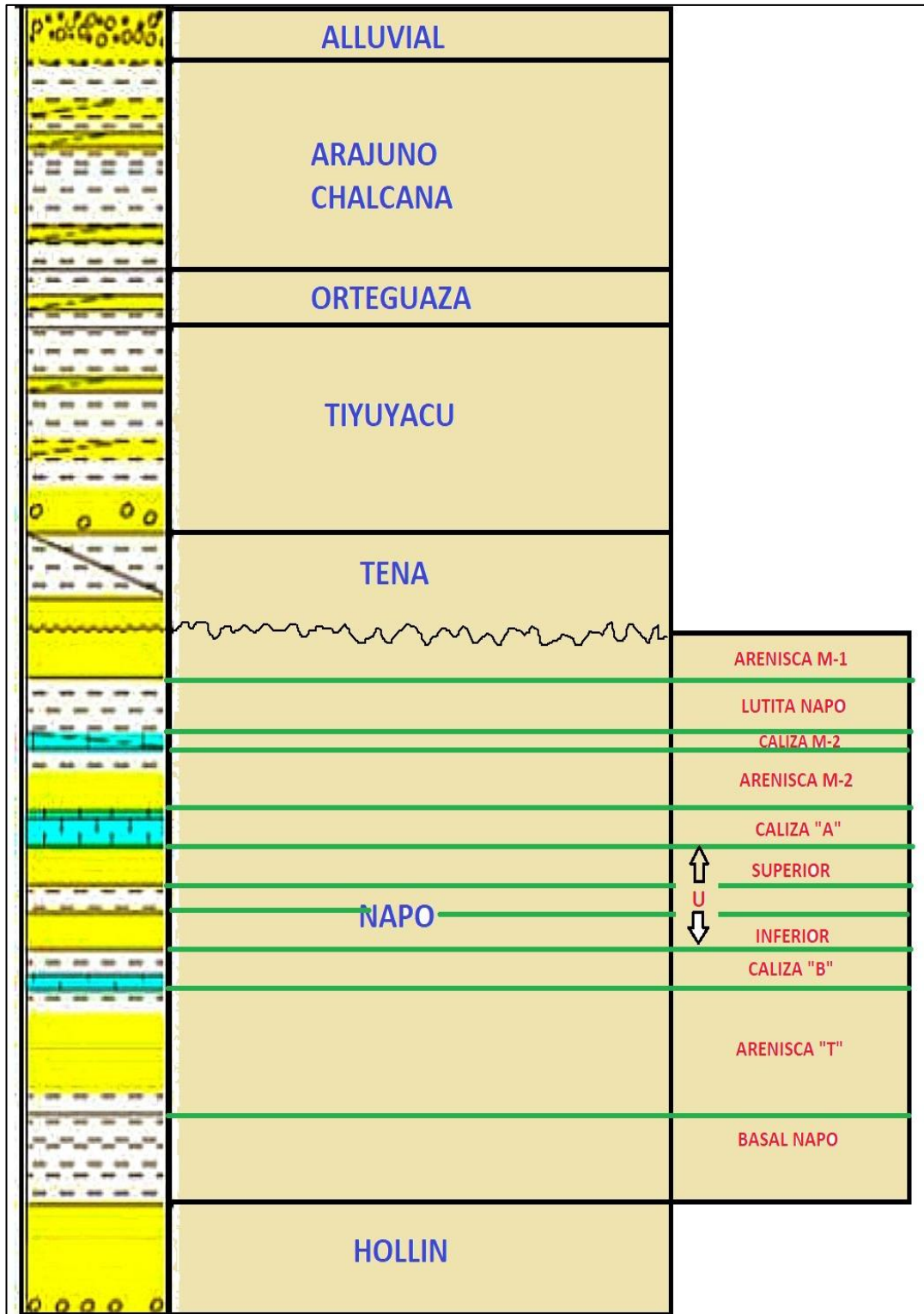


Ilustración 2: Columna estratigráfica del campo Indillana/ Bloque 15

Fuente: Petroamazonas EP

2.4.1 Característica de las formaciones del campo Indillana

Las diferentes formaciones que se presentarán, a continuación, muestran las características de cada una de las mismas.

Formación / Reservorio	Características
Chalcana Inferior	Contiene arcillolita, limolita y arenisca, carbón y anhidrita.
Orteguaza	Muestra lutita con niveles de carbón y arenisca.
Tiyuyacu	Presenta arcillolita, limolita, arenisca.
Tiyuyacu Conglomerado	Contiene arcillolita intercalada con limolita, arenisca, y conglomerado.
Tena	Muestra arcillolita, arenisca y niveles de limolita.
Napo	Presenta arenisca, caliza y lutita.
Caliza M-1	Contiene caliza con lutita.
Caliza M-2	Muestra caliza con lutita.
Caliza A	Presenta lutita intercalada con caliza.
Arenisca U superior	Contiene arenisca y lutita.
Arenisca U media	Muestra arenisca y lutita.
Arenisca U inferior	Presenta arenisca y lutita.
Base Arenisca U inferior	Contiene lutita y arenisca.
Caliza B	Muestra caliza intercalada con lutita.
Arenisca T superior	Presenta Arenisca intercalada con niveles de lutita.
Arenisca T principal	Contiene Arenisca intercalada con breves niveles de lutita.
Lutita Napo inferior	Muestra lutitas con breves líneas de caliza
Caliza C	Presenta caliza con arenisca.

Tabla 4: Características de las formaciones del campo Indillana

Fuente: Petroamazonas EP

2.5 Sistema de levantamiento artificial

Un pozo inicia su etapa de producción por flujo natural, pero esto no es suficiente para que exista una buena producción rentable de crudo, por tal motivo, es necesario, implementar un sistema de levantamiento artificial que, mediante, una fuerza o energía logre aportar una mayor producción de petróleo, la misma que se logra implementar una vez que se realicen los análisis económicos.

Los sistemas de levantamiento artificial más usados son:

- Bombeo Mecánico
- Bombeo Hidráulico
- Bombeo Electrosumergible

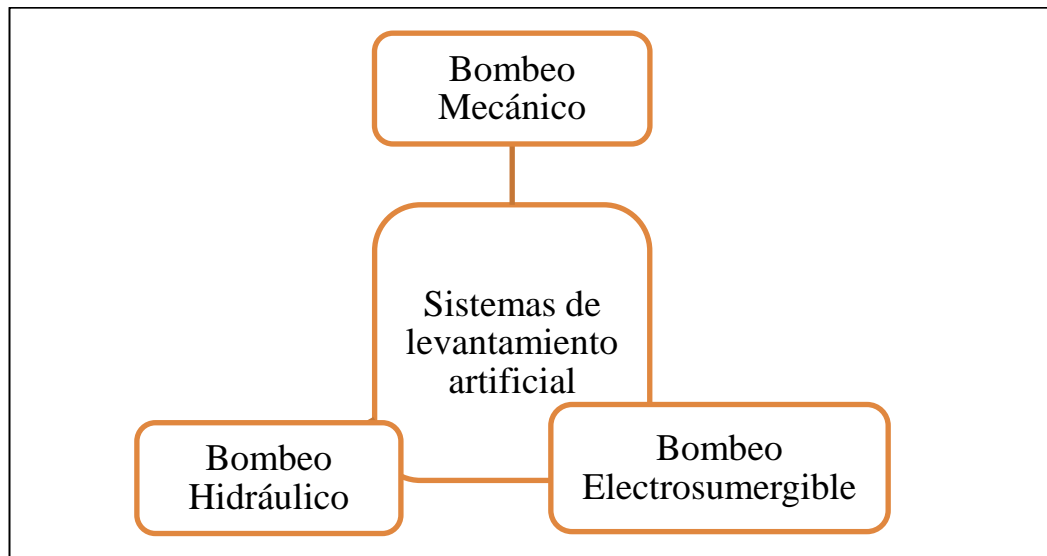


Ilustración 3: Sistemas de Levantamiento Artificial.

Fuente: Jessica López

2.5.1 Bombeo Mecánico

2.5.1.1 Principio

Se considera un sistema de levantamiento artificial muy antiguo, el cual consiste en succionar fluido, de manera recíproca, desde el fondo del pozo, mediante, una bomba que actúa como un pistón, el mismo que se encarga de levantar una columna de fluido por varillas que se encuentran dentro de la tubería de producción que proporciona energía desde la superficie.

Este método de bombeo mecánico actúa en superficie por medio, de un balancín el cual se mueve de arriba-abajo por la acción que realiza el motor, y desde el fondo el fluido asciende por la tubería de producción hasta superficie.

Componentes de un bombeo Mecánico

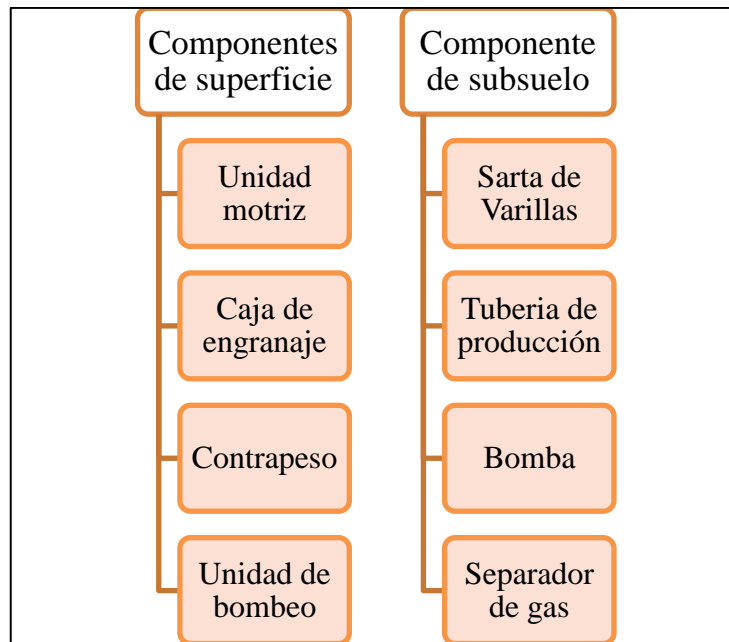


Ilustración 4: Componentes de Bombeo Mecánico

Fuente: (OBANDO, 2010)

2.5.2 Bombeo Hidráulico

2.5.2.1 Historia

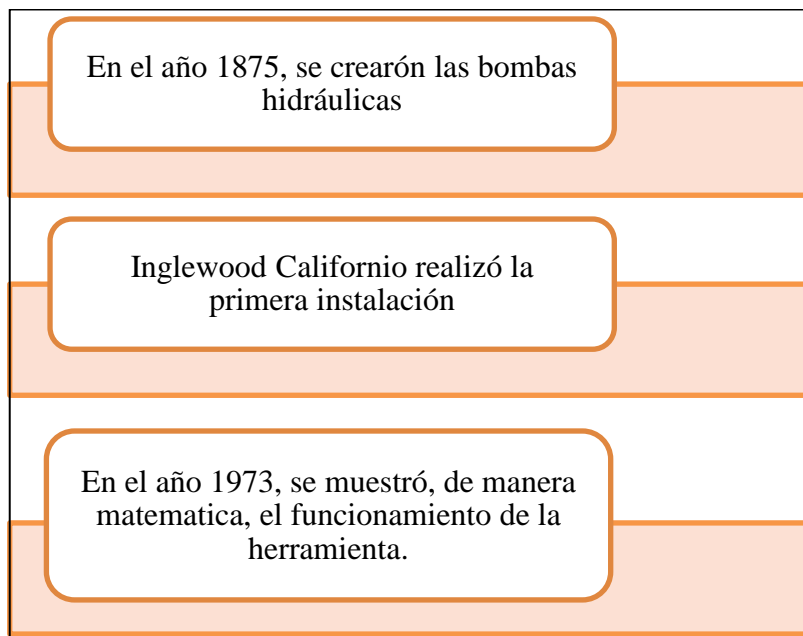


Ilustración 5: Historia de Bombeo Hidráulico

Fuente: Jessica López

2.5.2.2 Principio

Este tipo de bombeo hidráulico tiene como principio aplicativo a la “Ley de Pascal”, ésta fue creada y analizada por el francés matemático y físico Blas Pascal en 1653, la cual consiste en “La presión ejercida sobre un fluido poco compresible y en equilibrio dentro de un recipiente de paredes indeformables, se transmite con igual intensidad en todas las direcciones y en todos los puntos del fluido” (TERMODINAMICA, 2016)

El bombeo hidráulico, mediante, un equipo de bombeo en superficie permite aplicar el principio fundamental, antes mencionado, que se encarga de realizar presión al líquido o fluido que se encuentre en tubería.



Ilustración 6: Esquema de un bombeo Hidráulico y sus componentes en superficie y subsuelo

Fuente: Sertecpet

2.5.2.3 Ventajas y Desventajas De Bombeo Hidráulico

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> •En algunas ocasiones, se puede omitir la torre, en cuanto, al workover para realizar cambio en bombas hidráulicas. •Si utiliza las bombas de varillas en profundidades mayores, pueden producir grandes caudales. •Mediante, fuerza motriz toda bomba hidráulica puede llegar a ser accionada. •Mediante, la utilización o aplicación de la bomba Jet, se pueden generar volúmenes mayores y en la producción, manejar solidos 	<ul style="list-style-type: none"> •Es importante, mantener, siempre, limpio el fluido motriz para un mejor funcionamiento de las bombas hidráulicas •Se consume mayor cantidad de combustible en una bomba jet, así como la utilización de demulsificantes. •Las bombas de pistón tienen un diseño muy complejo por lo que, brindar un servicio técnico suele ser complicado. •El mantenimiento o reparación de las bombas se debe hacer en un taller donde se pueda realizar la calibración respectiva.

Ilustración 7: Ventajas y Desventajas del uso del Bombeo Hidráulico

Fuente: Sertecpet

Componentes de un bombeo Hidráulico

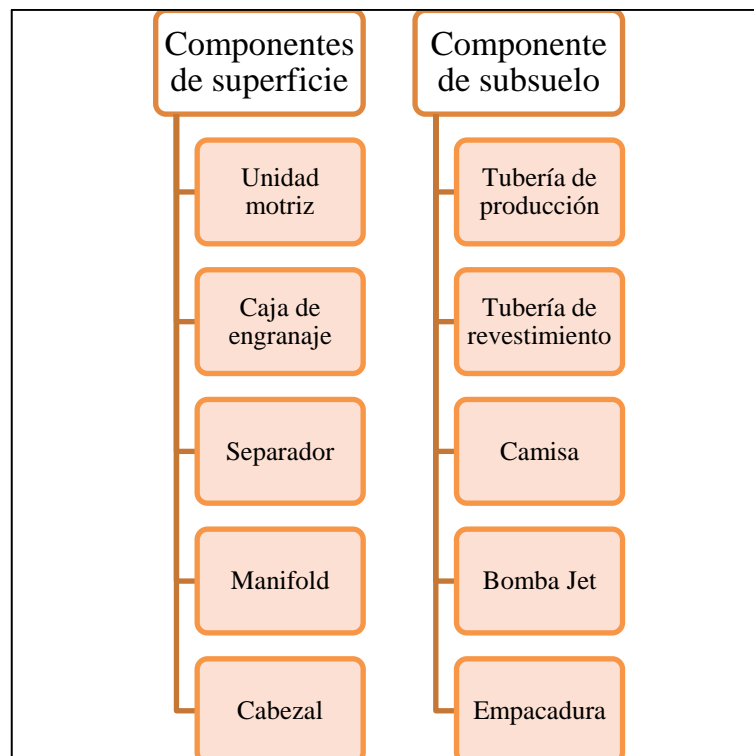


Ilustración 8: Componente de Bombeo Hidráulico

Fuente: Sertecpet

2.5.3 Bombeo hidráulico Jet

En este tipo de bombeo hidráulico, se maneja una bomba Jet la cual funciona, mediante, el efecto de “Venturi” que se caracteriza por tener boquillas y gargantas con su fluido motriz, relacionándose así con la tubería y la diferencia de presión que existe en cada extremo de ésta, considerando la velocidad con la que va el fluido.

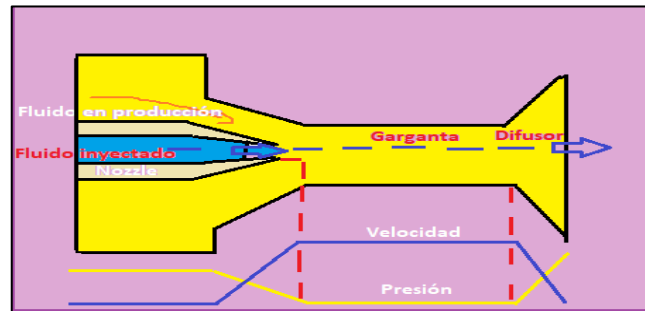


Ilustración 9: Esquema del efecto de Venturi

Fuente: Sertecpet

La bomba Convencional Jet es un tipo de bombeo hidráulico recuperable, normalmente, se aplica para que mejore o aumente la producción de crudo en los pozos, así también, para realizar pruebas Build-Up, análisis PVT, funciona, mediante, fuerza de fluido motriz con presiones elevadas.

2.5.3.1 Principales Componentes de la Bomba Jet

Difusor: permite levantar fluido, mediante, presión la cual, se procesa por un área que contiene este difusor que hace que por velocidad ejerza la presión mencionada.

Garganta: conocida como Throat contiene un área en la que se mezclan dos fluidos el que se inyecta y el fluido que produce.

Nozzle: se conoce como boquilla, es la que se encarga de soportar mayores presiones y contiene dos diámetros en sus extremos: inferior y superior, uno más grande que el otro con la finalidad de generar menores presiones aumentando la velocidad del flujo.

Espaciador: El fluido que se produce y el que se inyecta entra por este espaciador ubicado entre el nozzle y throat.

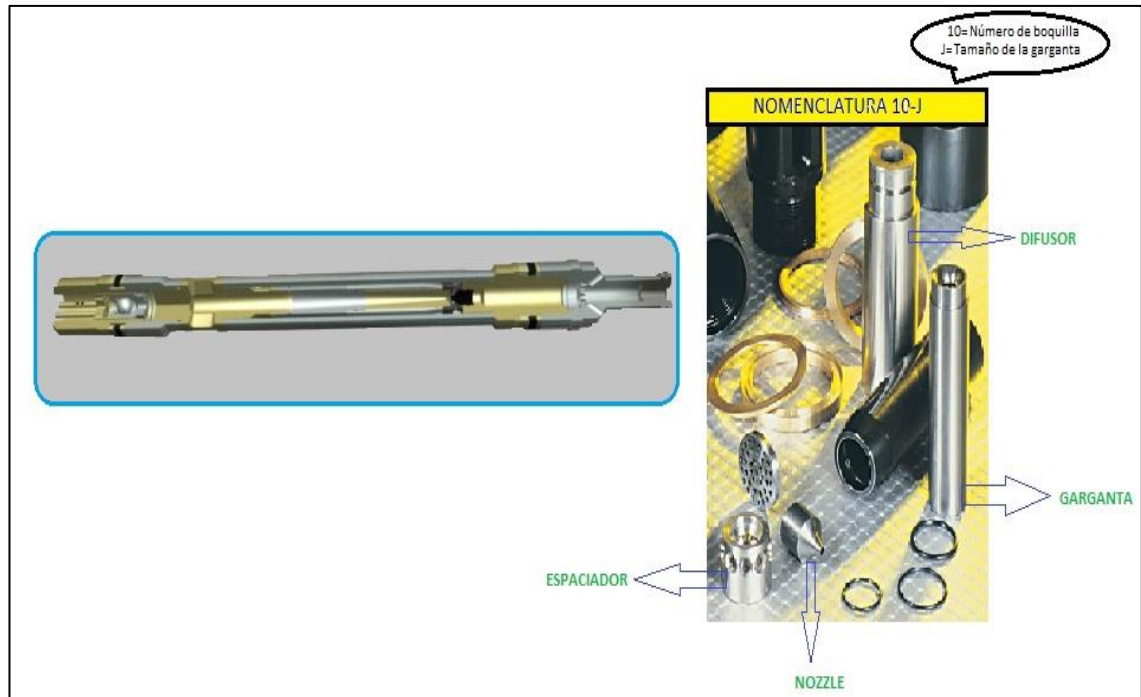


Ilustración 10: Bomba Jet y sus componentes.

Fuente: Sertecpet

2.5.4 Bombeo Electrosumergible

El sistema de bombeo electrosumergible es uno de los métodos más usados en los campos del oriente ecuatoriano conocido, usualmente, como BES sirve para aumentar la producción de crudo en pozo petroleros desplazando volúmenes con una mayor eficiencia.

2.5.4.1 Principio

El equipo BES funciona con varios componentes que van desde el subsuelo a superficie, contiene un sistema rotatorio que origina una fuerza centrífuga con etapas que contienen ejes que permiten el paso del fluido por presión.

El bombeo electrosumergible utiliza energía eléctrica, que, a su vez, se convierte en energía mecánica por su potencia generada de un motor eléctrico que se conecta por un cable de potencia que va hacia la superficie, se usa, normalmente, para manejar viscosidades y temperaturas altas.

2.5.4.2 Principales componentes de un equipo BES

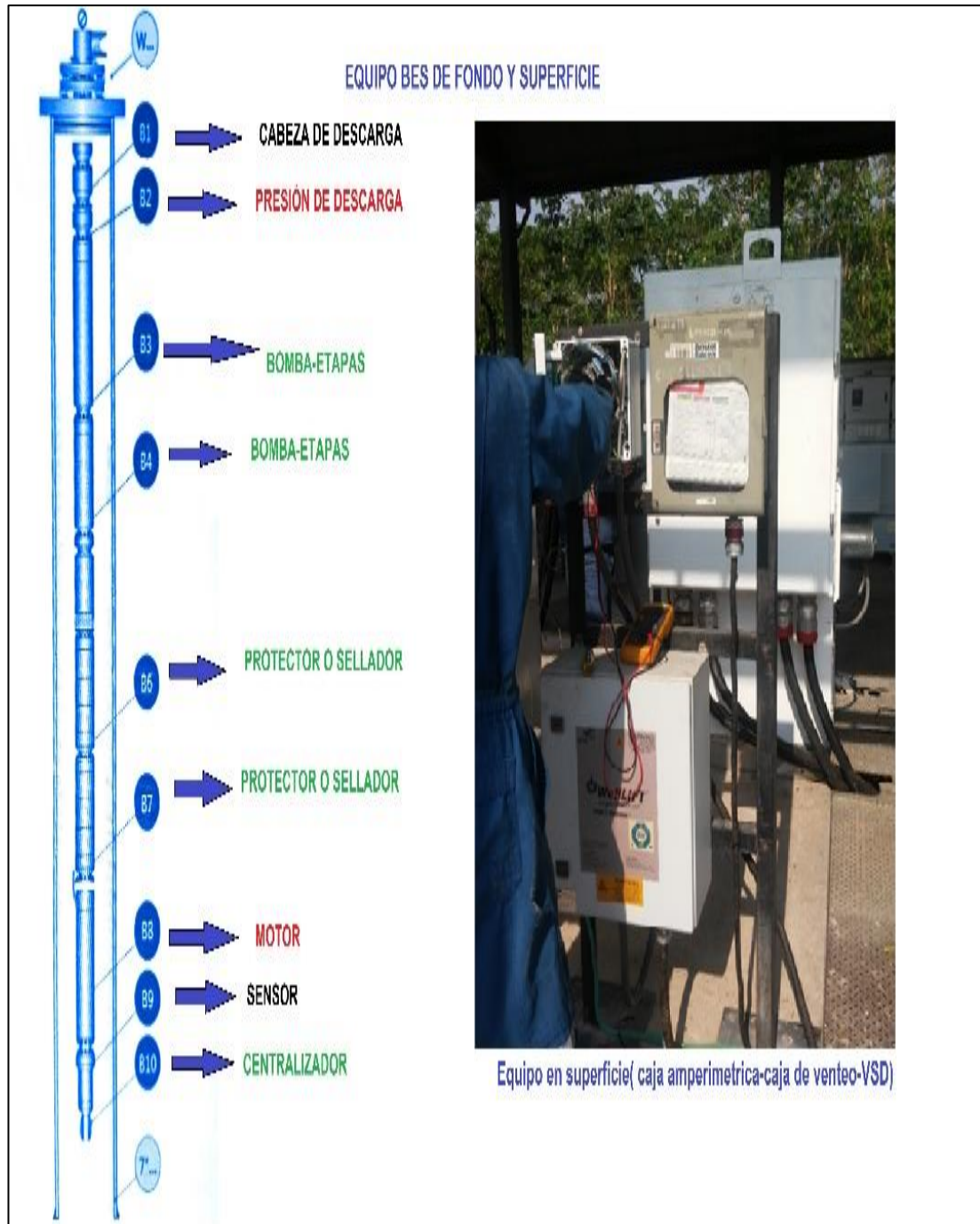


Ilustración 11: Equipo BES de fondo y superficie

Fuente: Jessica López

Componentes de BES

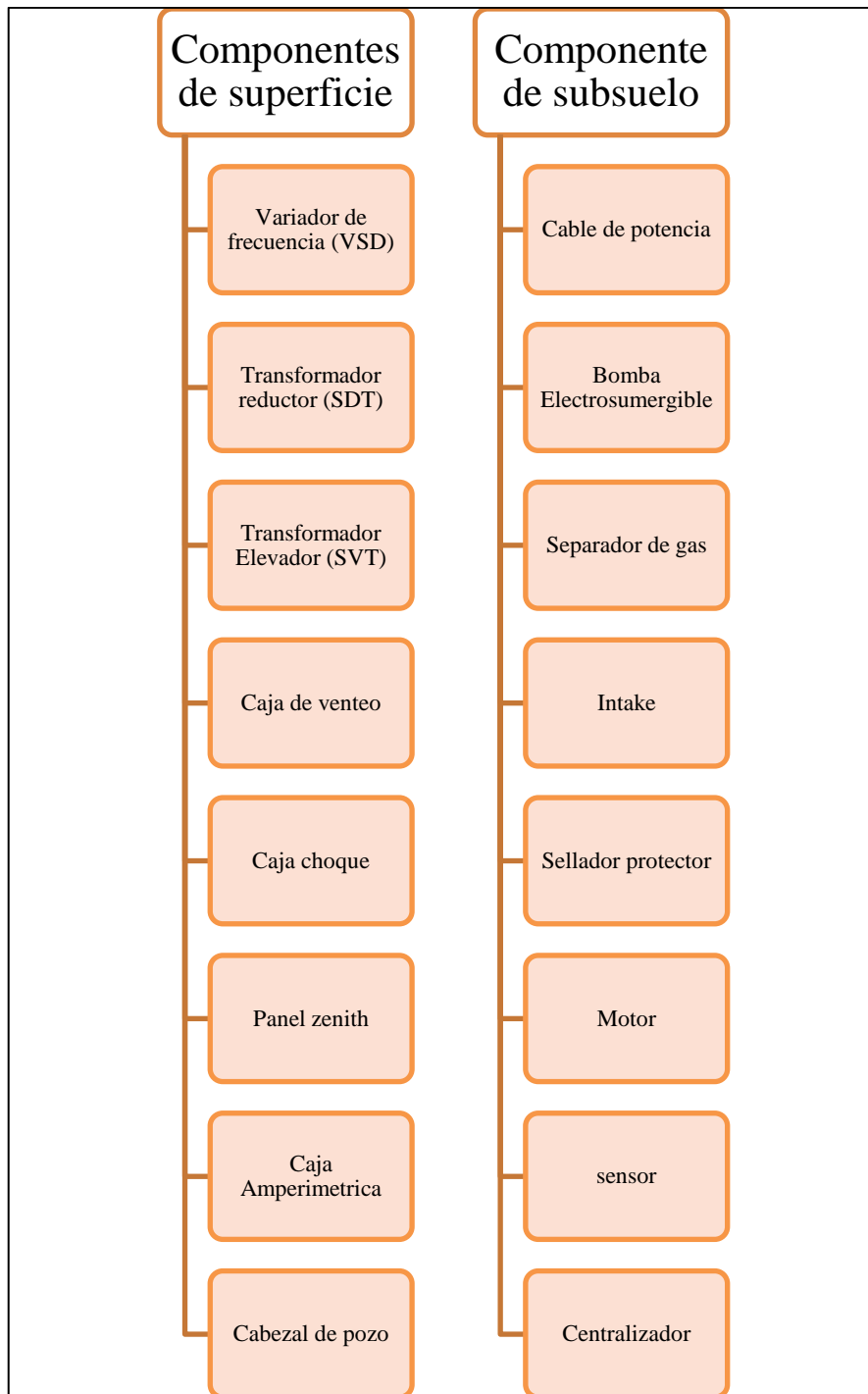


Ilustración 12: Componente de superficie y subsuelo de un equipo BES

Fuente: Jessica López

2.5.5 Comparaciones técnicas de los sistemas de Levantamiento Artificial.

Descripción	Bombeo mecánico	Bombeo Electrosumergible	Bombeo Hidráulico
Longitud de tubería	+/- 6000 ft	>6000 ft	> 6000 ft
Longitud de varillas	+/- 6000 ft	NO	NO
Bomba de fondo con partes móviles	SI	SI	NO
Desgaste mecánico de las bombas de fondo	SI	SI	NO
Tiempo de vida del equipo de fondo	+/- 1 año	+/- 2 años	+/- 1 año
Frecuencia del reemplazo de tubería	1 año	4 @ 5 años	8 @ 10 años
Número de visitas para servicio y extracción en el pozo	2 @ 3 por año	1 por año	No requiere
Línea de fluido motriz a la cabeza del pozo	NO	NO	SI
Completación Casing-Packer	NO	NO	SI
Tanque de Fluído motriz requerido	NO	NO	SI
Sistema de limpieza de Fluído motriz	NO	NO	SI
Método de corrida de la bomba de fondo	RIG	RIG	HIDRAULICO
GOR – SCF/BL	Ventilación de gas	< 2000	< 3000

Tabla 5: Comparación técnica del sistema de levantamiento artificial

Fuente: Sertecpet

CAPÍTULO III

3. UNIDAD MTU Y BOMBEO MECÁNICO ELECTROSUMERGIBLE

3.1 Unidad MTU

La unidad Movil Testing Unit (MTU) conocida como Unidad de prueba móvil es un equipo que funciona, mediante, levantamiento artificial tipo hidráulico operada en superficie que se implementa para producción y evaluación de pozos con el fin de conocer su potencial, de acuerdo, con sus parámetros.

La MTU está compuesta, de manera general, por un separador con medidor de gas, motor de alta potencia y bomba recíproca. En Sertecpet la MTU, de manera detallada, se compone de los siguientes elementos:

- Plataforma de transportación
- Motor de combustión interna Caterpillar 3406, potencia 350 HP, 1800 RPM.
- Medidor de gas
- Medidor de flujo de inyección
- Panel de control con sensores de presión y temperatura de niveles.
- Caja de velocidades Fuller 5 velocidades
- Reductor de velocidades
- Bombeo de desplazamiento positivo 300Q-5H con caudal de 4800 BFPD (Bomba quintuplex) con una máxima presión de descarga correspondiente a 5000PSI
- Manifold de Inyección y producción.
- Separador Trifásico Horizontal (Agua, Petróleo, Gas) con capacidad de 10 000 BFPD



Ilustración 13: Unidad MTU

Fuente: Jessica López

3.1.1 Principales Sistemas utilizados en la Unidad MTU

La unidad MTU destaca cinco sistemas que se describirán a continuación:

Sistema de alimentación de combustible.	<ul style="list-style-type: none">• Bomba de inyección• Filtro de combustible• Tanque de reservorio de combustible• Bomba de transferencia• Regulador
Sistema de Lubricación	<ul style="list-style-type: none">• Bomba de aceite• Tubo de succión• Filtro de aceite• Solenoide de parada• Conductos internos del motor
Sistema de admisión y escape	<ul style="list-style-type: none">• Filtro de aire• Tubo de admisión de aire• Tubo alimentador• Enfriador de aire• Silenciador de escape
Sistema de encendido	<ul style="list-style-type: none">• Alternador• Batería• Cables de batería• Amperímetro• Interruptor de arranque
Sistema de enfriamiento y refrigeración	<ul style="list-style-type: none">• Radiador• Mangueras• Bomba de agua• Regulador de temperatura

Ilustración 14: Sistemas de Unidad MTU

Fuente: Sertecpet



Ilustración 15: Datos técnicos del motor y separados en una MTU

Fuente: Jessica López

Componentes en la unidad MTU

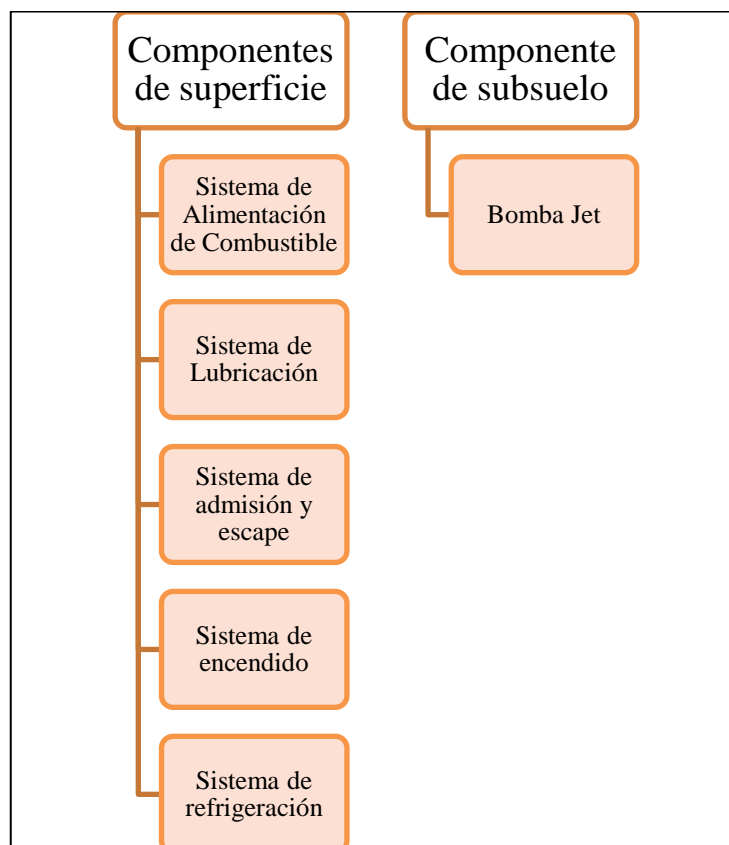


Ilustración 16: Principales componentes de una Unidad MTU en superficie y en Subsuelo

Fuente: Jessica López

3.1.2 Programa de mantenimiento en la Unidad MTU

Item	Actividades a realizarse	Frecuencia					Observación
		Diario	250 hs	1000 hs	2000 hs	3000 hs	
1	Revisión nivel de aceite	X					
2	Revisión nivel de refrigerante		x				
3	Revisión fugas/aceite/combustible/ agua/gases	X					
4	Drenar racor de combustible	X					
5	Revisión del tapón magnético del cárter		x				Ver si no existe limalla
6	Limpieza del respirador del cárter		x				
7	Cambio de aceite /filtros del motor		x				
8	Cambio de aceite quintuplex, reductor, caja veloc					x	
9	Revisión de indicador filtro de aire	X					Cambiar según deterioro
10	Revisión de bandas, tensión/ desgaste		x			xx	xx cambiar
11	Engrasado de rodamientos			x			
12	Revisar dispositivos de protección y control			x			
13	Revisión baterías, carga/bornes/acido		x				
14	Revisión de manómetros. Voltímetros, contadores	X					
15	Reajuste de líneas combustible/aceite			x			
16	Reajuste bases y soportes de motor				x		
17	Recalibración de válvulas				x		
18	Limpieza de panel de radiador						
19	Drenado de agua tanque de combustible		x				xx limpieza total tanque
20	Drenado de agua/radiador, limpieza	X				xx	
21	Cambio de mangueras/termostato de agua					xx	

22	Revisar sistema de iluminación					xx	
23	Revisar sistema de frenos de la plataforma	X					
24	Revisar/engrasar pin arrastre plataforma			x			
25	Revisar presión y desgaste de neumáticos		x				
26	Revisar estado de pasarelas y barandas			x			
27	Revisar estado de chasis y paquetes	X					cada movilización
28	Revisar estados de chaquetas cigüeñal quintuplex					x	
29	Revisar asientos, canastillas y válvulas			x			
30	Revisar válvula alivio del separador			x			
31	Revisar presión del HYDRILL			x			
32	Limpieza de mirilla a nivel/separador		x				terminar cada operación
33	Limpieza del separador			x			
34	Revisar válvulas compuerta/ esfera del separador			x			
35	Revisar Bomba Centrifuga						
36	Reajuste de bridas y manhole			x			
37	Evaluación de motor/presiones, combustión					x	

Tabla 6: Programa de mantenimiento planificado en las unidades MTU de SERTECPET

Fuente: Sertecpet

3.1.3 Fallas más frecuentes en la MTU

Existen fallas comunes que se presentan, generalmente, en las unidades móviles de pruebas estas son:

- Por el sello de la bomba booster suele existir fuga de fluidos o liqueos.
- Daño de la bomba jet por no realizar cambios de asientos, bolas y canastillas provocadas por la caída de presión en la inyección.
- Se presenta en las bombas quintuplex fugas de fluido motriz.
- Vibraciones en la línea de inyección.
- Variación de presión de inyección.

- No se puede medir el nivel de aceite del motor (Existe fuga por la bayoneta)
- Suciedad en el tanque de combustible (Presión de combustible baja).
- Sólidos presentes en el separador.
- También, el fluido final puede presentar generalmente, cortes, razón por la cual, no se puede mantener una presión de inyección fija ocasionando problemas, antes mencionados.

Especificaciones de un motor MTU		
Motor	Caterpillar	
Modelo	3406	
Serie no.	6TB28406	
Potencia	328 HP	2000 RPM

Tabla 7: Especificaciones de un motor de la MTU

Fuente: Sertecpet

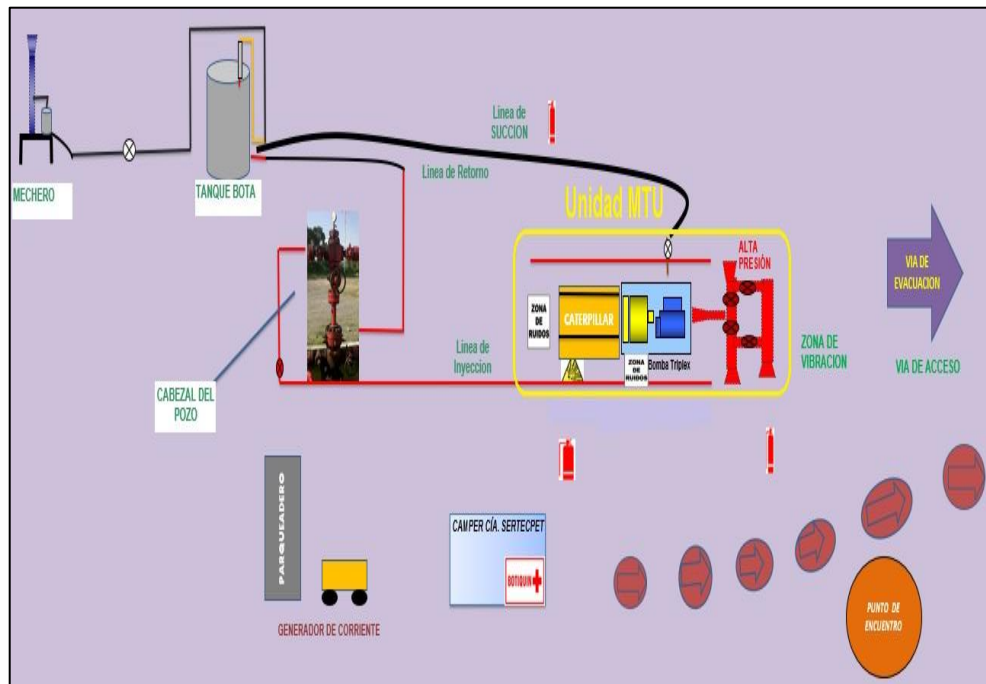


Ilustración 17: Diseño completo de una unidad MTU En superficie

Fuente: Jessica López

Es necesario, conocer que al implementar una unidad MTU que ejecuta bombeo hidráulico por Jet existe un cambio de sistema, es decir, que de un sistema abierto (donde toda la producción de varios pozos se receipta en un mismo punto) pasa a un sistema cerrado (donde toda la producción es, únicamente, de un pozo que se receipta en un solo punto) en este caso, la recepción de producción es en el pozo de la unidad MTU con el tanque bota.

3.1.4 Análisis de seguridad laboral con unidad MTU

Pasos básicos de la actividad	Peligros potenciales existentes	Medidas preventivas/ correctivas
1. Armado/Desarmado del equipo	Lesiones Dolores lumbares, desgarres musculares	Uso del EPP, leer instructivo de levantamiento de pesos
2. Operación de la unidad	Exposición a ruido Mecanismos en movimiento Caídas al mismo nivel, produce fracturas	Protección auditiva Señalización Procedimiento de operación MTU
3. Revisa línea de presión y alineación de válvulas	Exposición a líneas de alta presión Orden y aseo Trabajo en altura	Procedimiento de evaluación Meeting de seguridad Leer instructivo para trabajos en alturas
4. Desplazamiento de bomba	Atrapamiento, pérdida de masa corporal Exposición a gases CO ₂ /H ₂ S	Procedimiento de evaluación
5. Operación	Mecanismos en movimiento Ruido Sobrepresión de equipos Exposición a superficies calientes Condiciones externas al trabajo como problemas familiares, sociales	Procedimiento de evaluación, meeting de seguridad, protección auditiva

Tabla 8: Análisis de seguridad laboral con MTU

Fuente: Sertecpet

3.2 Bombeo Mecánico Electrosumergible

El Bombeo mecánico electrosumergible es un método nuevo y tecnológico para la producción de crudo, se conoce, también, como bomba lineal electrosumergible o en inglés Linear Electric Submersible Pump (LESP) o Bombeo Electrosumergible Reciprocante en inglés Reciprocating Electric Submersible (RESP) aún no se implementa en Ecuador, sin embargo, se han realizados estudios con la finalidad de desarrollar un plan piloto que permita el uso de este sistema, cabe recalcar que, sí se ha aplicado en otros países y los resultados han sido muy satisfactorios, logrando un aumento de producción, reducción de costos operacionales, además, de minimizar problemas recurrentes de diseño, siendo así de beneficio para la empresa Petroamazonas EP y para el Estado.

Este tipo de Bombeo se utiliza hasta en pozos marginales que tengan las siguientes características:

Pozos Marginales	
Producción	1-1.500 BFPD
Profundidad	10.000 Pies
Presión de descarga	6.500 Psi

Tabla 9: Características de Pozos Marginales

Fuente: Loxodonta S.A

En la superficie, sus componentes de bombeo mecánico electrosumergible son similares a un equipo de bombeo electrosumergible, a diferencia de que se emplean menos componentes, lo que garantiza disminución de implementos que reducirán los costos en la operación.

3.2.1 Principio

En superficie, el VSD o variador de frecuencia y transformador elevador controla hacia el subsuelo a un motor lineal sumergible transmitiendo potencia y éste a su vez, se conecta por un cable de alimentación que genera una fuerza magnética y ésta pasa dentro del estator hasta que el embolo llegue a la bomba, esta bomba se caracteriza por ser reciprocante y de desplazamiento positivo, considerando que la frecuencia de los golpes por minuto en la bomba se ajusta de 1 stk hasta 20 stk.

Este tipo de bombeo contiene un imán permanente que se encuentra ubicado entre la bomba y el sensor que reemplaza al bombeo mecánico en el uso de las varillas y balancín, este imán utiliza un cable de potencia que se conecta a su motor similar a la instalación de un sistema de bombeo electrosumergible convencional.

El sensor de fondo de pozo como parte de la bomba lineal electrosumergible (LESP) proporciona una protección contra el sobrecalentamiento, mide la resistencia de aislamiento y los datos del pozo principal. El motor lineal proporciona el movimiento recíproco periódico de la bomba, y la bomba levanta el fluido de formación a la superficie de la tierra. (LOXODONTA, 2017)

3.2.2 Efecto principal

El efecto principal del uso de la tecnología RESP es un trabajo más profundo en pozos de curva en comparación con SRP (por falta de varillas) o bien ESP: (19 m en lugar de 30 m para extracción de aceite de 2700 m, y diámetro exterior del motor de 114 mm y bomba - 89 mm). Debido a esto, la bomba de RESP puede sumergirse más, profundamente, en el pozo de petróleo (más cerca de la perforación del pozo). Esto significa que el nivel dinámico en el pozo se puede aumentar, sustancialmente, por lo tanto, la presión de la columna de agua en el pozo hacia el reservorio será menor, y el fluido del reservorio fluirá, de manera, más invasiva. La tasa constante de afluencia de fluido desde el reservorio mejora este efecto (sin pausas o sin publicaciones periódicas). Esto asegura el aumento de la tasa de flujo de tal pozo. (Triol, 2017)

Componentes de un bombeo mecánico electrosumergible

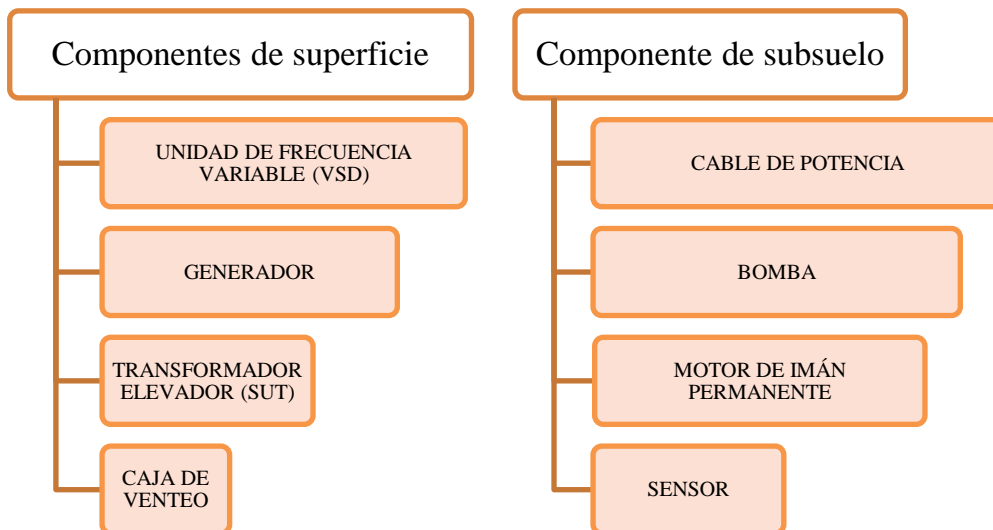


Ilustración 18: Componente de Bombeo Mecánico Electrosumergible

Fuente: Loxodonta S.A

3.2.3 Descripción de los componentes en superficie y Subsuelo del bombeo mecánico electrosumergible

3.2.3.1 VSD

El VSD o en inglés Variable Speed Drive conocida, también, como variador de frecuencia, es una unidad en la que su principal función es el manejo de la producción, de acuerdo, con los Hertz que se emplean y a la capacidad del motor de fondo con relación a la velocidad y potencia.

Es importante, configurar en el panel de control la velocidad y la frecuencia de bombeo, antes del arranque, este tipo de VSD tiene capacidades específicas para el manejo del motor de imán permanente que van desde 8 Hz a 15 Hz ajustándose a las necesidades para un mejor control de pozo en producción.

Cabe recalcar que, en la unidad de frecuencia VSD se realizan, también, pruebas de comunicación y señal por parte de los técnicos, de acuerdo, con el programa en el cual se reflejen datos o resultados de la producción del pozo, en algunas empresas se usa el Lowis, de manera general.

3.2.3.2 Generador

El Generador o líneas de alta tensión tiene como principal función generar potencia eléctrica con la finalidad de que todos los equipos, tanto de superficie como de Subsuelo puedan ser operados.

3.2.3.3 Transformador elevador

El transformador elevador o SUT (Step Up Transformers) tiene como principal función aumentar el voltaje de salida del variador de frecuencia, el cual alimenta al motor dentro del pozo, es decir, aumenta el voltaje que llegará al subsuelo generando así alimentación y protección de sobrecarga en el equipo de fondo.

3.2.3.4 Caja de venteo

La caja de venteo brinda seguridad, en cuanto, a conexión de los cables que generan energía al motor, así como la ventilación por presencia de gases dentro de los cables del motor evitando así que llegue al panel de control que ocasionaría una explosión, permite, también el chequeo de voltajes y corrientes para diagnosticar problemas en el subsuelo y en superficie.

3.2.3.5 Cable de potencia

El cable de potencia va desde el VSD al motor con su respectivo voltaje nominal, es decir, que se conecta, de manera directa, con el motor de imán permanente que se usa en un bombeo mecánico electrosumergible o en bombeo lineal.

3.2.3.6 Bomba

La bomba es un elemento importante del sistema de bombeo mecánico electrosumergible ya que su principal función es accionar por empuje el fluido del pozo, ésta funciona por una válvula fija que se encuentra ubicada en el extremo superior de émbolo de la bomba.

3.2.3.7 Motor de Imán Permanente

Este motor como indica su nombre tiene un imán permanente que se encuentra magnetizada, de manera radial, de arriba hacia(norte) la izquierda emerge el flujo magnético que pasa por el centro del motor por el rotor y sigue el proceso al ingresar por la parte Sur (abajo) hacia la derecha.

3.2.3.8 Sensor

El sensor es un instrumento electrónico unido al motor de fondo, su principal función es recibir señales físicas y transformarlas en señales electrónicas que llegan al panel de control por cables de potencia con la finalidad de medir temperatura y presión.

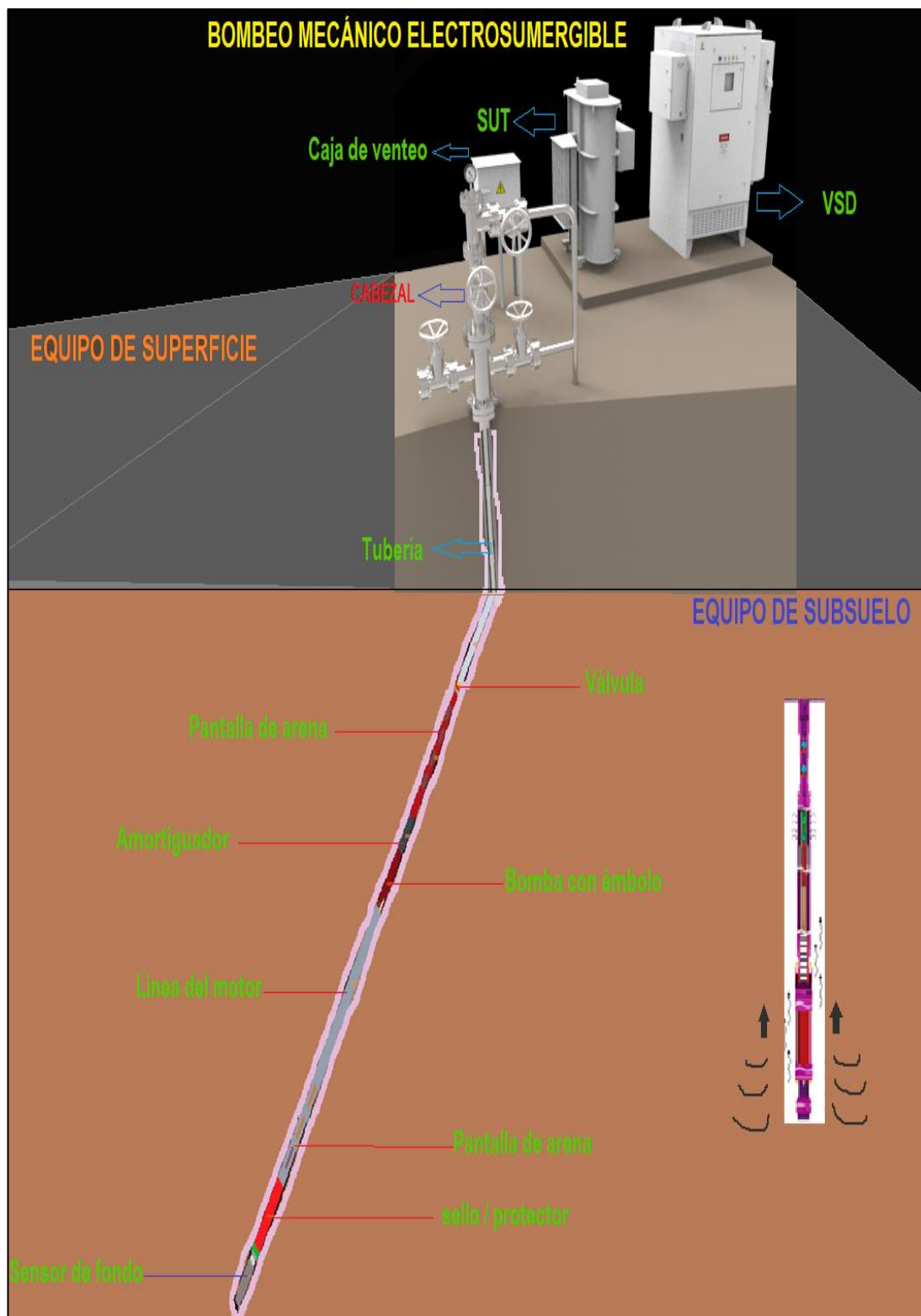


Ilustración 19: Componentes del bombeo mecánico electrosumergible

Fuente: TRIOL CORPORATION

3.2.4 Aplicaciones del bombeo mecánico electrosumergible (RESP)

El bombeo mecánico electrosumergible o RESP tiene una amplia gama de aplicaciones:

a) Para pozos de gran profundidad.

Para SRP: cuanto más profundo sea el pozo, más posibilidades de romper la barra.

Para RESP: la profundidad no importa, la profundidad aceptable es de 2 987 m (9 800 ft).

b) Para pozos desviados.

Para SRP: no es aceptable para pozos inclinados, horizontales y altamente desviados.

Para RESP: puede manejarlo.

c) Equipo de superficie inteligente.

Para SRP: necesita una unidad de bombeo de haz y otros equipos.

Para RESP: solo necesita VSD y transformador elevador - 30 veces menos metal

3.2.5 Beneficios

- 1) Parámetros personalizables según las características del pozo.
- 2) Mantenimiento más fácil del sistema RESP, una vez por 2 años.
- 3) Posibilidad de las regulaciones de ajuste durante la operación.
- 4) Unidad de superficie más pequeña (VSD y transformador).
- 5) Capacidad para trabajar en pozos verticales y desviados con un ángulo total de 60°.
- 6) El precio para la instalación de RESP es un 50% más barato que el de SRP.
- 7) Posibilidad de operar en pozos petroleros direccionales y horizontales.
- 8) Mayor eficiencia energética en comparación con las bombas de varilla de bombeo (ausencia de varillas).
- 9) Reducir el tiempo de instalación-desmontaje del ascenso.
- 10) No hay unidad de bombeo de tierra, solo VSD y transformador en la superficie.
- 11) Bajo contenido de metal en comparación con las bombas de varilla de bombeo.
- 12) Capacidad para controlar la alimentación de la bomba en un amplio rango dependiendo de la tasa de producción del pozo.
- 13) Posibilidad de utilizar RESP en pozos de hasta 2900 m (9500 pies).
- 14) Posibilidad de usar en pozos con temperaturas de hasta 150 ° C (300 ° F)
- 15) RESP podría manejar el contenido de gas hasta un 20%
- 16) Diferentes tipos de pantalla de protección de admisión para evitar la entrada de bombas de piezas sólidas.

17) Los algoritmos RESP podrían ajustar el número de golpes para mantener la producción estable.

3.2.6 Comparación de caudal de producción y eficiencia de bombeo mecánico electrosumergible (RESP=LESP) y bombeo Mecánico o Sucker Rod Pump/Bomba de varilla(BM=SRP)

Equipo	Prof	Bomba	Stroke length	Consumo de Energía	Rango de producción	Eficiencia del Sistema	Stroke Por Min
		d/mm	Mm	kw/h	t/d		
LESP	2500	44	1,2	306	30	26,6	15
SRP		38	1,8	472	30	11,9	
LESP	3000	44	1,2	369,8	30	26	15
SRP		44	1,8	520	30	8,8	
LESP	3600	44	1,2	407,5	29	25,9	15
SRP		38	2,5	568	29	9,6	
LESP	4100	44	1,2	292,4	20	30,9	10
SRP		44	1,2	620	20	9,5	
LESP	4900	32	1,2	307,6	15,5	26,4	15
SRP		32	1,2	650	15	9,1	
LESP	5900	32	1,2	372,1	15,3	25,8	15
SRP		32	1,2	680	15	9	
LESP	6500	32	1,2	410,5	15,1	25,7	15
SRP		32	1,2	720	15	8,9	

Tabla 10: Comparación de caudal de producción y eficiencia entre LESP y SRP

Fuente: TRIOL CORPORATION

3.2.6.1 Análisis del cuadro Comparación de caudal de producción y eficiencia de bombeo mecánico electrosumergible (RESP) y bombeo Mecánico (BM-SRP)

En toda la profundidad de la operación RESP, el consumo de energía es de 20 a 50% menos que el SRP regular. Se realizaron comparaciones para la misma tasa de producción y la misma profundidad y se debe tener en cuenta que RESP podría ir más profundo en los pozos desviados e incrementar su producción. Trabajando en la profundidad de 6500 pies, el ahorro de costos de energía será de, aproximadamente, 300 KW / día, lo que supondrá más de 100 MW anuales. (TRIOL, 2017, pág. 4)

3.2.7 Pozos Candidatos para Bombeo Mecánico Electrosumergible

- Pozos no convencionales profundos suspendidos, recientemente operados.
- Pozos profundos no convencionales con 5.5 pulgadas + diámetro.
- Pozos con alto corte de agua donde la producción con ESP regular no es rentable.
- Pozos con alto contenido de partes sólidas y gas (20%).
- cualquier pozo en etapa final de producción, donde el ESP funciona en modo de apagado de emergencia, debido al sobrecalentamiento.

3.2.8 Infografía Bombeo mecánico electrosumergible (Triol, 2017)

- El sistema RESP es una nueva tecnología para pozos petroleros de baja producción.



Ilustración 20: Producción de pozo mediante sistema RESP

Fuente: TRIOL CORPORATION

- RESP:LESP (Linear Electric Submersible Pump) puede operar en los pozos con una desviación de la vertical de no más de 40 °

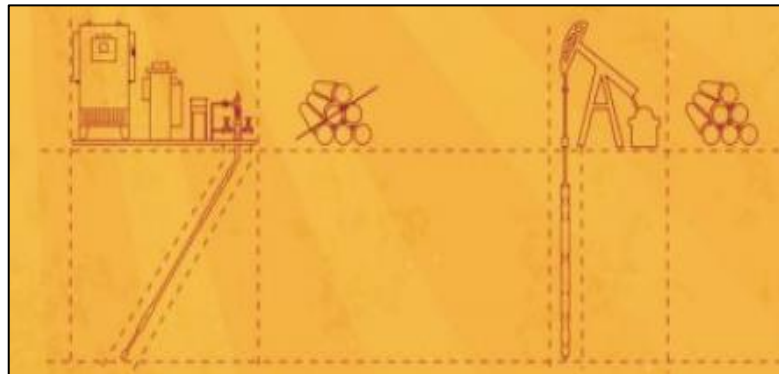


Ilustración 21: Desviación de pozo permitida para operación bajo sistema RESP

Fuente: TRIOL CORPORATION

- En pozos marginales, el sistema ESP funciona en modo de reinicio automático, contra LESP que funciona en modo sin paradas. Si se compara con el sistema ESP, no hay etapas en el RESP. En consecuencia, reduce el riesgo de fallos, debido al signo inicial de las unidades principales.

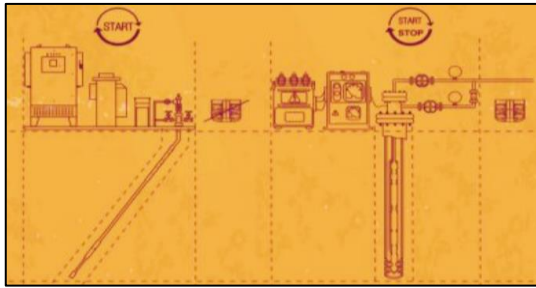


Ilustración 22: Sistema RESP, reinicio automático

Fuente: TRIOL CORPORATION

- El ESP lineal puede pasar a través del área curva y no es necesario, para soportar el nivel dinámico.

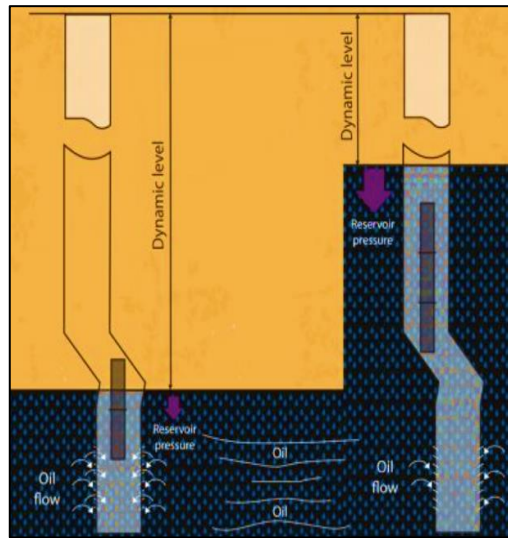


Ilustración 23: Nivel dinámico en un pozo

Fuente: TRIOL CORPORATION

3.2.9 Datos de instalación RESP Loxodonta

3.2.9.1 Características de la bomba mecánica

Característica	valor	unidad
Longitud	19	ft
Peso	350	lb
Diámetro (externo)	4.5	ft
Longitud del barril	4	ft
Diámetro de pistón	1.5	ft

Presión de descarga	6500	psi
---------------------	------	-----

Tabla 11: Características físicas de la bomba utilizada en el sistema RESP

Fuente: Loxodonta S.A

3.2.9.2 Características Mecánicas, Físicas y Eléctricas del Motor de Imán Permanente

Características del motor de imán permanente	Motor de 3 fases AC de imán permanente	
	3 polos (equivalente)	
	Operación Intermitente	
Propiedades físicas	Diámetro Externo	4.5"
	Longitud	31'
	Peso	1060 lb
	Temperatura máxima de operación	300 F
	Carrera del motor	4'
	Capacidad de levantamiento	3.7 toneladas
	Características eléctricas	Voltaje Nominal
Corriente Nominal		40 A
Potencia Nominal		40 KW
Frecuencia Operación		8-25 Hz
SPM		0.1 - 20
Tipo de Imán		Neodimio Hierro Boro

Tabla 12: Características mecánicas, físicas y eléctricas del motor de imán permanente utilizada en el sistema RESP

Fuente: Loxodonta S.A

3.2.9.3 Diseño del motor lineal con sensor de descarga (LESP) o RESP

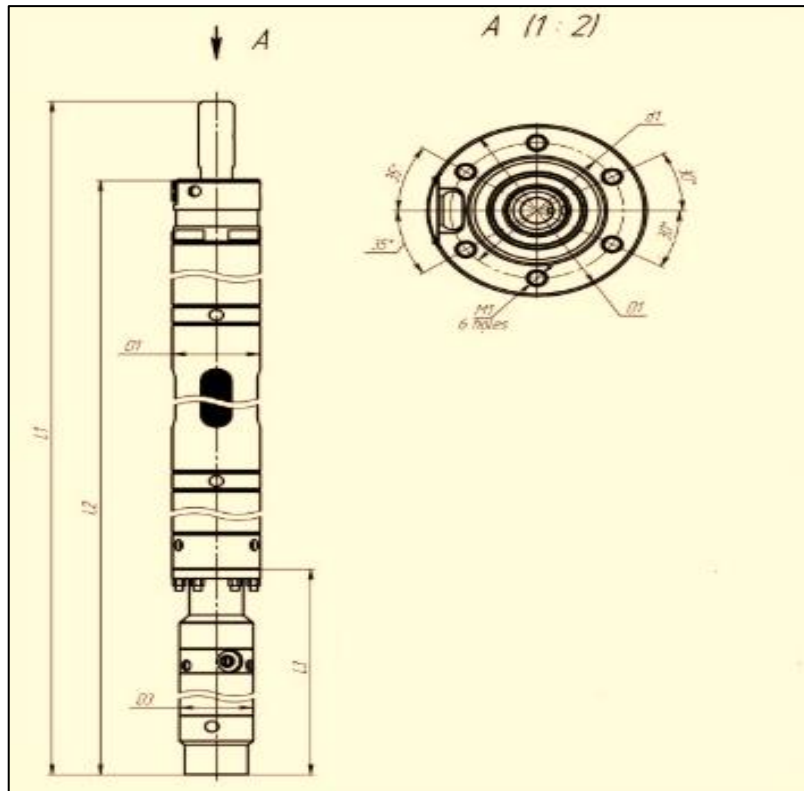


Ilustración 24: Diseño de motor lineal con sensor de descarga

Fuente: TRIOL CORPORATION

Parámetros	Unidad	Símbolo	Valores
Diámetro exterior	mm (in)	D1	114 (4.49)
Longitud total	mm (ft)	L1	10600 (34.8)
Longitud de montaje	mm (ft)	L2	10400 (34.1)
Longitud de montaje del sensor del pozo.	mm (ft)	L3	690 (2.26)
Diámetro de la descarga del sensor	mm (in)	D3	96 (3.78)
Peso Neto	kg (lbs)	-	600 (1323)
Diámetro interno del casing	mm (in)	-	124.3 (4.89)
		d1, mm (in)	M1
		90 (3,54)	M10

Tabla 13: Parámetros del diseño de motor lineal con sensor de descarga

Fuente: TRIOL CORPORATION

3.2.10 Diseño de la Bomba de émbolo (RESP)

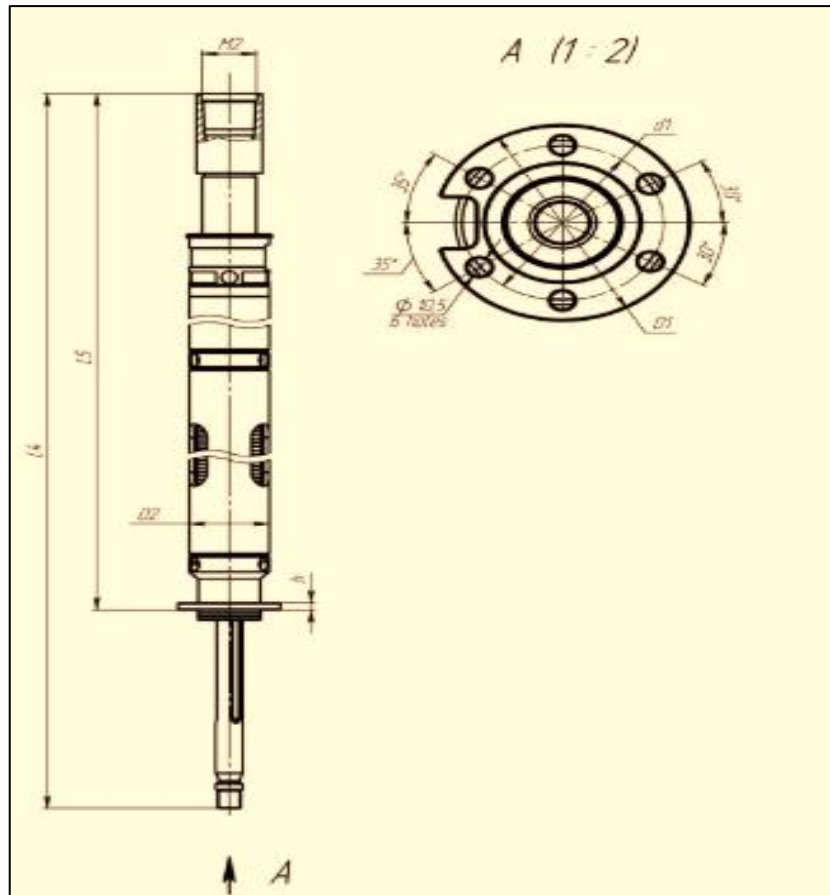


Ilustración 25: Diseño de la bomba de émbolo

Fuente: TRIOL CORPORATION

Parámetros	Unidad	Símbolo	Valores
Diámetro exterior	mm (in)	D1	114 (4.49)
Longitud total	mm (in)	H	10 (0.4)
Diámetro Exterior	mm (ft)	D2	89 (3.5)
Longitud total	mm (ft)	L4	8600 (28.2)
Longitud de montaje	mm (ft)	L5	8400 (27.6)
Peso Neto	kg (lbs)	-	220 (485)
Diámetro interno del casing	mm (in)	-	124.3 (4.89)

Tabla 14: Parámetros del diseño de la bomba de émbolo

Fuente: TRIOL CORPORATION

3.2.11 Diseño del sistema LESP (Linear Electric Submersible Pump) o RESP

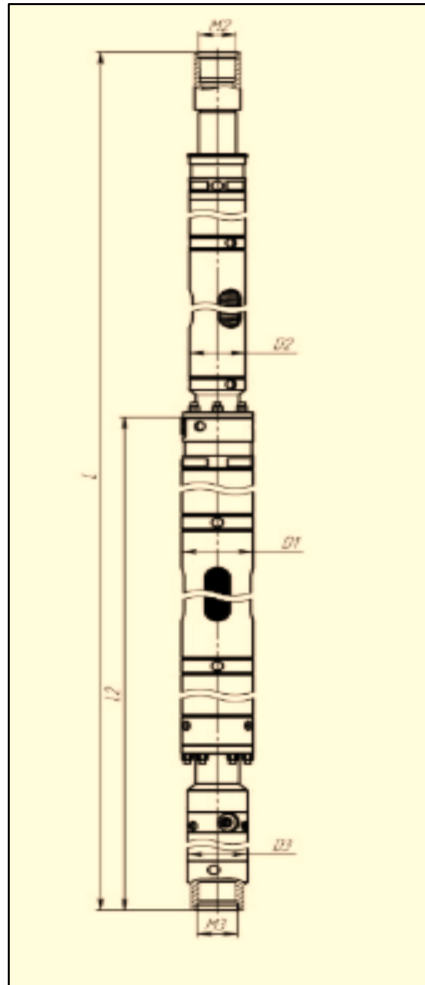


Ilustración 26: Diseño del sistema RESP

Fuente: TRIOL CORPORATION

Símbolo	Unidad	Valores
L	mm (ft)	18800 (61.7)
L2	mm (ft)	10400(34.1)
D1	mm (in)	114(4.49)
D2	mm (in)	89 (3.5)
D3	mm (in)	96(3.78)
M2	-	2 3/8" EUE 8 Rd
M3	-	2 3/8" EUE 8 Rd

Tabla 15: Parámetros del diseño del sistema RESP

Fuente: TRIOL CORPORATION

3.2.12 Análisis Nodal

Cualquier pozo petrolero, es perforado y completado, para mover el petróleo y el gas desde su ubicación original en el reservorio hasta la superficie. El movimiento o transporte de ese fluido requiere energía para vencer pérdidas por fricción en el sistema y elevar la producción hacia la superficie. Los fluidos deben viajar a través del reservorio y del sistema de tubing, y por último a través de los separadores de gas-líquido.

El análisis nodal es el resultado de un procedimiento que se basa en puntos seleccionados en una segmentación que comprende un sistema de producción, esta me permite “diagnosticar el comportamiento de un pozo, optimizando la producción y variando sus parámetros” (Saavedra, 2014), el resultado se representa en curvas de oferta y demanda.

El procedimiento de análisis nodal puede ser utilizado tanto para pozos surgentes como pozos con sistemas de levantamiento artificial, a partir de la modificación de ecuaciones de entrada (inflow) y salida (outflow). Para el respectivo procedimiento se analiza lo siguiente:

- Selección de diámetro de tubings.
- Selección de líneas de conducción.
- Diseño de Gravel pack.
- Dimensionamiento de orificios de superficie o fondo.
- Análisis de problemas en restricciones.
- Diseño de sistema de levantamiento artificial.
- Evaluación de estimulación de pozos.
- Analizar el efecto de comprimir gas en boca de pozo.
- Analizar el rendimiento de la densidad de punzados.
- Predecir los efectos de la depleción de reservorios.

CAPÍTULO IV

4. RECOPIACIÓN DE DATOS

Se los ha realizado, mediante, tres ciclos o fases, el primer ciclo constará de la recopilación de datos con los pozos seleccionados, en el segundo se realizará una matriz como resumen de las condiciones para el diseño del bombeo mecánico electrosumergible, en el tercero se hará un estudio técnico- económico y se utilizarán los softwares de Cía. SERTECPET y RESP.SIZING de Loxodonta para los diseños de materiales del equipo RESP que permite mostrar los respectivos resultados.

Primer ciclo	Segundo ciclo	Tercer ciclo
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Historial de los pozos selectos. ➤ Producción de los pozos ➤ Datos PVT ➤ Diagrama de completación y datos de perforación. ➤ Datos de barrena y tubería de los pozos. ➤ Análisis Petrofísica ➤ Workover ➤ Sistema de levantamiento artificial aplicado 	<p>Condiciones para el diseño RESP:</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Caudales de fluido (BFPD): <30 ➤ RELACIÓN GAS-PETRÓLEO (PCN/BN): <500 ➤ Índice de productividad (BFPD/PSI): $0,33 \leq 0,01$ ➤ Dog Leg (GRADOS/100 PIES) <4° ➤ Inclinación (Grados) <40^a (LOXODONTA S.A) 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Estudio técnico-económico ➤ Resultados

Tabla 16: Etapas o ciclos para la recopilación de datos en el estudio del sistema de bombeo mecánico electrosumergible.

Fuente: Jessica López

El estudio que se plantea es de investigación Analítica, descriptiva y comparativa, parte de los problemas que se dan en la industria petrolera; es la declinación de la producción de los pozos petroleros, sin embargo, se tomarán datos reales que facilitarán a la empresa de PETROAMAZONAS EP el estudio de factibilidad en los pozos selectos para las respectivas simulaciones de los softwares.

4.1 Características geológicas-físicas PKSC 17 – PKSC 18 (historial)

4.1.1 Datos de registros a Huevo Abierto pozo PKSC – 17

Schlumberger						
Compañía:		PETROAMAZONAS EP				
Pozo:		PAKA SUR C-17				
Campo:		PAKA SUR				
Equipo:		NABORS 609	País:		ECUADOR	
Equipo: NABORS 609 Campo: PAKA SUR Locación: PAKA SUR Pozo: PAKA SUR C-17 Compañía: PETROAMAZONAS EP	REGISTRO COMPUESTO AIT-LSS-MCFL-CNL-TLD-CALI-GR-SP ESCALA 1:200 & 1:500 MD (COPIA DE CAMPO)					
	Locación		PAKA SUR	Elev. B.V.		
			9°949,505.030 mN	N.T.	788.75 ft	
			302,120.280 mE	M.R.	824.65 ft	
			Referencia Permanente	Nivel del Terreno	Elev.:	788.75 ft
		Registro Medido Desde	Mesa Rotaria	35.90 ft	Sobre Dato Perma	
		Perforación Medida Desde	Mesa Rotaria			
Estado:		Desviación Máxima	Longitud:	Latitud:		
ORELLANA			76° 46' 40.778" W	0° 27' 23.814" S		
Fecha de Registro		17-Jul-2013				
Numero de Corrida		01: AIT-LSS-PEX				
Profundidad de Perforador		11824.00 ft				
Profundidad de Schlumberger		11813.00 ft				
Lectura Inferior		11813.00 ft				
Lectura Superior		9800.00 ft				
Tamaño de Tubería @ Prof.		9.625 in @ 11157.00 ft				
Tubería Schlumberger		11165 ft				
Tamaño de Barrena		8.5 in				
Tipo de Fluido en Agujero		Agua				
LODO	Densidad	Viscosidad	9.4 lbm/gal	70 s		
	Enjarre	pH	4.8 cm3	11		
	Fuente de muestra de fluido		Presa de succión			
Rm @ Temp. Medida		2.49 ohm.m @ 75.6 degF				
Rmf @ Temp. Medida		3.02 ohm.m @ 75.2 degF				
Rmc @ Temp. Medida		3.89 ohm.m @ 76.4 degF				
Fuente Rmf		Fuente Rmc		Presa		
Rm @ BHT		Rm @ BHT		1.04 @ 191 1.25 @ 191		
Máxima Temperatura Registrada		191 degF				
Circulación Final		17-Jul-2013		01:40:00		
Registro en Fondo		17-Jul-2013		14:30:00		
No. Unidad	Locación	2229		ECLA		
Registrado Por		E. Fiallos/ V. Flores				
Revisado Por		M. Perdomo/ V. Rodriguez/ D. Jimenez				

Ilustración 27: Datos de registro del pozo PKSC-17

Fuente: Petroamazonas EP

4.1.2 Gráfico de registros a Huevo Abierto pozo PKSC-17

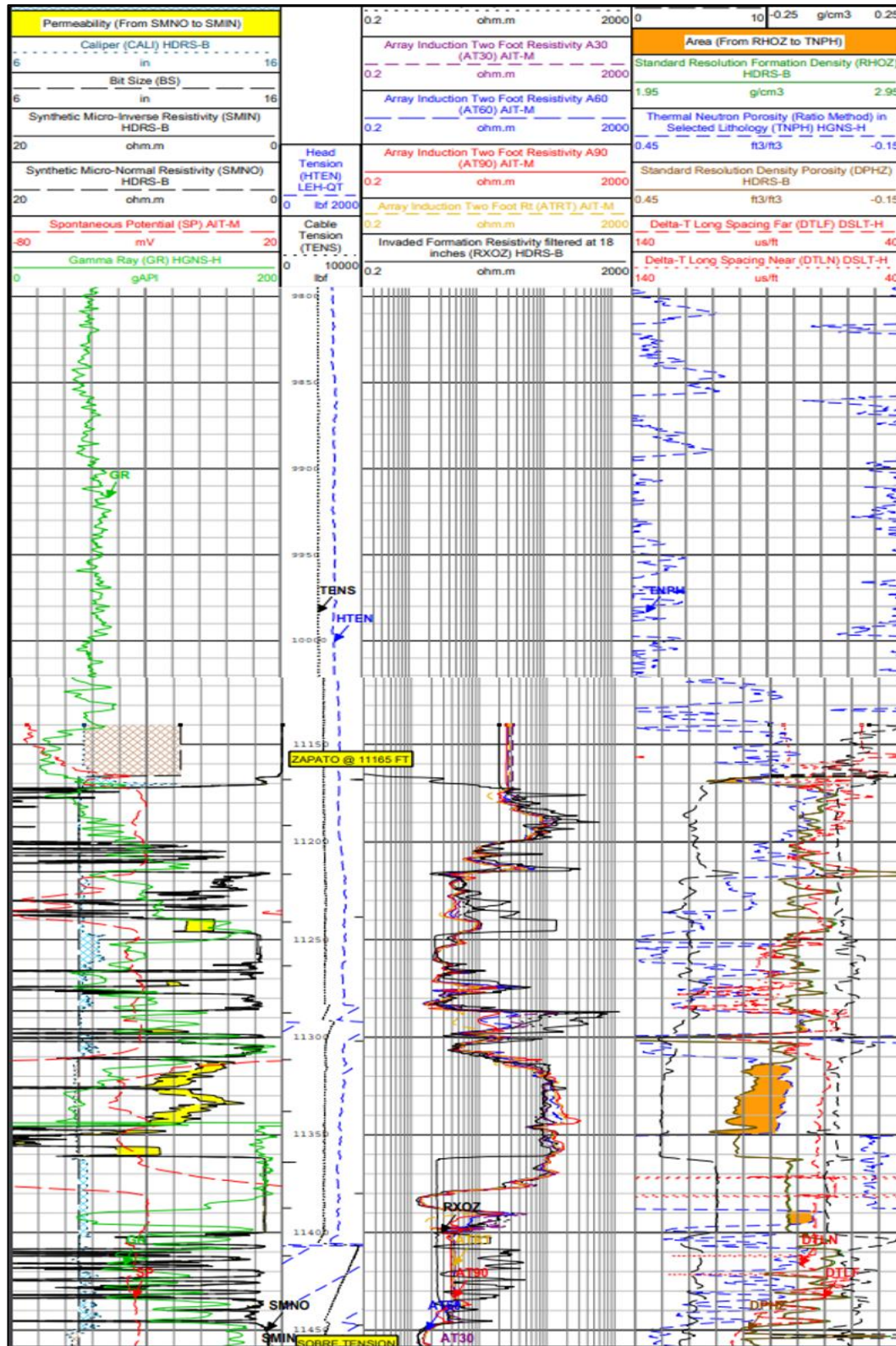


Ilustración 28: Registro del pozo PKSC-17

Fuente: Petroamazonas EP

4.1.3 Diagrama del pozo PKSC-17

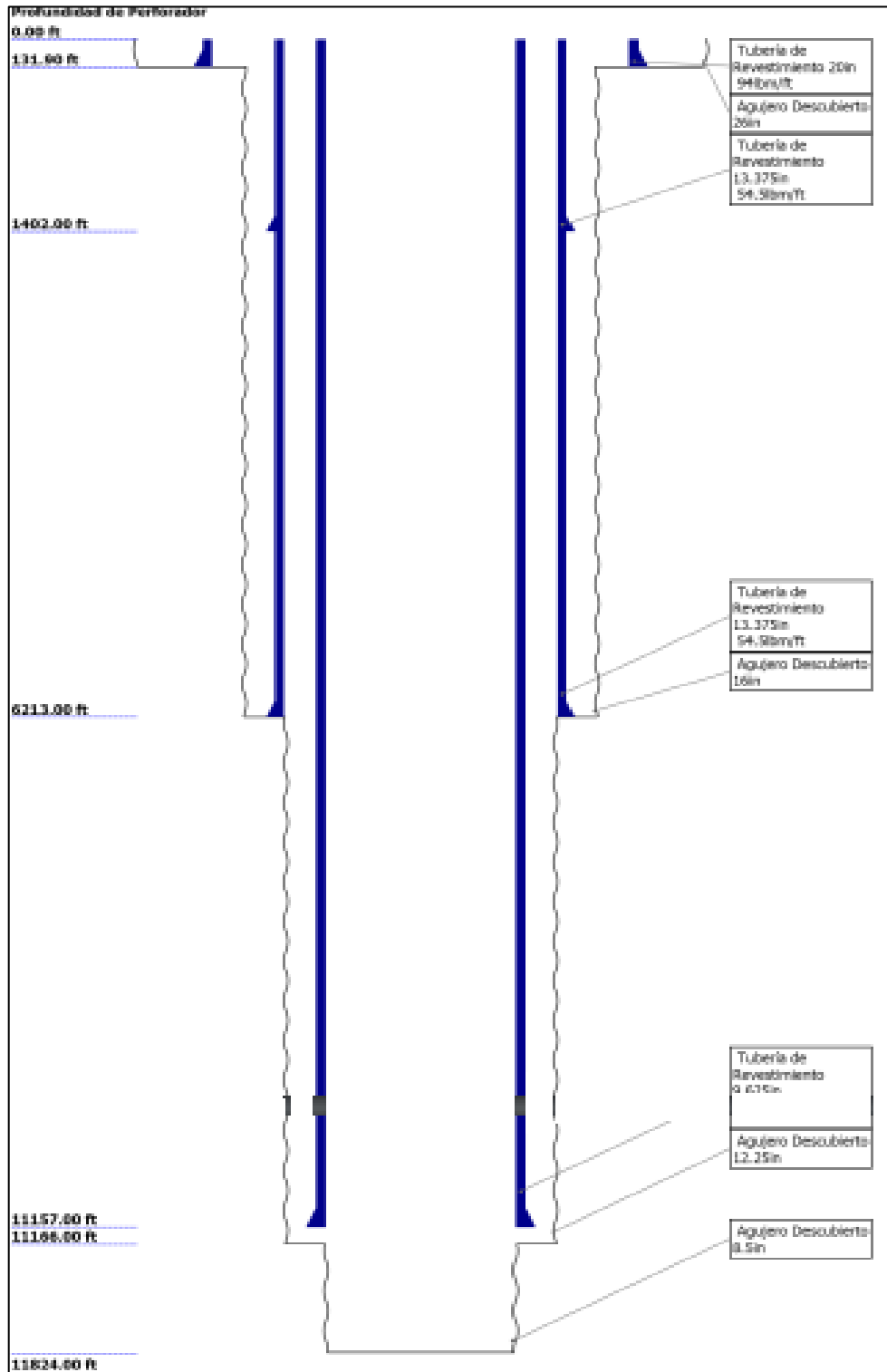


Ilustración 29: Diagrama del pozo PKSC-17

Fuente: Petroamazonas EP

4.1.4 Datos de barrena y tubería del pozo PKSC-17

Tamaño agujero/ tubería/aparejo				
Barrena				
Tamaño de barrena (in)	26	16	12.25	8.5
Cima del perforador (ft)	0	131.9	6213	11166
Cima registrada (ft)	0	131.9	6213	11166
Fondo del perforador (ft)	131.9	6213	11166	11824
Fondo registrado (ft)	131.9	6213	11166	11813
Tubería de revestimiento				
Tamaño (in)	20	13.375	13.375	9.625
Peso (lbm/ft)	94	54.5	54.5	47
Diámetro interno (in)	19.12	12.607	12.607	8.685
Grado	K55	K55	K55	N80
Cima del perforador (ft)	0	0	1402	0
Cima registrada (ft)	0	0	1402	0
Fondo del perforador (ft)	131.9	1402	6213	11157
Fondo registrado (ft)	131.9	1402	6213	11165

Tabla 17: Datos de barrena y tubería del pozo PKSC-17

Fuente: Petroamazonas EP

4.1.5 Análisis Petrofísicos PKSC-17

Parámetros Petrofísicos PAKA SUR C-17												
Reservorio	Tope	Base	Gross	Net Res	Net Pay	Phi Res	Phi Pay	Sw Res	Sw Pay	Vcl Res	Vcl Pay	K Pay
	MD	MD	MD	TV D	TV D	%	%	%	%	%	%	mD
TLUS	11.311	11.380	69	56	56	17	17	10	10	7	7	584
TUTS	11.502	11.625	123	5	4	16	16	48	45	30	29	53
TmTS	11.629	11.654	25	18	18	13	13	16	16	8	8	329

Tabla 18: Análisis Petrofísicos del pozo PKSC-17

Fuente: Petroamazonas EP

4.1.6 Datos de registros a Hueco Abierto pozo PKSC-18

Schlumberger						
Compañía:		PETROAMAZONAS EP				
Pozo:		PAKA SUR C-18				
Campo:		PAKA SUR				
Equipo:		NABORS 609	País:	ECUADOR		
Equipo: NABORS 609 Campo: PAKA SUR Locación: PSAD 1956 / UTM Zone 18 South Pozo: PAKA SUR C-18 Compañía: PETROAMAZONAS EP	REGISTRO COMPUESTO AIT-LSS-PEX-GR-SP ESCALA 1:200 & 1:500 MD					
	PSAD 1956 / UTM Zone 18 South			Elev. B.V.		
	N: 9949509.57 m			N.T. 788.75 ft		
	E: 302120.28 m			M.R. 824.65 ft		
	Referencia Permanente		Nivel del Terreno		Elev.: 788.75 ft	
	Registro Medido Desde		Mesa Rotaria		35.90 ft Sobre Dato Perma	
	Perforación Medida Desde		Mesa Rotaria			
	Provincia:		Desviación Máxima	Longitud:	Latitud:	
	ORELLANA			76° 46' 40.778" W	0° 27' 23.675" S	
	Fecha de Registro		18-Ago-2013			
Numero de Corrida		01: AIT-LSS-PEX				
Profundidad de Perforador		11622.00 ft				
Profundidad de Schlumberger		11604.00 ft				
Lectura Inferior		11604.00 ft				
Lectura Superior		7200.00 ft				
Tamaño de Tubería @ Prof.		9.625 in @ 10978.00 ft				
Tubería Schlumberger		10971 ft				
Tamaño de Barrena		8.5 in				
Tipo de Fluido en Agujero		PERFLEX				
LODO	Densidad	Viscosidad	9.4 lbm/gal	78 s		
	Enjarre	pH		11		
	Fuente de muestra de fluido		Presa de succión			
Rm @ Temp. Medida		1.81 ohm.m @ 80.7 degF				
Rmf @ Temp. Medida		1.67 ohm.m @ 81.7 degF				
Rmc @ Temp. Medida		3.39 ohm.m @ 78.7 degF				
Fuente Rmf		Fuente Rmc		Piensado Prensa		
Rm @ BHT		Rm @ BHT		0.73 @ 210 0.68 @ 210		
Máxima Temperatura Registrada		210 degF				
Circulación Final		18-Ago-2013		05:00:00		
Registro en Fondo		18-Ago-2013		20:15:00		
No. Unidad	Locación	5884	LAM/EOG/ECLA			
Registrado Por		Vanessa Celia/Victor Flores				
Revisado Por		Victor Ruibva/Marcos Mehring				

Ilustración 30: Datos de registro del pozo PKSC-18

Fuente: Petroamazonas EP

4.1.7 Gráfico de registros a Huevo Abierto pozo PKSC-18

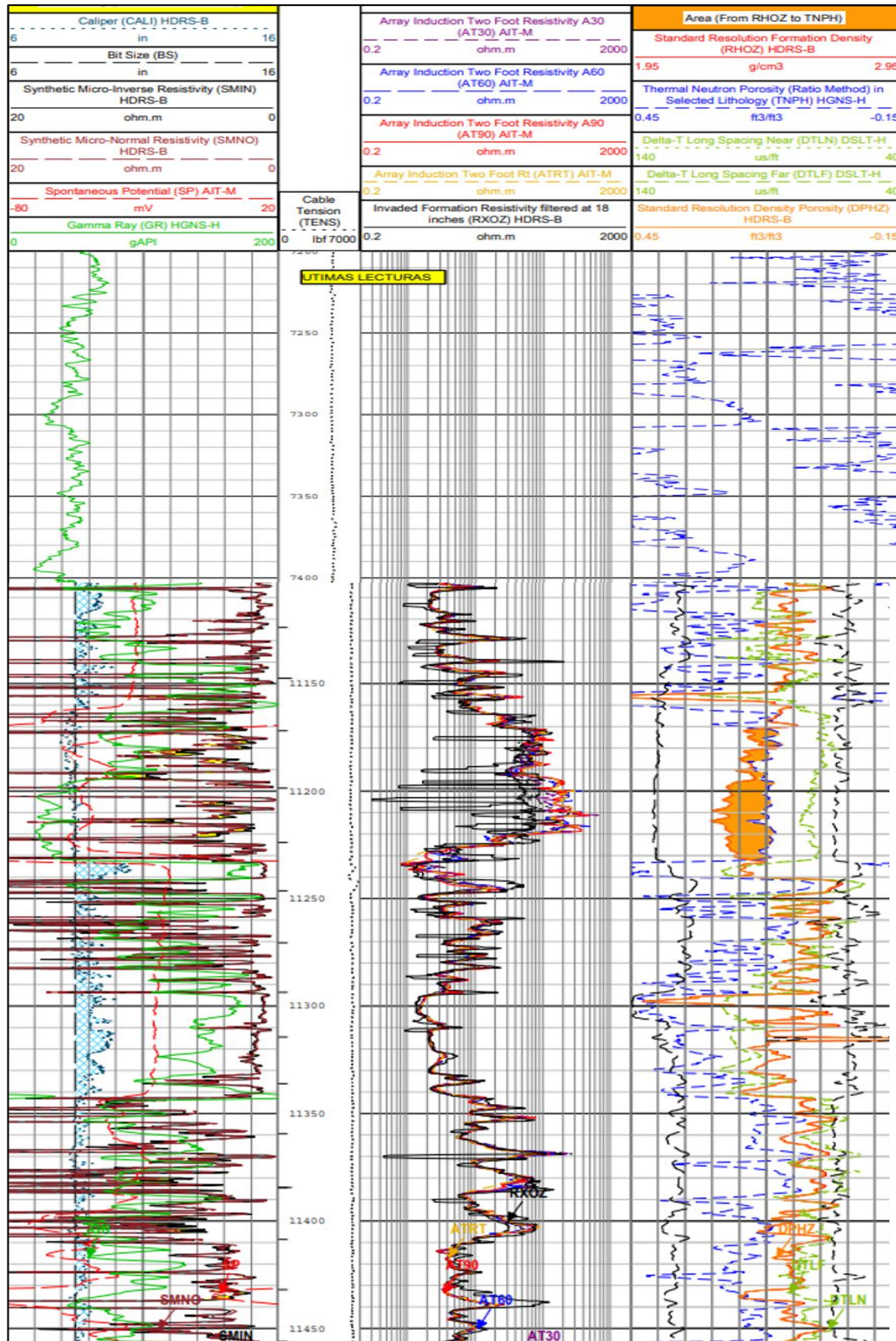


Ilustración 31: Registro del pozo PKSC-18

Fuente: Petroamazonas EP

4.1.8 Diagrama del pozo PKSC-18

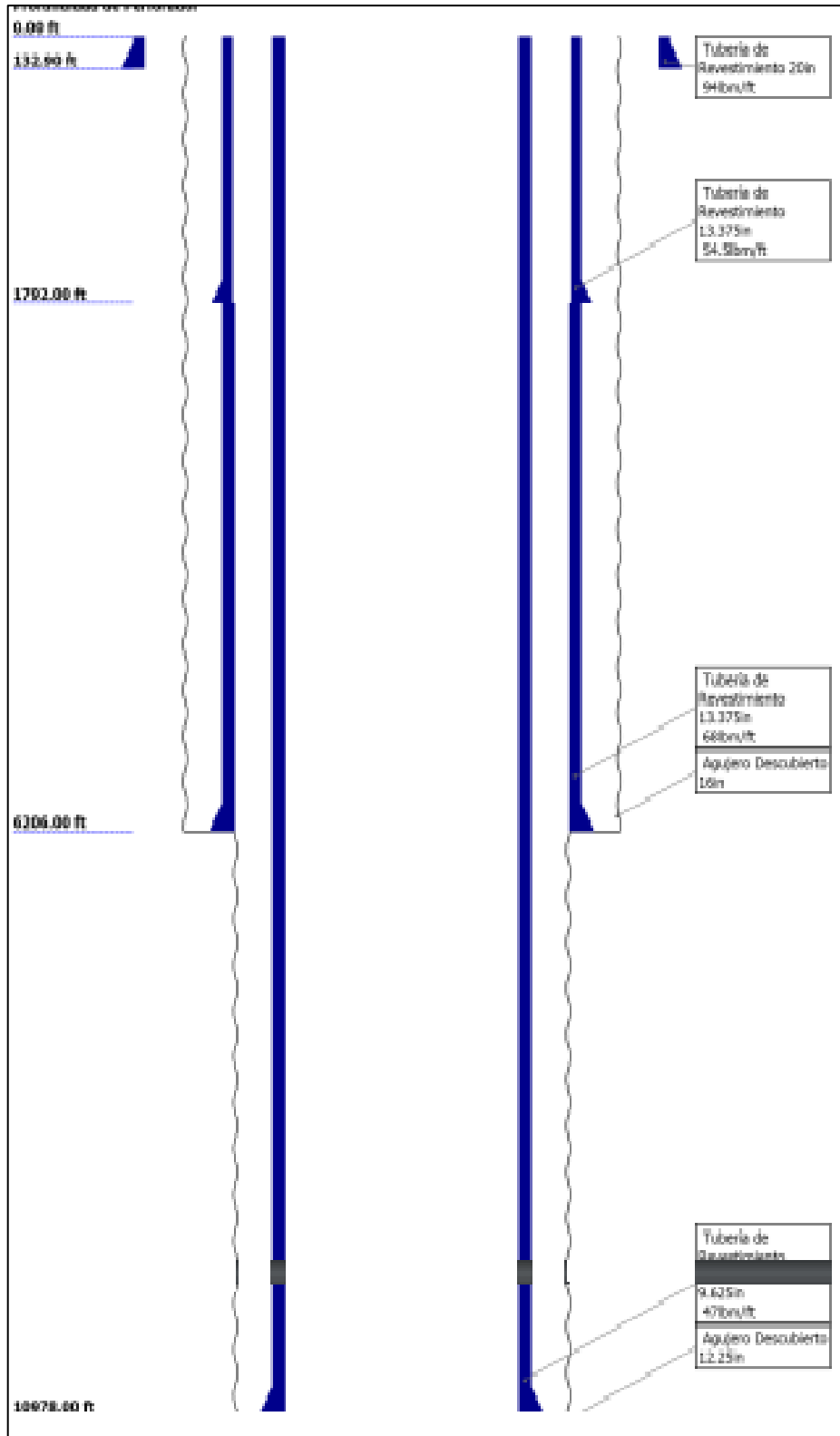


Ilustración 32: Diagrama del pozo PKSC-17

Fuente: Petroamazonas EP

4.1.9 Datos de barrena y tubería del pozo PKSC-18

Tamaño agujero/ tubería/aparejo				
Barrena				
Tamaño de barrena (in)	16	12.25	8.5	
Cima del perforador (ft)	0	6206	10990	11166
Cima registrada (ft)	0	6206	10990	11166
Fondo del perforador (ft)	131.9	10990	11622	11824
Fondo registrado (ft)	131.9	10990	11604	11813
Tubería de revestimiento				
Tamaño (in)	20	13.375	13.375	9.625
Peso (lbm/ft)	94	54.5	68	47
Diámetro interno (in)	19.124	12.615	12.415	8.685
Grado	K55	K55	K55	N80
Cima del perforador (ft)	0	0	1792	0
Cima registrada (ft)	0	0	1792	0
Fondo del perforador (ft)	132.9	1792	6206	10978
Fondo registrado (ft)	132.9	1792	6206	10971

Tabla 19: Datos de barrena y tubería del pozo PKSC-18

Fuente: Petroamazonas EP

4.1.10 Análisis Petrofísicos PKSC-18

Parámetros Petrofísicos PAKA SUR C-18											
Reservorio	Tope	Base	Gross	Net Res	Net Pay	Phi Res	Phi Pay	Sw Res	Sw Pay	Vcl Res	Vcl Pay
	MD	MD	MD	TVD	TVD	%	%	%	%	%	%
TMUS	11121	11171	51	3	1	14	18	87	47	33	40
TLUS	11171	11232	61	53	47	17	17	25	17	16	16
CAP	11226										
TUTS	11342	11459	116	10	5	13	11	60	32	24	22
TmTS	11459	11485	26	20	20	15	15	24	24	6	6

Tabla 20: Análisis Petrofísicos del pozo PKSC-18

Fuente: Petroamazonas EP

4.2 PERFORACIÓN PKSC 17- PKSC 18

4.2.1 PERFORACIÓN POZO PKSC-17

El pozo Paka Sur-C17, es un pozo direccional, el cual inició su perforación el 25 de junio de 2013, alcanzando una profundidad medida de 11824' MD y 9933.89' TVD el 16 de julio de 2013. La inclinación máxima del pozo es 40.27° @ 8456' y un dog leg máximo de 2.01°/100' @ 1169'

Revestidor de 20"	94 #/pie, K-55, piloteado a 131.90'
Revestidor de 13 3/8"	54.5 #/pie, K-55, BTC hasta 1400'
Revestidor de 13 3/8"	68 #/pie, K-55, BTC desde 1400' hasta 6213'
Revestidor de 9 5/8"	47 #/pie, N-80, BTC hasta 11156'.
Liner 7"	26 #/pie, P-110, BTC hasta 12644'.
Tope de liner 7"	11012'
Landing collar 7"	11730'
Collar Flotador	11775'
Tipo de hoyo	Direccional
Tipo de fluido en el hoyo	Agua fresca
Máxima desviación	40.27° @ 8456'
Máxima severidad en pata de perro	2.01°/100' @ 1169'
KB/GL Rig Nabors 609	36.5'

Tabla 21: Datos de perforación del pozo PKSC-17

Fuente: Petroamazonas EP

4.2.2 PERFORACIÓN POZO PKSC-18

El pozo Paka Sur C - 18, es un pozo direccional tipo J modificado, el cual inició su perforación el 28 de julio de 2013, alcanzando una profundidad medida de 11,622' MD y 9,923' TVD el 19 de agosto de 2013. La inclinación máxima del pozo es 38.88° @ 8716' y un dog leg máximo de 15.10°/100' @ 7954'

Revestidor de 20"	94 #/pie, K-55, piloteado a 132.9'
Revestidor de 13 3/8"	54.5 #/pie, K-55, BTC hasta 1792.58'
Revestidor de 13 3/8"	68 #/pie, K-55, BTC desde 1792.58' hasta 6206'
Revestidor de 9 5/8"	47 #/pie, N-80, BTC hasta 10977.91'.
Liner 7"	26 #/pie, P-110, BTC hasta 11620'.
Tope de liner 7"	10851'
Landing collar 7"	11563'
Tipo de hoyo	Direccional
Tipo de fluido en el hoyo	Agua fresca
Máxima desviación	38.88° @ 8716'
Máxima severidad en pata de perro	15.10°/100' @ 7954'

Tabla 22: Datos de perforación del pozo PKSC-18

Fuente: Petroamazonas

4.3 COMPLETACIÓN PKSC 17- PKSC 18

4.3.1 COMPLETACIÓN POZO PKSC-17

Inicia operaciones: 19-jul-2013

Objetivos:

- a) Correr registro de cemento
- b) Disparar la arenisca "Ui" con sistema ONE TRIP
- c) Bajar BES simple para Ui.

Corren BHA #1 con 8½" broca tricónica + 9 5/8" scraper hasta tope de liner 7" VERSAFLEX @ 11012 ft. Corren BHA #2 con 6 1/8" broca tricónica + 7" canasta hasta 11721 ft donde encuentra restricción. Arma BHA # 3 de limpieza con 7" scraper + 7" MANETO MAG TECH + 7" CANASTA VALI TECH+ 9-5/8" SCRAPER COMBO TECH + 9-5/8" MANETO MAG TECH + 9-5/8" CANASTA VALI TECH hasta 11730 ft.

Slb, wireline corre registros de Cemento (IBC – CBL –VDL – GR - CCL). Baker Atlas realiza las siguientes corridas: Bajó canasta con anillo de 6-1/8" hasta TOL @ 11012, intento pasar sin éxito + Bajó Dummy run y bajó hasta 11500 ft, OK + Bajó cañones sistema ONE TRIP @ 11,500ft → se presentan los siguientes inconvenientes: asentamiento MRD 3,7' abajo del plan, desasientan y realizan 2do

asentamiento de cañones (asentamiento MRD 8.7' bajo del plan). Cuarta Correlación - realizan segundo asentamiento de cañones (3.1' abajo del plan). Cañones posicionados finalmente en el intervalo 11318' – 11359' (41'), ok. Ensambla y baja equipo BES P-18 con camisa de refrigeración de 7" en tubería de 3-1/2" SEC, L-80, 9.2 lb/ft, Clase "A". Instala tubing hanger 11"X3-1/2"SEC. Realiza corte del cable de poder, conecta multipack, mandrel y realiza empalme de cable potencia a cable Carrier de conector "Taurus".

Asienta el tubing hanger en sección "B" del cabezal. Instalo sección "C" del cabezal Black Gold - ESPCT. Prueba hermeticidad con 2400 PSI x 10 minutos, OK. Arranca BES y procede con programa de disparos de BKR, ok. Arranca, nuevamente, y queda produciendo con 54H. (PETROAMAZONAS, 2019)

4.3.2 COMPLETACIÓN POZO PKSC-18

Inicia operaciones: 23-ago-2013

Objetivos:

- a) Correr registro de cemento IBC-USITCBL-VDL
- b) Disparar Ui con MAX-R
- c) Bajar BES simple para producir U Inferior.

Arman y bajan BHA de limpieza # 1 con broca 8½" + scraper 9 5/8" y sacan a superficie. Arman y bajan BHA de limpieza # 2 con broca 6 1/8" + scraper 7" Ultra Clean hasta 11514 ft donde observa apoyo 10 KBL (perforan cemento desde 11514 ft hasta 11534 ft (29 ft arriba del landing collar)) y sacan a superficie. SLB, wireline baja herramientas IBC-CBL-VDL-GR-CCL para evaluar calidad de cemento,ok. Arman y bajan BHA de limpieza # 3 con sistema WCU (canastas + scrapers + magneto + cepillos para 7 y 9 5/8") bombean píldoras viscosas, cambian a fluido de control 8.4ppg. Corren canasta con anillo de 5-7/8" hasta 10851 ft (TOL), no pasa. Arman, bajan y anclan cañones MAX-R para U Inferior [intervalos 11,171 – 11,178 (7)', 11,181 – 11,188 (7)', 11,190 – 11,206 (16)'] con cargas PJ NOVA 4505. Técnico Baker CTL ama equipo BES P-18 de 330 stg, con camisa de refrigeración en tubería de 2-7/8" SEC, 7.8#/FT, L-80, 1% Cr TENARIS, Clase "A". Instalan conector Taurus y multipack en tubing hanger 11 x 3-1/2" EUE, Asientan Sección "B" del cabezal Black Gold. Desarman BOP y arman cabezal Black Gold 13-5/8" x 3000. Realizan prueba de hermeticidad con 2400 psi, OK. Arman líneas de producción prueban con 500 psi, OK. Arrancan BES, realizan prueba de giro, OK. Previa activación de cañones MAX-R. Presurizan anular con 2400 psi para activación de cabeza de detonación de los cañones PJ NOVA / MAX-R. Arrancan equipo BES y desalojan 398 bls. Detonan cañones. Arranca BES.

Fin de OPR's: 30-ago-2013. (PETROAMAZONAS, 2019)

4.4 WORKOVER PKSC 17- PKSC 18

4.4.1 Workover del pozo PKSC-17

WO # 1

- Inicia operaciones el 27 de abril de 2016, sus objetivos fueron:
 - Recuperar equipo BES p18/366 etapas/252 hp y correr equipo BES de similares condiciones para seguir produciendo de la arena “Ui”
- Abre camisa de circulación de 3-1/2” tipo 1 @ 4546’.
- Controlan el pozo llenando por anular con 300 bls de fluido de control de 8.4 lpg y bombean 50 bls por directa.
- Recuperan equipo bes p-18. Arman y bajan equipo bes te 2700/180 en tbg 3-1/2" sec.
- No recuperan s/v. Asientan tubing hanger 11" x 3-1/2" EUE en sección "B". Arman cabezal de producción, 13.625" x 3m Black Gold – ESPCT y prueban con 2000 psi.
- Arrancan equipo BES y realizan prueba de giro (giro “forward” correcto).
- Alinea a la estación y realizan pruebas de producción.
- Finaliza operaciones el 3 de mayo de 2016. (PETROAMAZONAS, 2019)

WO #2

- Inicia operaciones el 7 de Junio del 2016 con el Rig Hilong 28, sus objetivos iniciales fueron:
 - Recuperar equipo BES TE 2700
 - Realizar cambio de zona de “U” Inferior a “T” Principal, aislando la arena “U” Inferior con SCAB Liner.
- Filtran y mezclan 600 Bls de agua fresca de 8.4 lpg. Controlan pozo con fluido de control de 8.4 lpg en reversa, 350 Bls por anular y 50 por TBG @ 3 BPM, no se observan retornos. Pozo controlado. Ok. Sacan equipo BES TE-2700 EN tbg 3 1/2”, SEC, L-80.
- Saca BHA de producción, desarma equipo BES, baja bloque impresor, arma y baja BHA con broca tricónica para determinar profundidad de cañones anclados One Trip, sarta se asienta @ 11657 ft, saca y desarma BHA en superficie. Arma y baja con WL cañones anclados MAX-R, asientan. Arman y bajan SCAB Liner hasta profundidad de asentamiento para aislar la arena “U” Inferior en TBG 3 1/2” EUE, asientan. Sacan tubería a superficie.
- Arman y bajan equipo BES TD-1000 Modular, arman BHA de producción sobre equipo BES en 3 1/2” TBG, SEC, TN-70 hasta +/- 5200 ft, realiza procedimiento de activación de cañones anclados, observa posible detonación, realiza empalme y continua bajando equipo BES hasta

profundidad de asentamiento @ 10615 ft, asienta Hanger y arranca equipo BES, alinean a la estación.

- Evalúa arena “T” Principal, se observan parámetros de producción de “U” Inferior. Se decide sacar equipo BES. Controlan pozo, desarman cabezal, instalan subestructura, sacan equipo BES TD 1000 en 3 ½” SEC, Clase “B” hasta superficie. Arman y bajan Pin ON OFF en 3 ½” TBG, enganchan SCAB Liner y sacan a superficie. Arman y bajan nuevo SCAB Liner @ 11495.55 ft, asientan packers.
- Realizan prueba de admisión a la arena “T” Principal, sin éxito, presión se mantiene estable por 30 min. Repiten procedimiento para detonación de cañones MAX-R. Con WL bajan GR-CCL, Sacan y desarman SCAB Liner en superficie. Arman BHA de pesca para cañones MAX-R bajan, enganchan y sacan cañones a superficie, cañones salen disparados.
- WL HLB con WL baja registro de corrosión, disparos en profundidad, OK. Arma y baja conjunto TCP para redisparar arena “T” Principal aislando “U” Inferior. Bajan conjunto TCP hasta 11645 ft, realizan correlación, asientan sarta. Desarman BOP y subestructura, arman cabezal, lanzan barra, realiza re disparo, instalan packer hidráulico. Finalizan operaciones con Rig Hilong 28, el 25 de Julio de 2016.

Nota: desmovilizan rig Hilong 28 de Bloque 15.

Con unidad MTU de cia. Sertecpet inicia evaluación del pozo. (PETROAMAZONAS, 2019)

WO #3

- Inició el 15 de febrero del 2018 sus objetivos fueron:
 - Recuperar equipo BES TD 460-1000/317 etapas/113 HP.
 - Instalar equipo BES para producir de la arena TP
- Con la unidad de slick line realiza las siguientes corridas:
 - Primera Corrida:** baja con herramientas en línea 0,108 " runing tool 2.25" con Standing Valve 2,25" y asienta en NO-GO a 10550 ft para poder detonar tubing punch.
 - Segunda Corrida:** Baja tubing punch para tubing 2 7/8" llega hasta 10547 ft, trabaja con herramientas para accionamiento de tubing punch con éxito, sale a superficie y se verifica disparos.
- Realizan control de pozo filtrando 1000 bls de agua fresca y prepara 1000 Bls fluido de control @ 8.37 LPG con los siguientes químicos:
 - 30 SACOS DE KCL
 - 550 GLS DE SOLVENTE MUTUAL
 - 55 GLS DE SURFACTANTES ANIONICO -NE-118
 - 10 GLS DE BIOCIDA.
- Bombean fluido de control a 2,5 BPM y 950 psi. Se tiene retornos a los 500 bls bombeados. Total bombeado 850 bls. Luego realizan un

pulling de equipo BES, se recupera materiales, y luego Slick Line arma línea 0,125", con bloque impresor de 5,62" y baja hasta 11175 ft (tope de Campana ON-OFF), maniobra para tomar impresión y saca a superficie, bloque impresor presenta huella de basura sobre campana ON-OFF. Se procede armar un BHA #1 de pesca, luego el BHA #2 de limpieza y realizan la completación de fondo, se continúa armando el BHA para evaluación, y Slick line arma y baja en línea de 0.125" y realiza las siguientes corridas:

Primera Corrida: Baja pulling tool 2.75" y recupera standing valve 2.75" @ 11203.18FT.

Segunda Corrida: Baja shifting tool de 2.31" y cierra camisa de circulación @ 11309.21 FT.

- En RUNNING se arma y baja en línea de 0.125" y realiza las siguientes corridas:

Primera Corrida: baja pulling tool 2.75" y recupera standing valve 2.75" @ 11203.18FT.

Segunda Corrida: Baja shifting tool de 2.31" y cierra camisa de circulación @ 11309.21 FT.

Peso subiendo = 86 Klbs

Peso bajando = 68 Klbs

- Realizan espaciamento para asentamiento de packers, presuriza con 1100 psi, packer inferior (2 pines) se asienta con 1000 psi. Se presuriza con 2900 psi y Packer superior (4 pines) se asienta con 2400 psi. Se aplica peso en cada packer. Ok. Llenan anular con 70 Bls, se presuriza hasta 800 psi, presión se mantiene por 10 minutos. OK.

- Luego se arma el cabezal, se hace evaluaciones con la MTU: Arman Unidad MTU arma y baja en línea de 0.125" y realiza las siguientes corridas:

Primera Corrida: baja pulling tool 2.75" y recupera standing valve 2.75" @ 11203.18FT.

Segunda Corrida: Baja shifting tool de 2.31" y cierra camisa de circulación @ 11309.21 FT.

Peso subiendo = 86 Klbs

Peso bajando = 68 Klbs.

- Realizan espaciamento para asentamiento de packers, presuriza con 1100 psi, packer inferior (2 pines) se asienta con 1000 psi. Se presuriza con 2900 psi y Packer superior (4 pines) se asienta con 2400 psi. Se aplica peso en cada packer. Ok. Llenan anular con 70 Bls, se presuriza hasta 800 psi, presión se mantiene por 10 minutos. OK.

- Bajan coiled tbg de 1.5" hasta 11644 ft.

- Inicia prueba de admisión de la arena TP: bombeo @ 0.3 BPM hasta 2200 psi. Detienen bombeo y esperan declinación de presión hasta 800 psi (aproximadamente 10 min). Continúa forzamiento intermitentemente, hasta bombear 10 BLS DE CLAYFIX-5.

- Se vuelven a realizar corridas con slick line estas son:

Primera Corrida: baja pulling tool 2.75" y se asienta standing valve @ 11,203.18 FT.

Segunda Corrida: Baja shifting tool 2.81" y abre camisa de recirculación @ 11,168.60 FT

- Y se vuelve a evaluar la MTU de la siguiente manera: Evalúa arena "TP" con MTU + bomba jet claw inoxidable 3-1/2 x 2.81" (pam), "11 j" (pam) hacia estación.
- Finaliza operaciones 30 de marzo de 2018 (PETROAMAZONAS, 2019)

4.4.2 Workover del pozo PKSC-18

WO # 1:

- Inicia operaciones: el 10 de septiembre de 2013. Sus objetivos fueron:
- Recuperar equipo BES compuesto por tres bombas P18 (330 STGS), un motor 168HP/ 2295V / 44A y bajar nuevo equipo BES de similares características para producir de "U Inferior". Bombea 5 bls de diesel en directa y 10 bls por anular @ 1.2 bpm con 100 psi, total bombeados 15 bls. Monitorea pozo controlado, Ok.
- Saca BES P 18, 330 etapas/168 HP en tubería de 2 7/8" SEC 7.8 # 1%Cr, desarmar equipo BES con 7" camisa de refrigeración. Equipo BES mecánica y eléctricamente OK, externamente limpios.
- Técnicos de Baker ensamblan equipo BES P18 330 etapas/ 180 HP y bajan en tubería de 2 7/8" SEC 7.8 # 1% Cr clase "B" hasta 10,355'.
- Retira BOP de 11" 5M. Arma sección "C" del cabezal multibowl 13 5/8" 3M, prueba bonnet con 2,000 psi & arma línea de producción prueba con 220 psi por 10 minutos, Ok. Recupera 3 1/8" BPV.
- Técnicos de Baker-Centrilift y PAM Operaciones realizan prueba de producción (un solo arranque en sentido FWD) a la arena UI con equipo ESP P18 a la estación.
- Finalizan operaciones el 15 de septiembre de 2013. (PETROAMAZONAS, 2019)

WO #2

- Inicia operaciones: 25-mar-2014. Sus objetivos fueron:
- Recuperar equipo BES P 18
- Correr nuevo BES para "U" Inferior.
- Abren camisa de 2 3/8" @ 10202 ft, bombean 20 Bls de diésel al anular, cambian de sentido para bombear en directa.
- Verifican pozo controlado ok.
- Retiran líneas de flujo y cabezal. Levantan sarta de producción y sacan equipo BES P-18 de Cia Baker Centrillift de 98/98/134 etapas en tubería de 2 7/8" SEC clase "B" de 7.8 lbs/ft en paradas. Nota: se observa fuga de líquido entre conexión del tubing de 2 3/8" eue con el no-go, dos orificios en segunda rosca superior del tubo (razón del WO: comunicación tbg – csg).

- Técnicos BAKER CENTRILIFT arman y bajan equipo BES con 2 bombas serie 400 FLEX 10 XH6 238 STGS – 126 HP (con camisa de refrigeración 7”) con BHA de producción en tubería de 2-7/8” SEC, L-80, 7.8 LB/FT, CLASE “B” re-run, se realiza empalme @ 5320 ft. Recupera 1.81" std valve @ 8965.81 pies. Retira BOP y coloca cabezal ESPCT de 13 5/8” x 3000psi. PAM arrancan equipo BES FLEX 10, prueban y alinean a Estación.
- Fin de operaciones: 30-mar-2014. (PETROAMAZONAS, 2019)

WO #3

- Inicia operaciones el 23 de Diciembre del 2014 con el RIG Nabors 819, sus objetivos iniciales fueron:
 - Recuperar equipo BES FLEX 10/238 etapas, motor 126 HP.
 - Correr nuevo BES para continuar produciendo de “U Inferior”.
- SL, arma equipo y herramientas en línea de 0.108” y bajan con shifting tool abrir camisa de circulación tipo “L”. ID 1.87” (abre hacia abajo) @ 8932 ft. Ok. Bombea 20 bls de diesel al anular a 1 BPM con 0 psi, cambian de sentido para bombear en directa a 1 BPM con 0 psi para controlar el pozo. Instala 3-1/2" EUE landing joint y levanta sarta con 110000 lbs + tecnico + desarma 11" x 3-1/2" EUE tubing hanger + 3-1/2" EUE pin x 2-7/8" sec pin crossover. Sacan equipo BES 2 bombas FLEX-10 (238 STG) en TBG 2-7/8" SEC, 7.8#/FT, L-80, CLASE “B”. Quebrando. TBG de BHA sobre equipo BES (Entre NO-GO y Camisa) presenta un hueco @ 15’ bajo la camisa, diámetro del hueco +/- 1/8". La mayoría de las juntas presentan una corrosión interna.
- Bajan equipo BES P8 - 293 STGS – 150 HP en TBG 2 7/8” TSH , 7.8#/FT, L-80, CLASE “A”. Midiendo y calibrando. Torquean con 3220 lb.pie, prueban tubería con 2000 psi cada 2000 pies. Megan cable cada 2000 pies. SL, arma equipo con línea 0.108 y baja a recuperar std valve 1.81" @ 8963 ft. Ok. (PETROAMAZONAS, 2019)

WO #4

- Inicia operaciones el 14 de Julio del 2015 con el RIG Hilong 28, sus objetivos iniciales fueron:
 - Recuperar equipo BES P8 – 293 STG – 150 HP.
 - Realizar viaje de calibración con bloque impresor de 5.5” con slickline hasta +/- 11,550 ft MD.
 - Disparar la arenisca “T Principal” con sistema MAX-R (Schlumberger) en el siguiente intervalo: Arenisca T Principal: 11,465 – 11,476 (11)’.
 - Instalar scab liner con dos packers para aislar la arena “Ui”.
 - Correr equipo BES para producir de la arena “T Principal”.
- Slick line arma equipo con línea de 0,125" y baja abrir 2-3/8" camisa a 8941 FT. Ok. Filtran y mezclan 500 bbls de fluido de control @ 8.4 lpg. Llenan pozo con 500 bls de fluido de control de 8.4 lpg, 450 Bls por anular y 50 bls por el tubing, pozo controlado OK. Instalan 3-1/2" landing joint y levantan, 11" x 3-1/2" EUE tbg-hanger ok, peso de la sarta

- subiendo 80000 lbs. Sacan equipo BES P-8 Baker-Centrilift (293 etapas) en tubing 2-7/8" TSH BLUE, 7.8 lb/ft, L-80, CR 1%, clase "B".
- Slick line arma equipo con línea de 0,125" y Bloque Impresor de 5,5", baja hasta 10851 FT (TOPE DE LINER), intenta ingresar por varios intentos sin éxito. Slick line baja con Bloque Impresor de 3.750" hasta 11446 FT, saca línea y sale marcas de bandas y media luna de MAX-R.
 - Baja BHA #01 de Pesca con Releasing Spear en 3-1/2" drill pipe midiendo y calibrando, rompiendo circulación cada 3000 ft, hasta 11460.87 ft. Preparan 40 bbls de píldora viscosa (90 seg.) con 2 sacos de goma xantica, bombean en directa 40 bbls de píldora viscosa a 11456 ft. Maniobrando la sarta, aplican 10 K lbs de peso @ 11460 ft, engancha pescado, trabajando con tensión progresiva desde 154.000 lbs hasta 156.000 lbs, sarta libera con 2 K lbs de over pull (Pescado 100% recuperado).
 - Bajaron MAX-R acoplado en GR-CCL hasta 11510 ft, correlacionan profundidad hasta 11429.8 ft, realiza asentamiento de 4-1/2" MAX-R @ 11439.51 ft, tensión antes de asentamiento 4563 lbs, después de asentamiento 2731 lbs.
 - Bajaron BHA Scab Liner con (2) Packer "FH" en 3-1/2" IF Drill Pipe midiendo en hasta 11270.01'. Presurizan la sarta con 1000 psi y asientan 7" x 2-7/8" Packer Inferior "FH" @ 11230.05 ft, aplican 8 K lbs de peso al PKR ok, asientan con 1200 psi 7" x 2-7/8" Packer superior "FH" @ 11095.31 ft, incrementa presión hasta 3000 psi por 10 min ok, realiza prueba en anular con 800 psi por 10 min ok. Maniobra la sarta y aplican 12 K lbs, rompiendo pines, gira 4 vueltas a la sarta, desconecta seal conector ON-OFF @ 11060.42 ft ok. Saca seal conector en 3-1/2" drill pipe.
 - Slick line arma equipo con línea 0.125" y baja 1.81" std valve y asienta en 2 3/8" NO-GO a 11269.60 ft, ok. Presurizan sarta asentando con 1000 psi 7" x 2-7/8" packer hidráulico inferior "FH" a 11230.05 ft + aplica 8000 LBS de peso al PKR ok. Asentando con 1800 psi 7 x 2-7/8" packer hidráulico superior "FH" a 11095.31 ft, ok, incrementando presión hasta 3000 psi espera 10 min ok. Slick line arma equipo con línea 0.125" y baja a recuperar std valve 2 3/8" NO-GO a 11269.60 ft, ok.
 - Bajaron equipo Bes DN800N en tubería combinada 2-7/8" TSH BLUE, 7.8 LPP, L-80, CR 1% clase "B" 247 juntas y 53 juntas de 2-7/8" SEC, 7.8 #/FT, L-80, CR 1%, CLASE "B", presuriza anular con 4000 psi por 1 minuto para activar cabeza de disparo del sistema MAX-R, ok. Arrancan equipo y recupera 550 bbls, espera por detonación, detonan 4-1/2" cañón MAX-R en arena "T Principal" Intervalo 11465 ft – 11476 ft (11 ft), espera decantación de sólidos, realiza prueba de producción a la estación.
 - Asientan tubing hanger 11" x 3 1/2" EUE en sección "B". Retiran Landing joint 3 1/2" EUE. Peso de la sarta subiendo 100000 libras y bajando 60000 libras. Arma 13-5/8" x 3000 cabezal del pozo Black Gold, prueba con bomba con 2,000 PSI, OK. Arrancan equipo BES, alinean válvulas a la estación y realizan prueba de producción.
 - Finaliza operaciones el 26 de Julio del 2015. (PETROAMAZONAS, 2019)

WO #5

- Inicia operaciones el 5 de febrero de 2018. Los objetivos del programa principal son:
 - Recuperar equipo BES D800N/302 etapas/150 HP e Instalar equipo de similares características para continuar produciendo de la arena "T principal".
- Los objetivos del programa alterno son:
 - Recuperar completación de fondo, bajar BHA de limpieza del pozo, Realizar tratamiento con solventes a la arena "Tp".
 - Instalar completación de fondo dejando abierta la camisa de la arena "Tp" y evaluar con bomba jet y MTU la arena "Tp".
- Bajó tubing punch para tubing 2-7/8" llega hasta 8550 ft + trabaja con herramientas para accionamiento de tubing punch con éxito sale a superficie y se verifica disparos. Bombea 5 Bls de diesel, presión incrementa 1200 psi, no admite en directa se mantiene en observación presión no baja de 1200 psi + libera presiones. Alinean en reversa, bombean 300 Bls de fluido de control 8,37 LPG sin retornos al tanque de lodo. Sacan equipo BES D800N, 2-7/8" SEC (53 jts) TSH BLUE (247 jts) 7,8 lb/ft L80, CR1, Clase "B".
- Recupera completación de fondo. Baja BHA de limpieza hasta 11341 pies, circulan hasta retornos limpios. Bajan en conjunto Completación de Fondo y BHA de evaluación con 248 jts 3-1/2" EUE, 9.3 LPP, N-80 Clase "A" y 2 jts 3-1/2 EUE, 9.3 LPP, L-80 Clase "B". Bajan hasta 11394.90 ft.
- Arman y bajan coiled tubing para realizar tratamiento a la arena Tp, sacan. Arman cabezal de producción 13-5/8"-3000 x 3-1/8"-3000 PSI, "BLACK GOLD-ESPCT". Evaluando pozo PAKA SUR C 18 ARENA "TP" CON MTU#28 + BOMBA JET CLAW PREMIUM 3 1/2" x 2,81" (10I) hacia la estación YUCA CENTRAL.
- Finalizan operaciones el 30 de marzo de 2018. (PETROAMAZONAS, 2019)

WO #6

- Inicia Operaciones el 5/Junio/2018.
- Verifican pozo previamente controlado.
- Intentan desconectar Pin de On-Off, sin éxito. Arman BHA de pesca con short catch 5-3/4" con grape 3-1/2" y mill control 3-1/2", maniobran, enganchan y trabajan sarta por varias ocasiones, tensionan hasta 130000 Lb; liberan Pin de On-Off y sacan BHA de pesca.
- Levantan sarta y sacan Pin de On-Off en 3-1/2" TBG, 9.3 #/FT, N-80 (El Tubi#5 sale con 5 huecos, gran parte de la tubería sale con corrosión externa; a partir del tubo # 253 en adelante salen llenos de sólidos; tubería sale sobretorqueada). Slick Line calibra completación de fondo hasta 11419'. Bajan BHA de Bombeo Hidráulico con 2-7/8" Pin de On-Off en 3-1/2" TSH Blue, 9.3 LPP, Clase "A" hasta 11102'. Instalan X-Over 3-1/2 TSH Blue Box X 3-1/2" EUE Pin + Tbg Hanger 11" X 3-1/2".
- Realizan espaciamiento de sarta y conectan Pin de On-Off.

- Instalan cabezal Black Gold ESPCT13-5/8" x 3-1/8" x 3000 PSI. Slick Line abre camisa de circulación @ 11044 y asientan bomba jet 10I @ 11044'.
- Arman líneas desde MTU hacia cabezal del pozo. Arrancan Unidad MTU.
- Finalizan operaciones a las 06H00 del 11 de junio de 2018. (PETROAMAZONAS, 2019)

WO #7

- Inicia operaciones el 5 de diciembre de 2018.
- Controlan pozo con Fluido de Control 8.34 LPG (700 Bbls Convencional & 300 Bbls Fluido Especial).
- Realizan maniobras repetitivas para desconectar Pin de On-Off 2-7/8" EUE de la completación de fondo, trabajan sarta rotando y tensionando hasta 130000 Lb, Ok.
- Sacan Completación de Bombeo Hidráulico en 3-1/2 TSH BLUE 9.2 LPP CR1, Clase "A" (Tubo # 6 sale con hueco y corrosión externa avanzada en las primeras 20 juntas e inicios de corrosión en el resto de tubería: No-Go salé con sólidos). Slick Line calibra completación de fondo hasta 11400', sin novedad.
- Arman y bajan pin de On-Off en tubería de 3-1/2 TSH BLUE, 9.2 LPP, L-80 CR1, condición "B" hasta campana. Realizan maniobras de asentamiento de Pin de On-Off, en campana.
- Realizan prueba de presión por anular con 700 PSI, se tiene retornos por el tubing, determinando comunicación. Slick Line recupera Std Valve @ 11079'.
- Trabajan sarta para desasentar packers, tensionando con 142000 Lb. Sacan y desarman completación de Fondo.
- Arman y bajan Completación de Fondo + BHA de Bombeo Hidráulico y asientan packer @ 11151' y 11336'.
- Prueban anular con 650 psi y verifican asentamiento de packer.
- Desplazan Bomba Jet 10I. Arrancan Unidad MTU.
- Realizan prueba de producción de arena "TP", sin éxito, pozo no aporta.
- Realizan prueba de admisión a la arena "TP", se presuriza desde 500 hasta 3000 PSI, sin éxito, presión se mantiene.
- Slick Line baja calibrador 2" hasta 11457', sin novedad.
- Finalizan Operaciones el 13 de diciembre de 2018.
- Inician Operaciones el 15/Dic/2018.
- Bajan Coiled Tubing hasta 11470' y realizan pruebas, determinado obstrucción en los punzados.
- Bombean 10 Bbls de solvente en cara de perforados + 30 Bbls de ácido reciprocando sarta frente a los punzados.
- Realizan prueba de admisión para verificar limpieza de punzados, ok. Sacan CTU. Desplazan bomba jet 10I.
- Arrancan MTU y realizan prueba de producción de "TP".
- Finalizan operaciones el 17 de diciembre de 2018. (PETROAMAZONAS, 2019)

CAPÍTULO V

5. SIMULACIÓN Y OBTENCIÓN DE RESULTADOS

En este capítulo, se detallan los resultados obtenidos de las diversas simulaciones en programas que facilitará las empresas competentes con el fin de obtener los diseños y especificaciones de todas las herramientas que se utilizarán en la aplicación del sistema de bombeo mecánico electrosumergible como método de levantamiento artificial en los pozos estudiados, así como su respectivo análisis económico que nos ayudará a conocer la viabilidad del proyecto.

5.1 Data utilizada por Sertecpet para las simulaciones en SYAL y Jet Claw de los pozos PKSC-17 y PKSC-18


 DATOS DE DISEÑO DE BOMBA JET CLAW®		CÓDIGO: EC.GC.WT.RE.0 REVISIÓN:05 FECHA: 2015-07-20	
INFORMACIÓN DEL POZO			
COMPañÍA:	Petroamazonas EP	POZO:	PKSC-017
FECHA:	30/05/2019	FORMACIÓN:	T PRINCIPAL
		<input type="radio"/> Work Over	<input type="radio"/> On Shore
		<input type="radio"/> Exploratorio	<input type="radio"/> Off Shore
		<input checked="" type="radio"/> Producción	
DATOS DEL RESERVORIO			
PRESIÓN DEL RESERVORIO:	1467 psig	PRESIÓN DEL SEPARADOR:	100 psig
*T DEL RESERVORIO:	188	*T DEL SEPARADOR:	110
GRADO API:	29,4 API	RGp en Solución:	
CORTE DE AGUA/BSW:	12 %	Presión de Burbuja:	834 psig
SALINID. TOTAL/G.E. AGUA:	27500 PPM	N2	CO2 % H2S PPM
GRAV. ESP. GAS:	0,87 Adim.		
DATOS MECÁNICOS DEL POZO			
TIPO DE POZO:	<input type="checkbox"/> Vertical	<input checked="" type="checkbox"/> Direccional	<input type="checkbox"/> Horizontal
	MD	TVD	Adjunta archivo Survey? NO
PROF. PROM. RESERVORIO:	9775	OD Casing:	9 5/8 in
PROF. DE LA BOMBA:	9380	ID Casing:	8 2/3 in
PROF. DEL SENSOR:		OD Tubing:	3 1/2 in
*T DE CABEZA:	118	ID Tubing:	2,992 in
PRODUCTIVIDAD DEL RESERVORIO			
PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE:	477,06 psig	IP POZO:	0,16
CAUDAL DE PRUEBA:	212	¿Adjunta datos de registros de producción?:	
DATOS DISEÑO JET			
PRODUCCIÓN ACTUAL:	212	PRODUCCIÓN DE DISEÑO:	270
ARTIFICIAL LIFT ACTUAL:	<input type="checkbox"/> BES	<input checked="" type="checkbox"/> BH	<input type="checkbox"/> GL <input type="checkbox"/> BM <input type="checkbox"/> OTRO
FACILIDADES DE BOMBEO:	<input checked="" type="checkbox"/> MTU	<input type="checkbox"/> CENTRALIZADO	<input type="checkbox"/> GAUGE TANK
PRESIÓN INYECCIÓN MAX. DISPONIBLE:	3600 psig		
CAUDAL INYECCIÓN MAX. DISPONIBLE:	2190		
*T DEL FLUIDO MOTRIZ:	110	PRESIÓN DE CABEZA:	110 psig
BSW FLUIDO MOTRIZ:	%	API FLUIDO MOTRIZ:	API
SALINIDAD FLUIDO MOTRIZ:	PPM		
VÍA INYECCIÓN:	<input checked="" type="checkbox"/> DIRECTA	<input type="checkbox"/> REVERSA	

Ilustración 33: Datos de diseño del pozo PKSC-17 para simulación.

Fuente: Petroamazonas EP-Quito


		DATOS DE DISEÑO DE BOMBA JET CLAW®		CÓDIGO: EC.GC.WT.RE.03 REVISIÓN:05 FECHA: 2015-07-20	
INFORMACIÓN DEL POZO					
COMPañÍA:	Petroamazonas EP	POZO:	PKSC-018	<input checked="" type="radio"/> Work Over	<input type="radio"/> On Shore
FECHA:	30/05/2019	FORMACIÓN:	T PRINCIPAL	<input type="radio"/> Exploratorio	<input type="radio"/> Off Shore
DATOS DEL RESERVORIO					
PRESIÓN DEL RESERVORIO:	1467	psig	PRESIÓN DEL SEPARADOR:	100	psig
°T DEL RESERVORIO:	207		°T DEL SEPARADOR:	110	
GRADO API:	26,6	API	RGp en Solución:		
CORTE DE AGUA/BSW:	10	%	Presión de Burbuja:	834	psig
SALINID. TOTAL/G.E. AGUA:	28100	PPM	N2		CO2 %
GRAV. ESP. GAS:	0,87	Adim.	H2S		PPM
DATOS MECÁNICOS DEL POZO					
TIPO DE POZO:	<input type="checkbox"/> Vertical	<input checked="" type="checkbox"/> Direccional	<input type="checkbox"/> Horizontal		
	MD	TVD	Adjunta archivo Survey?	NO	
PROF. PROM. RESERVORIO:		9781	OD Casing:	9 5/8	in
PROF. DE LA BOMBA:		9404	ID Casing:	8 2/3	in
PROF. DEL SENSOR:			OD Tubing:	3 1/2	in
°T DE CABEZA:		146	ID Tubing:	2,992	in
PRODUCTIVIDAD DEL RESERVORIO					
PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE:		515	IP POZO:	0,27	
CAUDAL DE PRUEBA:		370	¿Adjunta datos de registros de producción?:		
DATOS DISEÑO JET					
PRODUCCIÓN ACTUAL:		0	PRODUCCIÓN DE DISEÑO:	370	
ARTIFICIAL LIFT ACTUAL:	<input type="checkbox"/> BES	<input checked="" type="checkbox"/> BH	<input type="checkbox"/> GL	<input type="checkbox"/> BM	<input type="checkbox"/> OTRO
FACILIDADES DE BOMBEO:	<input checked="" type="checkbox"/> MTU	<input type="checkbox"/> CENTRALIZADO	<input type="checkbox"/> GAUGE TANK		
PRESIÓN INYECCIÓN MAX. DISPONIBLE:		3600			
CAUDAL INYECCIÓN MAX. DISPONIBLE:		2190			
°T DEL FLUIDO MOTRIZ:		110	PRESIÓN DE CABEZA:	110	psig
BSW FLUIDO MOTRIZ:		%	API FLUIDO MOTRIZ:		API
SALINIDAD FLUIDO MOTRIZ:		PPM			
VÍA INYECCIÓN:	<input checked="" type="checkbox"/> DIRECTA	<input type="checkbox"/> REVERSA			

Ilustración 34: Datos de diseño del pozo PKSC-18 para simulación.

Fuente: Petroamazonas EP-Quito

5.2 Diseño de Bombeo Hidráulico como método de sistema de Levantamiento Artificial del pozo PKSC-17 y PKSC-18

Para la selección del tipo de bomba Jet Claw se procede a utilizar la data solicitada de los pozos PKSC-17 Y PKSC-18 con la finalidad de conocer la geometría y características de la bomba. La respectiva simulación se la hace con EL PROGRAMA SYAL de SERTECPET.



REGISTRO DE SELECCION DE LA BOMBA JET CLAW PRESION INYECCION FIJA

CODIGO: GI.OP.RE.04
REV: 03
FECHA: 2007-08-30

INFORMACION GENERAL

COMPañIA:	PETROAMAZONAS EP	POZO:	PKSC-017
REPRESENTANTE:	ING.MIGUEL SALAZAR	RESERVORIO:	T PRINCIPAL
FECHA:	04/6/2019 17:35:52	GEOMETRIA OPTIMA SELECCIONADA:	11J

BOMBA JET DIRECTA



PARAMETROS MECANICOS

ID Tubería:	2.992	pulg
OD Tubería:	3.500	pulg
ID Revestimiento:	6.276	pulg
Prof. Punzados(TVD):	9,775	pies
Presión de Cabeza:	105	psi
Tipo de Bomba:	Directa	

PARAMETROS DE RESERVORIO

Presión de reservorio:	1,467	psi
API:	29.4	°API
GOR:	212	scf/stbl
Corte de Agua (BSW):	12.00	%
Temperatura de Reservorio	188	°F
Temperatura de Superficie:	110	°F
Grav. Espec. Gas:	1.182	adim
Grav. Espec. Agua:	1.019	adim

PARAMETROS DE DISEÑO

Producción Deseada:	212	bfpd
Presión de Inyección:	3,600	psi
Presión de Entrada:	187	psi
Tipo De Fluido Motriz:	Petróleo	
API Inyección:	29.4	°API
Prof. de la Bomba (TVD):	9,380	pies
Longitud de la Tubería:	9,430	pies

RESULTADOS

Geometría Bomba	Área Boquilla pulg2	Área Garganta pulg2	Presión de Inyección psi	Caudal de Inyección bfpd	Producción Deseada bfpd	Presión de Entrada psi	Presión de Descarga psi	Caudal de Cavitación bfpd	Caudal de Retorno bfpd	Eficiencia %	Potencia HP	Tipo de Fluido Motriz	°API Fluido Motriz	ID Tubería pulg	Profundidad Bomba	Tipo de Bomba
11J	0.0239	0.0526	3,600	2,586	212	187	3,677	278	2,798	28	166	Petroleo	29	2.992	9,380	Directa

Ilustración 35: Selección de bomba Jet Claw para PKSC-17 (SOFTWARE CLAW)

Fuente: (SERTECPET, 2019)



REGISTRO DE SELECCION DE LA BOMBA JET CLAW PRESION FLUYENTE FIJA

CODIGO: GI.OP.RE.04
REV: 03
FECHA: 2007-08-30

INFORMACION GENERAL

COMPAÑIA:	Petroamazonas EP	POZO:	PKSC-018
REPRESENTANTE:	Ing. Miguel Angel Salazar V	RESERVORIO:	T-PRINCIPAL
FECHA:	04/6/2019 17:26:31	GEOMETRIA OPTIMA SELECCIONADA:	12L

BOMBA JET DIRECTA



PARAMETROS MECANICOS

ID Tuberia:	2.992	pulg
OD Tuberia:	3.500	pulg
ID Revestimiento:	6.276	pulg
Prof. Punzados(TVD):	9,784	pies
Presión de Cabeza:	100	psi
Tipo de Bomba:	Directa	

PARAMETROS DE RESERVORIO

Presión de reservorio:	1,467	psi
API:	26.6	°API
GOR:	135	scf/stbl
Corte de Agua (BSW):	10.00	%
Temperatura de Reservorio	207	°F
Temperatura de Superficie:	110	°F
Grav. Espec. Gas:	0.870	adim
Grav. Espec. Agua:	1.019	adim

PARAMETROS DE DISEÑO

Producción Deseada:	370	bfpd
Presión de Inyección:	3,600	psi
Presión de Entrada:	366	psi
Tipo De Fluido Motriz:	Agua	
API Inyección:	10.0	°API
Prof. de la Bomba (TVD):	9,404	pies
Longitud de la Tuberia:	11,050	pies

RESULTADOS

Geometria Bomba	Área Boquilla pulg2	Área Garganta pulg2	Presión de Inyección psi	Caudal de Inyección bfpd	Producción Deseada bfpd	Presión de Entrada psi	Presión de Descarga psi	Caudal de Cavitación bfpd	Caudal de Retorno bfpd	Eficiencia %	Potencia HP	Tipo de Fluido Motriz	°API Fluido Motriz	ID Tuberia pulg	Profundidad Bomba	Tipo de Bomba
10K	0.0175	0.0654	5,490	2,056	370	366	4,114	779	2,426	19	202	Agua	10	2.992	9,404	Directa
10L	0.0175	0.0796	6,701	2,194	370	366	4,126	1,010	2,564	14	264	Agua	10	2.992	9,404	Directa
11K	0.0239	0.0654	3,902	2,532	370	366	4,153	675	2,902	22	176	Agua	10	2.992	9,404	Directa
11L	0.0239	0.0796	4,696	2,670	370	366	4,164	906	3,040	17	224	Agua	10	2.992	9,404	Directa
12K	0.0311	0.0654	3,029	3,074	370	366	4,196	558	3,444	24	165	Agua	10	2.992	9,404	Directa
12L	0.0311	0.0796	3,624	3,219	370	366	4,278	789	3,589	20	207	Agua	10	2.992	9,404	Directa

Ilustración 36: Selección de bomba Jet Claw para PKSC-18 (SOFTWARE CLAW)

Fuente: (SERTECPET, 2019)

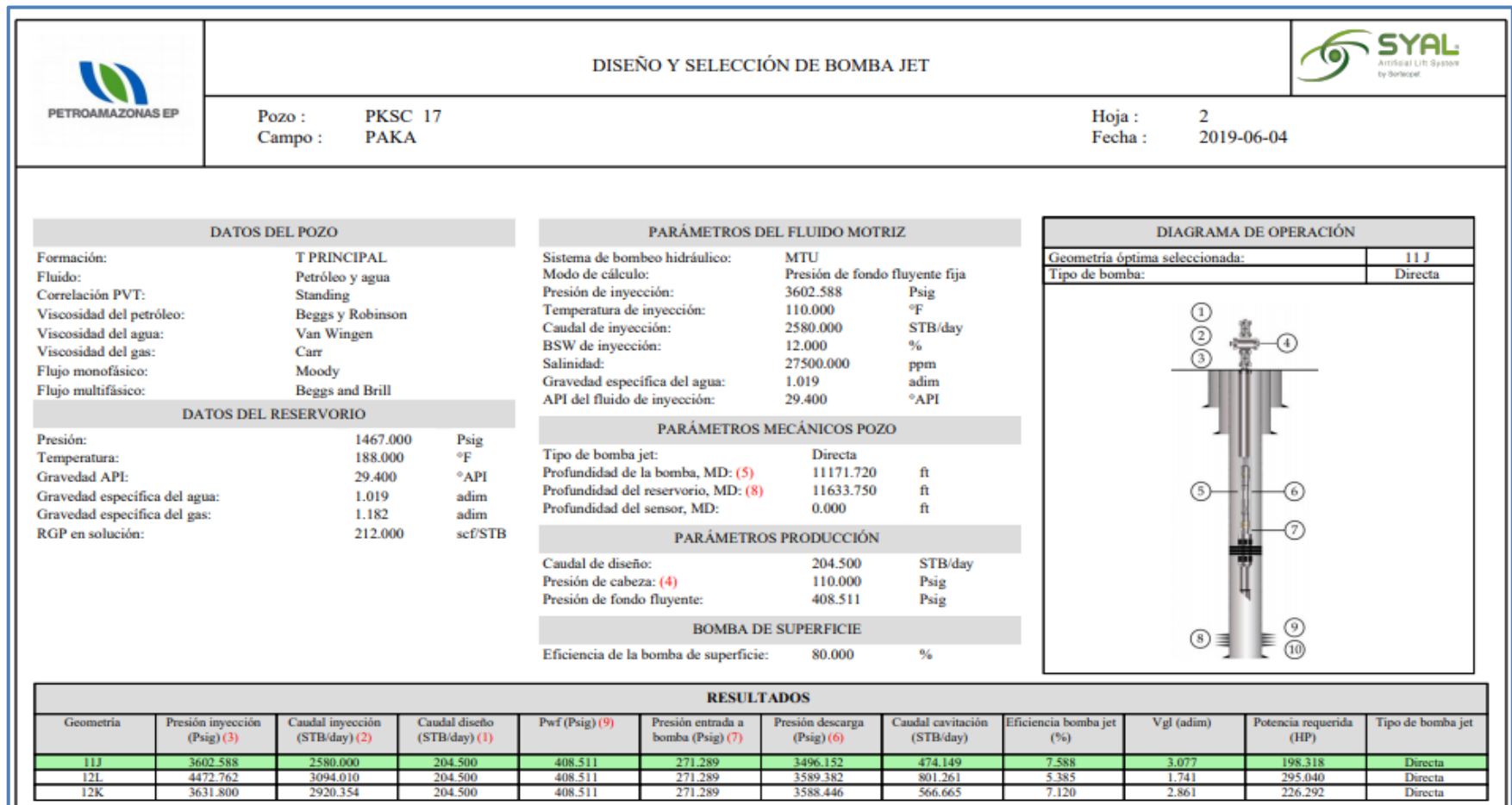


Ilustración 37: Diseño y selección de Bomba Jet del pozo PKSC-17(SOFTWARE SYAL)

Fuente: Petroamazonas EP

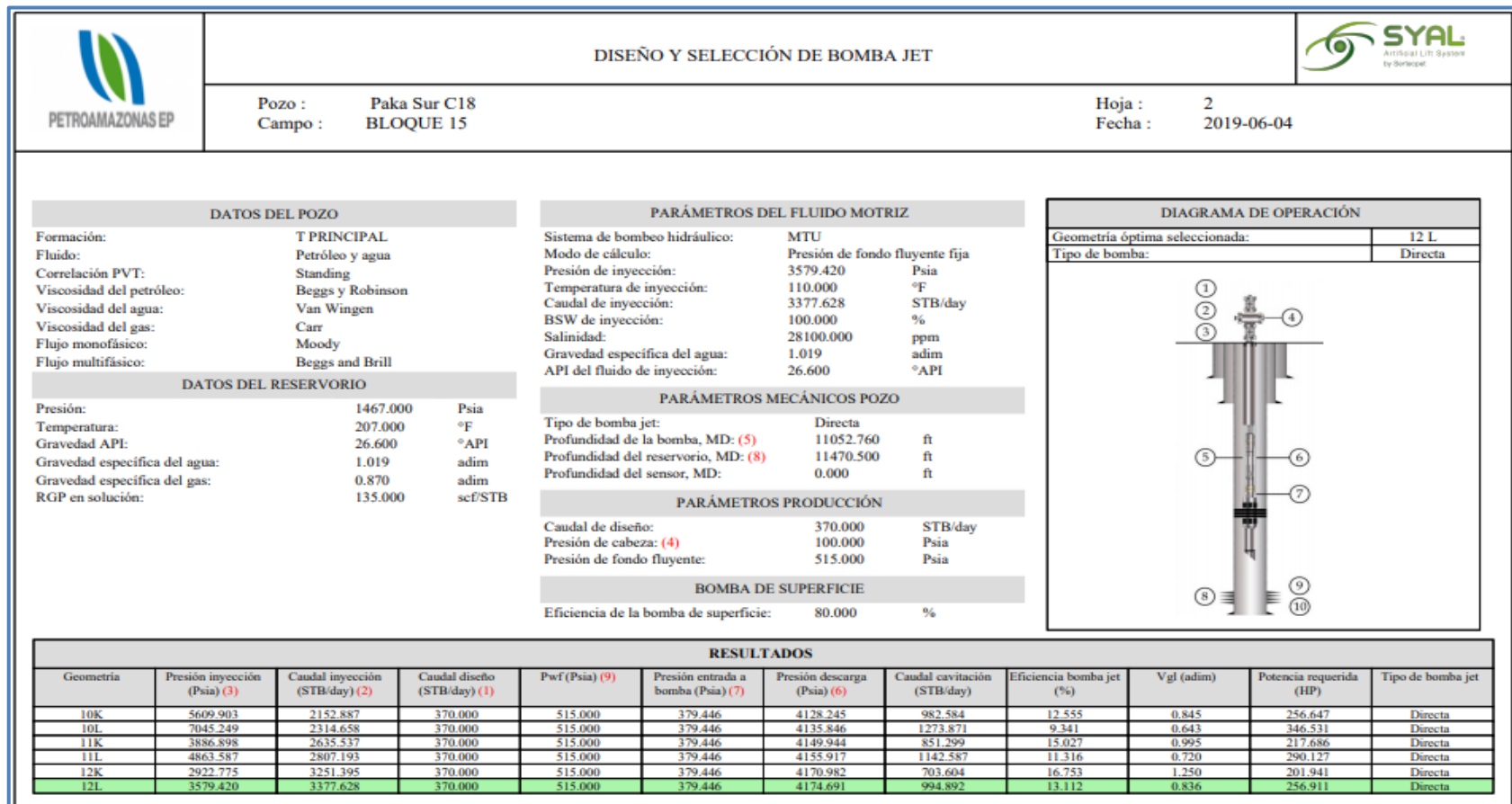


Ilustración 38: Resultados de la selección de Bomba Jet para el pozo PKSC-18 (SOTWARE SYAL)

Fuente: Petroamazonas EP

5.3 Análisis de la selección de bomba Hidráulica como método del sistema de Levantamiento Artificial en los pozos PKSC-17 y PKSC-18

PKSC-17: Como se puede observar en la data para la selección de la bomba Jet Claw del pozo en mención la geometría óptima seleccionada es 11J, y su corte de agua es de 12% con una presión de inyección de 3600 psi y la de profundidad es de 9380 ft. De acuerdo, con sus resultados la bomba trabaja con una potencia de 166 Hp, el tipo de fluido motriz con que opera es el Petróleo.

PKSC-18: Como se puede observar en la data para la selección de la bomba Jet Claw del pozo en mención la geometría óptima seleccionada es 12L, y su corte de agua o BSW es de 10% con una presión de inyección de 3600 psi y la de profundidad es de 9404 ft. De acuerdo, con sus resultados la bomba trabaja con una potencia de 207 Hp, el tipo de fluido motriz con que opera es agua.

5.4 Resultados de la selección de bomba con las respectivas simulaciones de SYAL y CLAW Sertecpet

En función a la información dada de cada uno de los pozos se obtienen los siguientes resultados:

PKSC-017 - T PRINCIPAL

La relación entre producción actual y caudal máximo (AOF) es del 96%.

Pozo	Geometría	Piny (PSI)	Qiny (BPD)	Qprod (BPD)	PIP (PSI)	PWF (PSI)	Qcav (BPD)	IP (BPD/PSI)	Qmax BPD	Observaciones
PKSC-017	11 J	3600	2587	212	187	340	278	0.213	221	Software CLAW
	11 J	3600	2587	206	270	423	474			Software SYAL

Tabla 23: Relación geométrica de la Bomba BH con software Claw y Syal para el pozo PKSC-17

Fuente: (SERTECPET, 2019)

PKSC-018 – T PRINCIPAL

Pozo	Geometría	Piny (PSI)	Qiny (BPD)	Qprod (BPD)	PIP (PSI)	PWF (PSI)	Qcav (BPD)	IP (BPD/PSI)	Qmax BPD	Observaciones
PKSC-018	12L	3600	3211	374	367	516	804	0.443	420	Software CLAW
	12L	3200	3377	375	355	490	994			Software SYAL

Tabla 24: Relación geométrica de la Bomba BH con software Claw y Syal para el pozo PKSC-18

Fuente: (SERTECPET, 2019)

Al llevar en efecto las dos simulaciones para la elección de bomba tanto SYAL como Claw se pudo constatar que la presión fluyente fija la determinación de la geometría y parámetros de operación en superficie.

5.5 Diseño de la bomba a utilizar como sistema de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico Electrosumergible en el pozo PCKS-17 (SOFTWARE RESP.SIZING)

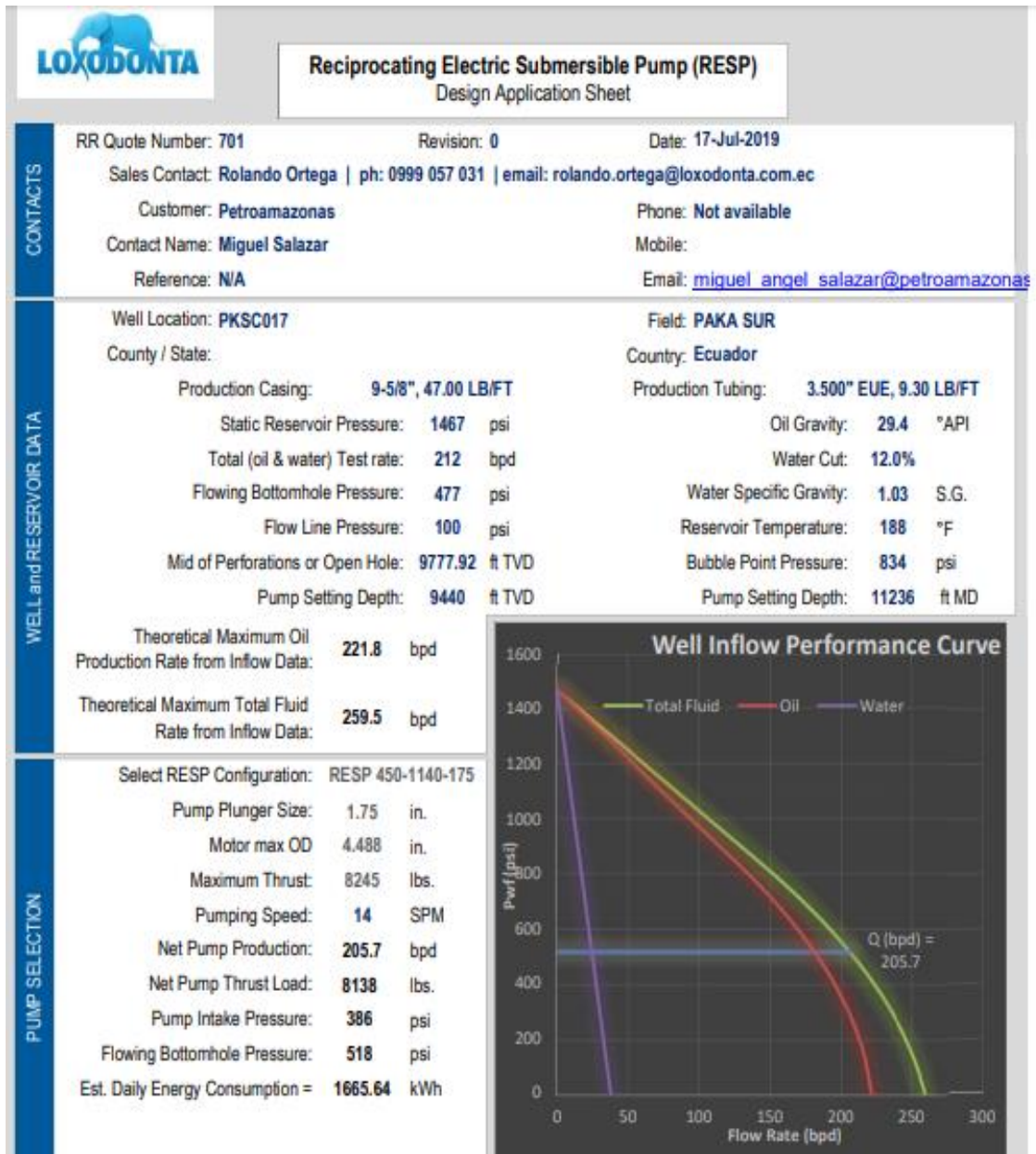


Ilustración 39: Selección de bomba con el sistema RESP del pozo PCKS-17

Fuente: Loxodonta

Al realizar la simulación en software Resp.Sizing se muestra la selección de la bomba para este sistema de bombeo mecánico que reemplazaría al bombeo hidráulico en el pozo PKSC-17, el mismo que dio como resultado una producción neta de la bomba de 205.7 BPD considerando la capacidad total que se maneja en el motor, manteniendo, de manera estable, el BSW y dejando a condiciones de yacimiento, reduciendo así el nivel del agua. Adicionalmente, muestra las curvas de análisis IPR compuesto por el modelo de Vogel.

5.6 Diseño de la bomba a utilizar como sistema de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico Electrosumergible en el pozo PCKS-18 (SOFTWARE RESP.SIZING)

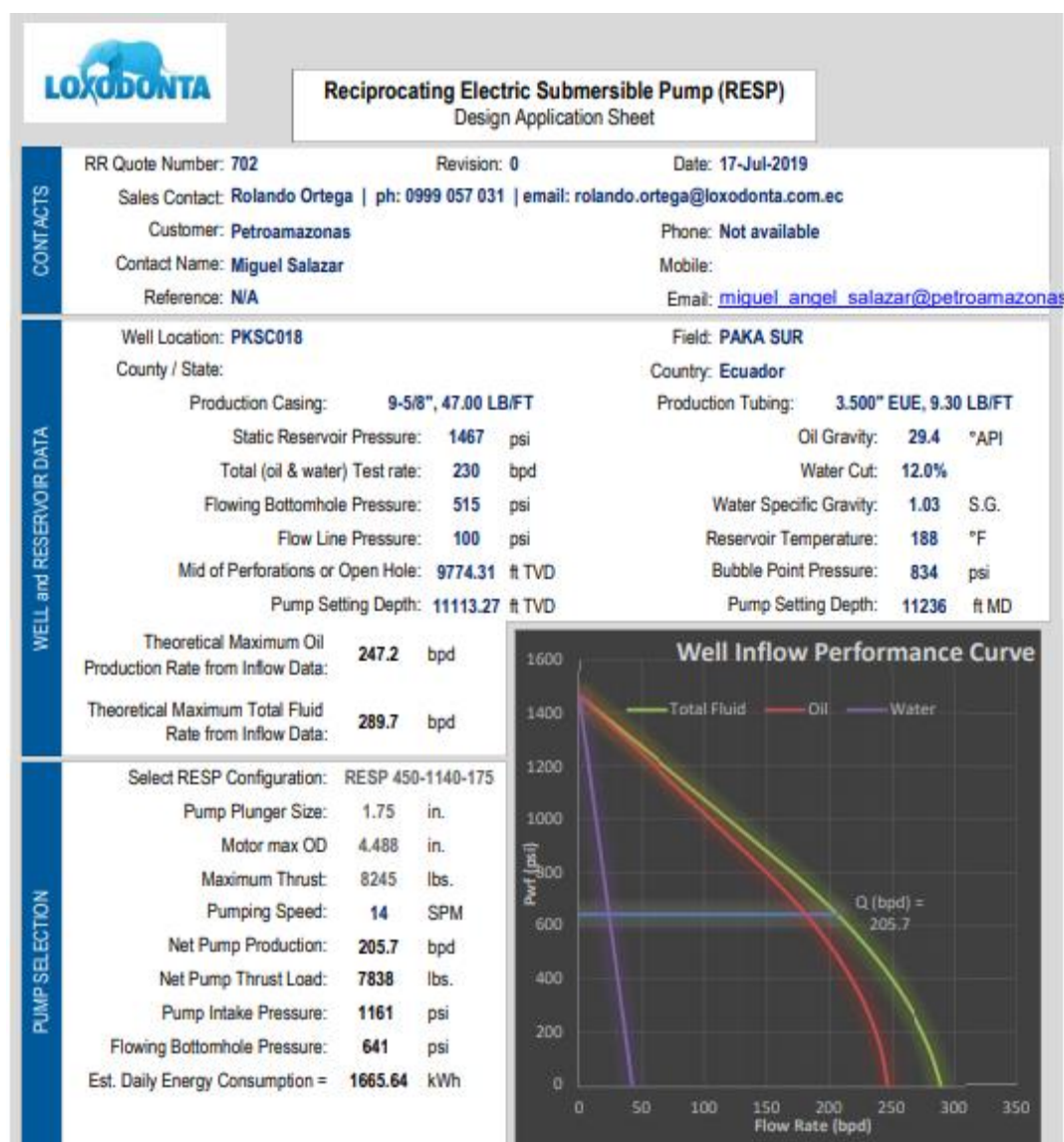


Ilustración 40: Selección de bomba con el sistema RESP del pozo PKSC-18

Fuente: Loxodonta S.A

Al llevar a cabo la simulación se muestra la selección de la bomba para este sistema de bombeo mecánico electrosumergible siendo RESP 450-11401-175 la configuración de bomba a utilizarse que reemplazaría al bombeo hidráulico en el pozo PKSC-18, el mismo que dio como resultado una producción total de fluido de 290 BFD, con una presión de intake de 1161 Psi, y un Pwf de 641 Psi, Adicionalmente, muestra las curvas de análisis IPR compuesto por el modelo de Vogel.

5.7 Resultado comparativo de los barriles de producción tanto para Bombeo Hidráulico como para Bombeo Mecánico electrosumergible por Pozos.

POZOS	BH (BPD)	RESP (BPD)
PKSC-17	212	260
PKSC-18	0	290

Tabla 25: Comparación de producción de BH y RESP para el pozo PKSC-18

Fuente: Jessica López

En la tabla 25, se puede observar que el pozo PKSC-17 con levantamiento artificial correspondiente a bombeo Hidráulico, mediante, la simulación de elección de bomba mantiene una producción promedio de 212 BPD, mientras que, con el método de bombeo mecánico electrosumergible 260 BPD, mismo que indica que existe una gran variación favorable para el nuevo sistema, aproximadamente, de 48 BDP, por lo tanto, el nuevo sistema a implementarse muestra mayor producción.

En el pozo PKSC-18 que, actualmente, se encuentra inactivo para estado de Workover muestra un BH de producción de 0 BPD y con RESP 290 BPD lo cual indica que el pozo en mención no se encuentra produciendo actualmente por lo tanto, se realiza el estudio con RESP además de considerar los gastos que como BH Y MTU han generado en el sistema de producción cuando se encontraba activo, por lo tanto este nuevo proceso garantiza la viabilidad de aplicar el sistema de levantamiento artificial RESP que se pretende implementar en Petroamazonas EP.

5.8 Estudio Económico

Se determinó la factibilidad de la propuesta al implementar un sistema de levantamiento artificial conocido como Bombeo Mecánico Electrosumergible para los pozos PSKC17-PSKC-18 del Activo Indillana perteneciente al Bloque 15 de Petroamazonas EP.

En este estudio se presenta el flujo de efectivo proyectado para los 2 pozos de PAM, en la que se tomará en cuenta los análisis de ingresos, costos, y sensibilidad para los dos pozos en mención, además de indicadores como: Valor actual Neto, Tasa interna de retorno, Relación beneficio-costos, y Periodo de factibilidad.

El respectivo análisis se realizó en Microsoft Excel tomando como base la información del sistema de levantamiento artificial de BH y RESP, además de considerar varios indicadores como la producción de crudo en cada pozo seleccionado y el precio de costo a la venta del petróleo por barril.

El respectivo análisis económico se realiza desde el cambio de sistema, considerando la producción, el costo de producción de cada sistema y los Workovers implementados, sin considerar deudas del pasado que afecten la situación actual económica de la empresa o del Estado.

Además, el pozo PKSC-18 está inactivo pero los costos de rentas de la MTU que se ha utilizado como unidad móvil de prueba son altos, desde su inicio hasta la finalización de servicios MTU (Sertecpet) respecto a pagos que realiza Petroamazonas EP en la renta de estos equipos o sistema, mientras que el pozo PKSC-17 se mantiene activo con Bombeo Hidráulico.

5.8.1 Análisis de Ingreso para los pozos PKSC17-PKSC18

Declinaciones PKSC-17 (BH)				
Tiempo	Producción del fluido Total		Producción de Crudo	
Años	Bls/día	Bls/año	Bls/día	Bls/año
2019	212	76320	180	64800
2020	165	59400	139	50040
2021	120	43200	117	42120
2022	103	37080	99	35640
2023	92	33120	75	27000
		249120		219600

Tabla 26: Declinaciones PKSC-17 (BH)

Fuente: Sertecpet

En el año 2019 el valor de Bls/día fue considerado basado en la simulación realizada con Sval Sertecpet y Jet Claw, mismo que facilitó la empresa Sertecpet, de acuerdo al diseño de las bombas y el historial de Workovers que se ha

realizado en el pozo PKSC17 mediante el sistema de bombeo hidráulico (Ver Ilustración 35 e Ilustración 37); mientras que, los valores para los años siguientes fueron obtenidos mediante una proyección de decrecimiento anual de 22,17%, 27,27%, 14,17%, y 10,68% sucesivamente para cada año de producción en relación a la vida útil del pozo.

Declinaciones PKSC-17 (RESP)				
Tiempo	Producción del fluido Total		Producción de Crudo	
Años	Bls/día	Bls/año	Bls/día	Bls/año
2019	259	93240	222	79920
2020	194	69840	167	60120
2021	145	52200	140	50400
2022	120	43200	116	41760
2023	108	38880	90	32400
		297360		264600

Tabla 27: Declinaciones PKSC-17 (RESP)

Fuente: Loxodonta

En el año 2019 el valor de Bls/día fue considerado basado en la simulación realizada con Loxodonta, de acuerdo al diseño de la bomba que se ha realizado en el pozo PKSC17 mediante el sistema de bombeo mecánico electrosumergible - RESP (Ver Ilustración 39); mientras que, los valores para los años siguientes fueron obtenidos mediante una proyección de decrecimiento anual de 25,10%, 25,26%, 17,24%, y 10,00% sucesivamente para cada año de producción en relación a la vida útil del pozo.

En la actualidad el pozo PKSC18 se encuentra inactivo; por lo tanto, las declinaciones son consideradas bajo el sistema de producción propuesto en el presente proyecto, denominado sistema de bombeo mecánico electrosumergible – RESP. A continuación, se presenta los datos obtenidos:

Declinaciones PKSC-18 (RESP)				
Tiempo	Producción del fluido Total		Producción de Crudo	
Años	Bls/día	Bls/año	Bls/día	Bls/año
2019	290	104400	247	88920
2020	240	86400	195	70200
2021	205	73800	165	59400
2022	185	66600	139	50040
2023	175	63000	120	43200
		394200		311760

Tabla 28: Declinaciones PKSC-18 (RESP)

Fuente: Loxodonta

En el año 2019 el valor de Bls/día fue considerado basado en la simulación realizada con Loxodonta, de acuerdo al diseño de la bomba que se ha realizado en el pozo PKSC18 mediante el sistema de bombeo mecánico electrosumergible - RESP (Ver Ilustración 40); mientras que, los valores para los años siguientes fueron obtenidos mediante una proyección de decrecimiento anual de 17,24%, 14,58%, 9,76%, y 5,41% sucesivamente para cada año de producción en relación a la vida útil del pozo.

Año	Precio promedio anual	% Incremento precio
2015	35	0,00%
2016	35	0,00%
2017	46	31,43%
2018	60	30,43%
Promedio	44	15%

Tabla 29: Valores de precio de petróleo

Fuente: Cuadro de resumen del sistema de balances del Banco Central del Ecuador

El valor de precio de petróleo a considerar para el análisis económico se obtuvo de los precios publicados en la página del Banco Central del Ecuador desde el año 2015 al año 2018, con la finalidad de obtener un valor promedio para el respectivo análisis económico, debido que el valor de petróleo podría variar en los próximos años; por lo tanto, se consideró necesario estimar un valor promedio.

5.8.2 Análisis de costos.

El valor de costo de producción de barril por bombeo hidráulico es de \$27,00 dólares, mientras que el valor de costo de producción de barril por precio de petróleo por sistema de bombeo mecánico electrosumergible – RESP es de \$ 15,40, datos obtenidos por Petroamazonas EP, valor a considerar para el análisis de costos por ambos sistemas de producción tanto en el Pozo PKSC-17, como en el Pozo PKSC-18.

A continuación, se detallan los costos obtenidos:

Pozo PKSC-17 SISTEMA DE BOMBEO HIDRAULICO					
COSTOS	2019	2020	2021	2022	2023
Costo de producción por barril BH	27,00	27,00	27,00	27,00	27,00
Producción acumulada de fluido (BF)	76320	59400	43200	37080	33120

Costo de producción	\$ 2.060.640,00	\$ 1.603.800,00	\$ 1.166.400,00	\$ 1.001.160,00	\$ 894.240,00
Pozo PKSC-17 SISTEMA MECÁNICO ELECTROSUMERGIBLE - RESP					
COSTOS	2019	2020	2021	2022	2023
Costo de producción por barril RESP	15,40	15,40	15,40	15,40	15,40
Producción acumulada de fluido (RESP)	93240	69840	52200	43200	38880
Costo de producción	\$ 1.837.920,32	\$ 1.477.560,32	\$ 1.205.904,32	\$ 1.067.304,32	\$ 1.000.776,32
Pozo PKSC-18 SISTEMA MECÁNICO ELECTROSUMERGIBLE - RESP					
COSTOS	2019	2020	2021	2022	2023
Costo de producción por barril RESP	15,40	15,40	15,40	15,40	15,40
Producción acumulada de fluido (RESP)	104400	86400	73800	66600	63000
Costo de producción	\$ 2.036.404,32	\$ 1.759.204,32	\$ 1.565.164,32	\$ 1.454.284,32	\$ 1.398.844,32

Tabla 30: Análisis de costos

Fuente: Datos de Petroamazonas EP

5.8.3 Flujo de efectivo proyectado.

Los valores del flujo de efectivo tanto en el Pozo PKSC-17, como en el Pozo PKSC-18, se detallan a continuación:

En el **Pozo PKSC-17** bajo el sistema de bombeo hidráulico, se obtuvo como flujo de efectivo una inversión inicial de \$2.010.121,60, mientras que desde los años 2019 a 2023 los ingresos fueron \$790.560,00, \$597.960,00, \$686.880,00, \$567.000,00, y \$293.760,00 sucesivamente, en relación a la producción y los costos asociados; valores que se detallan en la tabla No.31

En el **Pozo PKSC-17** bajo el sistema de bombeo mecánico electrosumergible – RESP se obtuvo como flujo de efectivo, una inversión inicial de \$2.028.521,60, mientras que ingresos desde los años 2019 a 2020 de \$1.678.559,68, \$1.167.719,68, \$1.011.695,68, \$770.135,68, y \$424.823,68 sucesivamente, en relación a la producción y los costos asociados; valores que detallan en la tabla No.32.

En el **Pozo PKSC-18** bajo el sistema de bombeo mecánico electrosumergible – RESP se obtuvo como flujo de efectivo, una inversión inicial de \$2.161.621,60, mientras que ingresos desde los años 2019 a 2020 de \$1.876.075,68, \$1.329.595,68, \$1.048.435,68, \$747.475,68, y \$501.955,68 sucesivamente, en relación a la producción y los costos asociados; valores que detallan en la tabla No.33.

FLUJO DEL EFECTIVO						
BOMBEO HIDRÁULICO PKSC 17						
(VALORES EXPRESADO EN AÑOS)						
Año		1	2	3	4	5
INGRESOS	Io	2019	2020	2021	2022	2023
	\$ -					
Inversión inicial	2.010.121,60					
Producción acumulada de fluido (BF)		76.320	59.400	43.200	37.080	33.120
Producción acumulada de petróleo (BP)		64.800	50.040	42.120	35.640	27.000
Precio de crudo por barril		\$ 44,00	\$ 44,00	\$ 44,00	\$ 44,00	\$ 44,00
		\$	\$	\$	\$	\$
TOTAL INGRESOS		2.851.200,00	2.201.760,00	1.853.280,00	1.568.160,00	1.188.000,00
COSTOS						
Costo de producción por barril RESP		\$ 27,00	\$ 27,00	\$ 27,00	\$ 27,00	\$ 27,00
		\$	\$	\$	\$	\$
Costo de producción		2.060.640,00	1.603.800,00	1.166.400,00	1.001.160,00	894.240,00
		\$	\$	\$	\$	\$
TOTAL COSTOS		2.060.640,00	1.603.800,00	1.166.400,00	1.001.160,00	894.240,00
FLUJO NETO DEL EFECTIVO	\$ -	\$ 790.560,00	\$ 597.960,00	\$ 686.880,00	\$ 567.000,00	\$ 293.760,00
FLUJO NETO DEL EFECTIVO ACUMULADO	\$ -	\$ 1.219.561,60	\$ 621.601,60	\$ 65.278,40	\$ 632.278,40	\$ 926.038,40

Tabla 31: Flujo de efectivo PKSC 17 BH

Fuente: Jessica López

FLUJO DEL EFECTIVO						
BOMBEO MECÁNICO ELECTROSUMERGIBLE PKSC 17						
(VALORES EXPRESADO EN AÑOS)						
Año		1	2	3	4	5
	Io	2019	2020	2021	2022	2023
INGRESOS						
Inversión inicial	\$ - 2.028.521,60					
Producción acumulada de fluido (BF)		93.240	69.840	52.200	43.200	38.880
Producción acumulada de petróleo (BP)		79.920	60.120	50.400	41.760	32.400
Precio de crudo por barril		\$ 44,00	\$ 44,00	\$ 44,00	\$ 44,00	\$ 44,00
TOTAL INGRESOS		\$ 3.516.480,00	\$ 2.645.280,00	\$ 2.217.600,00	\$ 1.837.440,00	\$ 1.425.600,00
COSTOS						
Costo de producción por barril RESP		\$ 15,40	\$ 15,40	\$ 15,40	\$ 15,40	\$ 15,40
Costo de WORKOVER		\$ 402.024,32	\$ 402.024,32	\$ 402.024,32	\$ 402.024,32	\$ 402.024,32
Costo de producción		\$ 1.435.896,00	\$ 1.075.536,00	\$ 803.880,00	\$ 665.280,00	\$ 598.752,00
TOTAL COSTOS		\$ 1.837.920,32	\$ 1.477.560,32	\$ 1.205.904,32	\$ 1.067.304,32	\$ 1.000.776,32
FLUJO NETO DEL EFECTIVO	\$ - 2.028.521,60	\$ 1.678.559,68	\$ 1.167.719,68	\$ 1.011.695,68	\$ 770.135,68	\$ 424.823,68
FLUJO NETO DEL EFECTIVO ACUMULADO	\$ - 2.028.521,60	\$ - 349.961,92	\$ 817.757,76	\$ 1.829.453,44	\$ 2.599.589,12	\$ 3.024.412,80

Tabla 32: Flujo de efectivo PKSC 17 RESP

Fuente: Jessica López

FLUJO DEL EFECTIVO						
BOMBEO MECÁNICO ELECTROSUMERGIBLE						
(VALORES EXPRESADO EN AÑOS)						
Año		1	2	3	4	5
INGRESOS	Io	2019	2020	2021	2022	2023
Inversión inicial	\$ - 2.161.621,60					
Producción acumulada de fluido (BF)		104.400	86.400	73.800	66.600	63.000
Producción acumulada de petróleo (BP)		88.920	70.200	59.400	50.040	43.200
Precio de crudo por barril		\$ 44,00	\$ 44,00	\$ 44,00	\$ 44,00	\$ 44,00
TOTAL INGRESOS		\$ 3.912.480,00	\$ 3.088.800,00	\$ 2.613.600,00	\$ 2.201.760,00	\$ 1.900.800,00
COSTOS						
Costo de producción por barril RESP		\$ 15,40	\$ 15,40	\$ 15,40	\$ 15,40	\$ 15,40
Costo de WORKOVER		\$ 428.644,32	\$ 428.644,32	\$ 428.644,32	\$ 428.644,32	\$ 428.644,32
Costo de producción		\$ 1.607.760,00	\$ 1.330.560,00	\$ 1.136.520,00	\$ 1.025.640,00	\$ 970.200,00
TOTAL COSTOS		\$ 2.036.404,32	\$ 1.759.204,32	\$ 1.565.164,32	\$ 1.454.284,32	\$ 1.398.844,32
FLUJO NETO DEL EFECTIVO	\$ - 2.161.621,60	\$ 1.876.075,68	\$ 1.329.595,68	\$ 1.048.435,68	\$ 747.475,68	\$ 501.955,68
FLUJO NETO DEL EFECTIVO ACUMULADO	\$ - 2.161.621,60	\$ - 285.545,92	\$ - 1.044.049,76	\$ - 2.092.485,44	\$ - 2.839.961,12	\$ - 3.341.916,80

Tabla 33: Flujo de efectivo PKSC 18 RESP

Fuente: Jessica López

5.8.4 Estudio económico de factibilidad

Para realizar el respectivo análisis se aplicará los siguientes estudios:

- 1) Valor Actual Neto
- 2) Tasa Interna de Retorno
- 3) Relación Beneficio-Costo
- 4) Periodo de Factibilidad

5.8.4.1 Valor Actual Neto

El Valor Actual Neto (VAN) es un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto para conocer cuánto se va a ganar o perder con esa inversión. También se conoce como valor actualizado neto o valor presente neto (VPN).

Con este indicador se puede determinar el valor presente de los flujos de fondos en un proyecto que se pretende implementar, a través de una transformación tanto de los ingresos como de los egresos proyectados a futuro, trayéndolos a dólares de hoy, obteniendo como resultado un valor ya sea positivo, negativo o igual a cero, lo que permite sacar algunas conclusiones entre ellas que el proyecto debe aceptarse si su valor actual neto (VAN) es superior a cero, donde el VAN es la diferencia entre todos sus ingresos y egresos expresados en moneda actual. (Chain, 2008)

Para la interpretación de resultados se observan los siguientes indicadores de VAN, mediante, la presente tabla:

VAN	Descripción
> 0	Proyecto rentable para realizarlo
=0	Proyecto no rentable para archivarlo
<0	Proyecto indiferente puede eliminarlo

Tabla 34: Descripción de VAN

Fuente: (Economipedia, 2005)

Para el cálculo de este indicador se utiliza la siguiente expresión:

$$VAN = -I_0 + \sum_{j=1}^n \frac{FNE_j}{(1+TMRA)^j} \quad \text{Ec. 1}$$

$$VAN = -I_0 + \left[\frac{FNE_1}{(1+TMAR)^1} \right] + \left[\frac{FNE_2}{(1+TMAR)^2} \right] + \left[\frac{FNE_n}{(1+TMAR)^N} \right] \quad \text{Ec. 2}$$

Por lo tanto:

VAN: Valor actual neto

Io: Inversión inicial

n: Número de períodos a considerarse

k: Costo del capital (Interés) de la inversión

FNE: Flujo neto de efectivo en cada periodo

TMRA: Tasa mínima aceptable de rendimiento

La tasa mínima aceptable de rendimiento (TMRA) es la rentabilidad mínima que un inversionista espera obtener de una inversión, teniendo en cuenta los riesgos de la inversión y el costo de oportunidad de ejecutarla en lugar de otras inversiones. (BLANK&TARQUIN, 2011)

TMAR: Inflación + prima al riesgo **Ec. 3**

TMAR: Inflación + (ganancia Io +T pasiva) **Ec. 4**

A continuación, se muestra los valores que se consideran para la tasa mínima aceptable de rendimiento, misma que se obtuvieron de las tasas de interés activas efectivas vigentes para el sector financiero privado, público, popular y solidario del Banco Central del Ecuador.

TMAR	
Ganancia de Inversionista	0,12
Inflación	0,027
T pasivo >360	0,0798
Total	22,68%

Tabla 35: Descripción de TMAR

Fuente: (Ecuador B. C., 2019)

El pozo PKSC17 tiene como método de levantamiento artificial al sistema de bombeo hidráulico el cual formulado mantiene una VAN de \$ -240366,09, siendo este valor en mención menor a cero y de acuerdo con la tabla 34, de la descripción del VAN indica que el proyecto con estas condiciones resulta indiferente.

El pozo PKSC17 tiene como método de levantamiento artificial al sistema de bombeo mecánico electrosumergible RESP el cual formulado mantiene una VAN de \$ 2.291.111,71, siendo este valor en mención mayor a cero y de acuerdo con la tabla 34, indica que el proyecto con estas condiciones resulta rentable para realizarlo.

El pozo PKSC18 tiene como método de levantamiento artificial al sistema de bombeo mecánico electrosumergible RESP el cual formulado mantiene una VAN de \$ 2.539.354,75, siendo este valor en mención mayor a cero y de acuerdo con la tabla 34, indica que el proyecto con estas condiciones resulta rentable para realizarlo.

POZO	VAN ACTUAL
Pozo PKSC-17 BH	\$ -240366,09
Pozo PKSC-17 RESP	\$ 2.291.111,71
Pozo PKSC-18 RESP	\$ 2.539.354,75

Tabla 36: Valores del VAN correspondiente a cada pozo de estudio.

Fuente: Jessica López

5.8.4.2 Tasa Interna de Retorno

Es la tasa de interés que ofrece una inversión en determinado proyecto, es decir, es el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión para la cantidad de dinero que permanece anclada al proyecto, generando como resultado una medida relativa de la rentabilidad del proyecto.

El criterio de la tasa interna de retorno (TIR) evalúa el proyecto en función de una única tasa de rendimiento por periodo, con la cual la totalidad de los beneficios actualizados son exactamente iguales a los desembolsos expresados en moneda actual. Es decir “representa la tasa de interés más alta que un inversionista podría pagar sin perder dinero, si todos los fondos para el financiamiento de la inversión se tomaran prestados y el préstamo (principal e interés acumulado) se pagara con las entradas en efectivo de la inversión a medida que se fuesen produciendo”. (Chain, 2008)

Para el cálculo de este indicador se utiliza la siguiente expresión:

$$TIR = \sum_{T=0}^n \frac{FN}{(1+i)^n} = 0 \quad \text{Ec. 5}$$

El pozo PKSC17 tiene como método de levantamiento artificial al sistema de bombeo hidráulico el cual formulado mantiene la TIR de 16,21%, en relación con la TMAR que tiene 22.68%, indicando que la TIR es menor a la TMAR, por lo tanto, este sistema no se puede ejecutar porque tendría pérdidas.

El pozo PKSC17 tiene como método de levantamiento artificial al sistema de bombeo mecánico electrosumergible RESP el cual formulado mantiene la TIR de 54,71%, en relación con la TMAR que tiene 22.68%, indicando que la TIR es mayor a la TMAR, por lo tanto, este sistema si es ejecutable.

El pozo PKSC18 tiene como método de levantamiento artificial al sistema de bombeo mecánico electrosumergible RESP el cual formulado mantiene la TIR de 57,80%, en relación con la TMAR que tiene 22.68%, indicando que la TIR es mayor a la TMAR, por lo tanto, este sistema si es ejecutable.

Mediante los cálculos matemáticos se lograron obtener los siguientes valores para los pozos PKSC17-PKSC18

POZO	TIR
Pozo PKSC-17 BH	16,21%
Pozo PKSC-17 RESP	54,71%
Pozo PKSC-18 RESP	57,80%

Tabla 37: Valores de la TIR correspondiente a cada pozo de estudio.

Fuente: Jessica López

5.8.4.3 Relación Costo Beneficio

El análisis económico del "costo - beneficio" es una técnica de evaluación que se emplea para determinar la conveniencia y oportunidad de un proyecto, comparando el valor actualizado de unos y otros, resultando así la división de los Valores presentes netos de ingresos que se han dado en el futuro sobre sus egresos que se dan en el presente. (Miranda, 2014)

A continuación, presentamos la fórmula para su respectivo cálculo:

$$RBC = \frac{VPNI}{VPNE} \quad \text{Ec. 6}$$

Por lo tanto:

RBC: Relación Beneficio-Costo

VPNI: Valor Presente Neto correspondiente a Ingresos

VPNE: Valor Presente Neto correspondiente a Egresos

Mediante la fórmula matemática se logró determinar la relación Costo-Beneficio, misma que se detalla a continuación por los pozos PKSC17 Y PKSC18 con RESP:

POZO	C/B
Pozo PKSC-17 RESP (\$)	1,57
Pozo PKSC-18 RESP(\$)	1,62

Tabla 38: Valores de la Relación Costo-Beneficio correspondiente al pozo PKSC17 Y PKSC18

Fuente: Jessica López

El pozo PKSC 17 por sistema de bombeo mecánico electrosumergible genera el C/B de 1,57 es decir que por cada dólar se tendrá de ganancia 57 centavos.

El pozo PKSC 18 por sistema de bombeo mecánico electrosumergible genera el C/B de 1,62 es decir que por cada dólar se tendrá de ganancia 62 centavos.

5.8.4.4 Periodo de factibilidad

El período de retorno o recuperación de inversión conocido como reembolso es uno de los indicadores que más se usa en los proyectos de inversión, con el fin de saber el tiempo (días, meses y años) en que se recupera el capital invertido. (Economipedia, 2005) . A continuación, presentamos la fórmula para su respectivo cálculo:

$$PB = a + \frac{I_0 - b}{F_t} \quad \text{Ec. 7}$$

Por lo tanto:

PB: Reembolso

a: Año inmediato anterior en que se recupera la inversión

I₀: Inversión inicial

b: Suma de los flujos de efectivos del año anterior en el que se recupera la inversión

F_t: Flujo de efectivo del año en que se recupera la inversión.

Se detalla el periodo de Factibilidad de los pozos PKSC 17 con RESP en la que se determina que en 2 años, 8 meses y 12 días se recupera la inversión.

PRC	
Año 2	0,7
Meses	8
Días	12

Tabla 39: Valores de PRC (periodo de recuperación de capital) correspondiente al pozo PKSC17 RESP

Fuente: Jessica López

La tabla 40 detalla el periodo de recuperación de capital del pozo PKSC18 RESP en la que se determina que en 2 años, 9 meses y 12 días se recupera la inversión.

PRC	
Año 2	0,7
Meses	9
Días	12

Tabla 40: Valores de PRC (periodo de recuperación de capital) correspondiente al pozo PKSC18 RESP

Fuente: Jessica López

FLUJO DEL EFECTIVO BOMBEO HIDRÁULICO PKSC 17						
(VALORES EXPRESADO EN AÑOS)						
Año		1	2	3	4	5
INGRESOS	lo	2019	2020	2021	2022	2023
	\$ -					
Inversión inicial	2.010.121,60					
Producción acumulada de fluido (BF)		76.320	59.400	43.200	37.080	33.120
Producción acumulada de petróleo (BP)		64.800	50.040	42.120	35.640	27.000
Precio de crudo por barril		\$ 44,00	\$ 44,00	\$ 44,00	\$ 44,00	\$ 44,00
TOTAL INGRESOS		\$ 2.851.200,00	\$ 2.201.760,00	\$ 1.853.280,00	\$ 1.568.160,00	\$ 1.188.000,00
COSTOS						
Costo de producción por barril RESP		\$ 27,00	\$ 27,00	\$ 27,00	\$ 27,00	\$ 27,00
Costo de producción		\$ 2.060.640,00	\$ 1.603.800,00	\$ 1.166.400,00	\$ 1.001.160,00	\$ 894.240,00
TOTAL COSTOS		\$ 2.060.640,00	\$ 1.603.800,00	\$ 1.166.400,00	\$ 1.001.160,00	\$ 894.240,00
FLUJO NETO DEL EFECTIVO	\$ -	\$ 790.560,00	\$ 597.960,00	\$ 686.880,00	\$ 567.000,00	\$ 293.760,00
FLUJO NETO DEL EFECTIVO ACUMULADO	\$ -	\$ 2.010.121,60	\$ 1.219.561,60	\$ 621.601,60	\$ 65.278,40	\$ 632.278,40
	2.010.121,60	1.219.561,60	621.601,60	65.278,40	632.278,40	926.038,40

TMAR (%)	22,68
VAN (\$)	-240.366,09
TIR (%)	16,21

Tabla 41: Resultados de Flujo de efectivo PKSC 17 BH

Fuente: Jessica López

FLUJO DEL EFECTIVO BOMBEO MECÁNICO ELECTROSUMERGIBLE PKSC 17						
(VALORES EXPRESADO EN AÑOS)						
Año		1	2	3	4	5
	lo	2019	2020	2021	2022	2023
INGRESOS						
Inversión inicial	\$ -2.028.521,60					
Producción acumulada de fluido (BF)		93.240	69.840	52.200	43.200	38.880
Producción acumulada de petróleo (BP)		79.920	60.120	50.400	41.760	32.400
Precio de crudo por barril		\$ 44,00	\$ 44,00	\$ 44,00	\$ 44,00	\$ 44,00
TOTAL INGRESOS		\$ 3.516.480,00	\$ 2.645.280,00	\$ 2.217.600,00	\$ 1.837.440,00	\$ 1.425.600,00
COSTOS						
Costo de producción por barril RESP		\$ 15,40	\$ 15,40	\$ 15,40	\$ 15,40	\$ 15,40
Costo de WORKOVER		\$ 402.024,32	\$ 402.024,32	\$ 402.024,32	\$ 402.024,32	\$ 402.024,32
Costo de producción		\$ 1.435.896,00	\$ 1.075.536,00	\$ 803.880,00	\$ 665.280,00	\$ 598.752,00
TOTAL COSTOS		\$ 1.837.920,32	\$ 1.477.560,32	\$ 1.205.904,32	\$ 1.067.304,32	\$ 1.000.776,32
FLUJO NETO DEL EFECTIVO	\$ - 2.028.521,60	\$ 1.678.559,68	\$ 1.167.719,68	\$ 1.011.695,68	\$ 770.135,68	\$ 424.823,68
FLUJO NETO DEL EFECTIVO ACUMULADO	\$ - 2.028.521,60	\$ -349.961,92	\$ 817.757,76	\$ 1.829.453,44	\$ 2.599.589,12	\$ 3.024.412,80

TEMAR (%)	22,68
VAN (\$)	1.156.399,84
TIR (%)	54,71
C/B (\$)	1,57
PRC	
Año 2	2
Meses	8
Días	12

Tabla 42: Resultados de Flujo de efectivo PKSC 17 RESP

Fuente: Jessica López

FLUJO DEL EFECTIVO						
BOMBEO MECÁNICO ELECTROSUMERGIBLE PKSC 18						
(VALORES EXPRESADO EN AÑOS)						
Año		1	2	3	4	5
INGRESOS	lo	2019	2020	2021	2022	2023
Inversión inicial	\$ -2.161.621,60					
Producción acumulada de fluido (BF)		104.400	86.400	73.800	66.600	63.000
Producción acumulada de petróleo (BP)		88.920	70.200	59.400	50.040	43.200
Precio de crudo por barril		\$ 44,00	\$ 44,00	\$ 44,00	\$ 44,00	\$ 44,00
TOTAL INGRESOS		\$ 3.912.480,00	\$ 3.088.800,00	\$ 2.613.600,00	\$ 2.201.760,00	\$ 1.900.800,00
COSTOS						
Costo de producción por barril RESP		\$ 15,40	\$ 15,40	\$ 15,40	\$ 15,40	\$ 15,40
Costo de WORKOVER		\$ 428.644,32	\$ 428.644,32	\$ 428.644,32	\$ 428.644,32	\$ 428.644,32
Costo de producción		\$ 1.607.760,00	\$ 1.330.560,00	\$ 1.136.520,00	\$ 1.025.640,00	\$ 970.200,00
TOTAL COSTOS		\$ 2.036.404,32	\$ 1.759.204,32	\$ 1.565.164,32	\$ 1.454.284,32	\$ 1.398.844,32
FLUJO NETO DEL EFECTIVO	\$ -2.161.621,60	\$ 1.876.075,68	\$ 1.329.595,68	\$ 1.048.435,68	\$ 747.475,68	\$ 501.955,68
FLUJO NETO DEL EFECTIVO ACUMULADO	\$ -2.161.621,60	\$ -285.545,92	\$ 1.044.049,76	\$ 2.092.485,44	\$ 2.839.961,12	\$ 3.341.916,80

TEMAR	22,68 %
VAN	\$ 1.329.508,05
TIR	57,80%
C/B	\$ 1,62
PRC	
Año	2
Meses	9
Días	12

Tabla 43: Resultados de Flujo de efectivo PKSC 18 RESP
Fuente: Jessica López

5.8.4.5 Análisis de Sensibilidad

El análisis de Sensibilidad es un método que permite identificar los posibles escenarios del proyecto de inversión, mismo que se distribuyen en la siguiente tabla:

Pesimista	Es el peor panorama de la inversión, es decir, es el resultado en caso del fracaso total del proyecto
Probable	Éste sería el resultado más probable que supondríamos en el análisis de la inversión, debe ser objetivo y basado en la mayor información posible.
Optimista	Siempre existe la posibilidad de lograr más de lo que proyectamos, el escenario optimista normalmente es el que se presenta para motivar a los inversionistas a correr el riesgo.

Tabla 44: Posibles escenarios de un análisis de sensibilidad

Fuente: (EFXTO, 2018)

La tabla 45 muestra el flujo de efectivo con análisis de sensibilidad para el sistema de levantamiento artificial con bombeo mecánico electrosumergible correspondiente al pozo PKSC18, esta indica que si el precio de crudo baja hasta \$36,96 por Bls obtendría Van de 0, por lo tanto la tasa interna de retorno es igual a Tasa mínima aceptable de rendimiento, es decir que con el precio de petróleo en mención no hay ganancia.

La tabla 46 muestra el flujo de efectivo con análisis de sensibilidad para el sistema de levantamiento artificial con bombeo mecánico electrosumergible correspondiente al pozo PKSC17, esta indica que si el precio de crudo baja hasta \$36,88 por Bls obtendría Van de 0, por lo tanto la tasa interna de retorno es igual a Tasa mínima aceptable de rendimiento, es decir que con el precio de petróleo en mención no hay ganancia.

FLUJO DEL EFECTIVO BOMBEO MECÁNICO ELECTROSUMERGIBLE PKSC18						
(VALORES EXPRESADO EN AÑOS)						
Año		1	2	3	4	5
INGRESOS	lo	2019	2020	2021	2022	2023
Inversión inicial	\$ - 2.161.621,60					
Producción acumulada de fluido (BF)		104.400	86.400	73.800	66.600	63.000
Producción acumulada de petróleo (BP)		88.920	70.200	59.400	50.040	43.200
Precio de crudo por barril		\$ 36,96	\$ 36,96	\$ 36,96	\$ 36,96	\$ 36,96
TOTAL INGRESOS		\$ 3.286.795,26	\$ 2.594.798,80	\$ 2.195.596,26	\$ 1.849.603,50	\$ 1.596.780,00
COSTOS						
Costo de producción por barril RESP		\$ 15,40	\$ 15,40	\$ 15,40	\$ 15,40	\$ 15,40
Costo de WORKOVER		\$ 428.644,32	\$ 428.644,32	\$ 428.644,32	\$ 428.644,32	\$ 428.644,32
Costo de producción		\$ 1.607.760,00	\$ 1.330.560,00	\$ 1.136.520,00	\$ 1.025.640,00	\$ 970.200,00
TOTAL COSTOS		\$ 2.036.404,32	\$ 1.759.204,32	\$ 1.565.164,32	\$ 1.454.284,32	\$ 1.398.844,32
FLUJO NETO DEL EFECTIVO	\$ - 2.161.621,60	\$ 1.250.390,94	\$ 835.594,48	\$ 630.431,94	\$ 395.319,18	\$ 197.935,68
FLUJO NETO DEL EFECTIVO ACUMULADO	\$ - 2.161.621,60	\$ - 911.230,66	\$ - 75.636,17	\$ 554.795,77	\$ 950.114,95	\$ 1.148.050,63

TMAR	22,68%
VAN	0
TIR	22,68%

Tabla 45: Flujo de efectivo aplicando el análisis de Sensibilidad de PKSC 18 RESP

Fuente: Jessica López

FLUJO DEL EFECTIVO BOMBEO MECÁNICO ELECTROSUMERGIBLE PKSC17						
(VALORES EXPRESADO EN AÑOS)						
Año		1	2	3	4	5
INGRESOS	lo	2019	2020	2021	2022	2023
Inversión inicial	\$ - 2.028.521,60					
Producción acumulada de fluido (BF)		93.240	69.840	52.200	43.200	38.880
Producción acumulada de petróleo (BP)		79.920	60.120	50.400	41.760	32.400
Precio de crudo por barril		\$ 36,88	\$ 36,88	\$ 36,88	\$ 36,88	\$ 36,88
TOTAL INGRESOS		\$ 2.947.664,58	\$ 2.217.422,85	\$ 1.858.903,20	\$ 1.540.234,08	\$ 1.195.009,20
COSTOS						
Costo de producción por barril RESP		\$ 15,40	\$ 15,40	\$ 15,40	\$ 15,40	\$ 15,40
Costo de WORKOVER		\$ 402.024,32	\$ 402.024,32	\$ 402.024,32	\$ 402.024,32	\$ 402.024,32
Costo de producción		\$ 1.435.896,00	\$ 1.075.536,00	\$ 803.880,00	\$ 665.280,00	\$ 598.752,00
TOTAL COSTOS		\$ 1.837.920,32	\$ 1.477.560,32	\$ 1.205.904,32	\$ 1.067.304,32	\$ 1.000.776,32
FLUJO NETO DEL EFECTIVO	\$ - 2.028.521,60	\$ 1.109.744,26	\$ 739.862,53	\$ 652.998,88	\$ 472.929,76	\$ 194.232,88
FLUJO NETO DEL EFECTIVO ACUMULADO	\$ - 2.028.521,60	\$ - 918.777,34	\$ -178.914,80	\$ 474.084,08	\$ 947.013,84	\$ 1.141.246,72

TMAR	22,68%
VAN	0
TIR	22,68%

Tabla 46: Flujo de efectivo aplicando el análisis de Sensibilidad de PKSC 17 RESP

Fuente: Jessica López

CAPÍTULO VI

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Conclusiones

- El activo Indillana de PETROAMAZONAS EP o bloque 15, en su mayoría, utiliza como método de producción de los pozos los sistemas de bombeo hidráulico 30% y el electrosumergible 70%, este campo mantiene un crudo pesado de grados API 21.1 y un nivel de agua alto, el gas lo usan para generación de motores y otra parte es quemada.
- En el bloque 15 existen 2 pozos (PKSC 17 Y PKSC 18) que se encuentran en un proceso de evaluación y prueba con la unidad MTU (Mobile Test Unit) liderada por la empresa Sertecpet que brinda servicio a PAM. Actualmente estos pozos están en la locación PAKA SUR C manteniendo una producción baja, y el costo del servicio que paga Petroamazonas EP por el alquiler de este equipo es muy elevado.
- Se realizaron los respectivos estudios a los pozos PKSC 17 Y PKSC 18 con finalidad de cambiar su bombeo hidráulico tipo Jet con MTU para implementar el sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico electrosumergible, mismo que no se ha aplicado en ningún pozo del Ecuador. El análisis se lo hizo, mediante, una matriz de recopilación de datos facilitada por PAM.
- Para la selección de bomba, se evaluó, mediante, simulaciones el pozo PKSC 17- T PRINCIPAL con el programa SYAL y CLAW de la empresa SERTECPET, las dos simulaciones arrojaron que la mejor bomba para este pozo de acuerdo con su geometría es 11J, en ambos softwares se coincidió con la presión de inyección a 3600 PSI y caudal de inyección a 2587 BPD, así mismo el caudal de producción se encontró entre 212 BPD y 206 BPD, con un índice de productividad de 0.212(BPD/PSI) y un caudal máximo a 221 BPD en ambos softwares, por lo tanto, la relación entre la producción actual y el caudal máximo es del 96%.
- Para la selección de bomba con bombeo hidráulico, se evaluó, mediante, simulaciones el pozo PKSC 18- T PRINCIPAL con el programa SYAL y CLAW de la empresa SERTECPET, las dos simulaciones arrojaron que la mejor bomba para este pozo, de acuerdo, con su geometría es 12L, en ambos softwares se coincidió con la presión de inyección a 3600 PSI, el caudal de inyección varió de 3211 BPD a 3377 BPD, así mismo el caudal de producción se encontró de 374 BPD y 375 BPD, con un índice de productividad de 0.443 (BPD/PSI) y un caudal máximo a 420 BPD en ambos softwares, esta selección se la hizo considerando la presión fluyente

fija con el fin de determinar la geometría y parámetros de operación de superficie, ya que, actualmente, este pozo se encuentra en estado de Workover.

- En cuanto, a la selección de las bombas respecto al bombeo mecánico electrosumergible, mediante, la simulación dada para cada pozo en mención se obtuvo los respectivos resultados de los cuales se detalla que para los pozos PKSC-17 y PKSC-18 la configuración de la bomba RESP para ambos pozos es RESP 450-1140-175
- Al realizar los análisis económicos en ambos pozos se consideró una proyección de 5 años mediante la utilización de indicadores como VAN, TIR, B/C y Periodo de Sensibilidad, tomando en cuenta los costos de producción de ambos sistemas, costos de Workover, NPT, entre otros.
- Se logró determinar que la VAN en RESP es mayor que BH, así mismo la TIR en RESP mantiene un porcentaje elevado, comparando los beneficio y costo de cada sistema, se tiene que el Bombeo Hidráulico no da toda la seguridad necesaria para seguir invirtiendo, además se debe considerar que el pozo PKSC-18 durante un periodo de tiempo utilizó MTU con BH, mientras que el otro pozo PKSC-17 aún se mantiene con esta unidad generando así una fuerte inversión.
- Las MTU que utilizaron los pozos PKSC17 Y PKSC18 resultaron muy costosos, aproximadamente, se paga una renta de \$99 dólares por hora de cada pozo, en total Petroamazonas ha pagado \$ 1930655.03 dólares (de acuerdo con cada pozo desde que empezaron a producir con MTU), por lo tanto, se considera que se realice un cambio de sistema, de manera inmediata, para minimizar costos.
- Por lo ante expuesto, este proyecto presentado es factible y rentable para ambos pozos.

6.2 Recomendaciones

- Es importante, considerar la cantidad de pozos marginales o inactivos existentes en el campo de Petroamazonas EP, con el fin de realizar más estudios a estos pozos, mismo que tendrían probabilidades de aumentar su producción en la implementación del sistema de levantamiento artificial por Bombeo Mecánico Electrosumergible cumpliendo con las características de diseño que se mencionan en este método de producción.
- Se recomienda realizar un estudio técnico-económico de los tiempos en que ciertos pozos utilizan la MTU como unidad móvil de prueba, con la finalidad de disminuir la inversión que conlleva rentar esta unidad móvil de producción.
- Para realizar cambios de métodos de levantamientos artificiales como RESP, BES, BH, BM entre otros, se recomienda considerar los equipos que se ajustan a los cambios y que estén en perfectas condiciones con el fin de minimizar costos.
- Es necesario, que la empresa Líder de esta tecnología realice asesoramiento a las diferentes empresas petroleras tanto privadas como públicas, con el único propósito de realizar estudios factibles a pozos marginales o pozos con baja productividad para generar inversiones que permitan aumentar la producción del crudo.
- Con los resultados favorables de producción y disminución de inversión en el nuevo sistema a implementarse se debería realizar nexo con la comunidad vecina de la cual se expone el Campo en mención, generando así proyectos que no desvinculen el Buen Vivir, promoviendo beneficios por parte de la empresa hacia los habitantes que mantienen una cercanía con pozos petroleros.

7. Referencia Bibliográfica

BLANK&TARQUIN. (2011). En BLANK&TARQUIN, Ingeniería económica. 7 edición.

Chain, N. S. (2008). Tasa Interna de Retorno. En N. S. Chain, Preparación y evaluación de proyectos (pág. 323). Bogotá: 5 edición.

Economipedia. (2005). Economipedia. Obtenido de <https://economipedia.com/definiciones/valor-actual-neto.html>

Ecuador, B. C. (2019). Banco Central Del Ecuador. Obtenido de tasas de interés: <https://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/SectorMonFin/TasasInteres/Indice.htm>

Ecuador, B. C. (15 de agosto de 2019). Banco Central del Ecuador EC. Obtenido de <https://contenido.bce.fin.ec/home1/estadisticas/bolmensual/IEMensual.jsp>

EFXTO. (02 de 2018). EFXTO DICCIONARIO. Recuperado el 11 de 09 de 2019, de EFXTO DICCIONARIO: <https://efxto.com/diccionario/analisis-de-sensibilidad>

ESTADO, C. G. (27 de Dic de 2013). Petroamazonas EP. Obtenido de <https://www.petroamazonas.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2014/01/Informe-Examen-Especial-24093-1-2013.pdf>

LOXODONTA. (2017). BOMBEO MECANICO ELECTROSUMERGIBLE. LESP, 17.

Miranda, J. J. (2014). La evaluación Financiera. En J. J. Miranda. primera edición .

MORENO, M. A. (12 de JULIO de 2010). EL BLOG SALMÓN. Recuperado el 23 de MAYO de 2019, de <https://www.elblogsalmon.com/conceptos-de-economia/el-flujo-de-caja-y-su-importancia-en-la-toma-de-decisiones>

OBANDO, R. M. (2010). APLICACIÓN DE TECNOLOGÍAS NO CONVENCIONALES DE BOMBEO MECÁNICO EN MÉXICO. México.

PETROAMAZONAS. (15 de ENERO de 2019). COMPLETACION. QUITO, PICHINCHA, ECUADOR.

PETROAMAZONAS, P. P. (29 de ABRIL de 2015). PROCEDIMIENTOS PARA CONTRATACIONES PETROAMAZONAS. Obtenido de https://www.petroamazonas.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/06/PROCEDIMIENTO_PARA_CONTRATACIONES_DE_PETROAMAZONAS_SEP.pdf

Saavedra, L. C. (1 de Diciembre de 2014). SlideShare. Recuperado el 10 de Junio de 2019, de SlideShare: <https://es.slideshare.net/LuisCarlosSaavedra2/analisis-nodal-42221945>

SERTECPET. (2019). ECUADOR.

TERMODINAMICA, F. (16 de 10 de 2016). BLOG DE NICEQUEST. Obtenido de PRINCIPIO DE PASCAL: <https://hernanleon1002.wordpress.com/fisica-de-fluidos-y-termodinamica/primer-corte/marco-teorico/principio-de-pascal/>

Triol. (20 de febrero de 2017). PRLOG. Obtenido de <https://translate.google.com/translate?hl=es-419&sl=en&u=https://www.prlog.org/12621025-why-lesp-makes-it-possible-to-increase-the-oil-production-rate.html&prev=search>

TRIOL. (2017). TRIOL. Obtenido de <https://mfa.gov.ua/mediafiles/sites/rei/files/offer-2017/value.pdf>

UNIVERSO, E. (16 de NOVIEMBRE de 2006). EL BLOQUE 15 RECUPERA SU PRODUCCIÓN PROMEDIO. EL BLOQUE 15 RECUPERA SU PRODUCCIÓN PROMEDIO.

Páginas Web:

- 1) Triol: Ventajas de LESP vs SRP y ESP como plan innovador
<https://triolcorp.us/advantages-of-an-innovative-triol-lesp-over-srp-and-esp/>
- 2) Sistema lineal de bombas electrosumergible en pozos marginales
<https://triolcorp.us/lp-lesp/>
- 3) Triol: Linear Electric Submersible Pump
<http://pdf.directindustry.com/pdf/triol-corporation/lesp/190903-716764.html>
- 4) Petroamazonas EP: Producción
<https://www.petroamazonas.gob.ec/?p=148>
- 5) Sertecpet: Producción de gas y petróleo
<http://www.sertecpet.net/exploracion-produccion-de-gas-petroleo/>
- 6) Sertecpet: MTU (unidad móvil de prueba)
<http://www.sertecpet.net/pruebas-de-pozos-integradas/>
- 7) Levantamiento Artificial/Bombeo Electrosumergible
<https://www.monografias.com/trabajos63/levantamiento-artificial-bombeo/levantamiento-artificial-bombeo2.shtml>
- 8) Sertecpet: Bombeo Hidráulico Jet Claw
<http://www.sertecpet.net/sistemas-de-bombeo-hidraulico-jet-claw/>
- 9) Conexionesan: Fundamentos financieros/valor actual neto
<https://www.esan.edu.pe/apuntes-empresariales/2017/01/fundamentos-financieros-el-valor-actual-neto-van/>
- 10) Bolsamanía Financial Red: TIR y VAN, cálculo y concepto
<http://todoproductosfinancieros.com/tir-calculo-y-concepto/>

8. Glosario

BES: Bombeo Electrosumergible

MTU: Mobile Test Unit (Unidad de Prueba Móvil)

GOR: Gas Oil Relation (Relación Petróleo Gas)

BH: Bombeo Hidráulico

CPF: Central de Facilidades de Producción

LESP: Linear Electric Submersible Pump (Bomba lineal electrosumergible)

LESP:RESP: Reciprocating Electric Submersible Pump (Bombeo Electrosumergible Reciprocante)

VSD: Variable Speed Drive (variador de frecuencia)

SUT: Step Up Transformers (transformador elevador)

BM: Bombeo Mecánico

BM: SRP: Sucker Rod Pump (Bomba de Varilla)

PAM: Petroamazonas

VAN: Valor Actual Neto

TIR: Tasa Interna de Retorno

B/C: Relación Beneficio-Costo

ANEXOS

DETALLE DE WO PKSC-17		
PROCESOS	DESCRIPCIÓN	COSTO
MOVILIZACIÓN	SERVICIO MOVILIZACIÓN DE TALADRO WO	3392,26
	SERVICIO TRANSPORTES TRASTEIO TALADRO	3360,00
PULLING	SERVICIO TALADRO REACONDICIONAMIENTO	33922,56
	SERVICIO DE CONTROL DE POZO	36136,28
	SERVICIO DE SLICK LINE	564,48
	RENTAS REACONDICIONAMIENTO	1254,40
ESTIMULACIÓN, ACIDOS SOLVENTES Y FRACTURAMIENTO	SERVICIO TALADRO REACONDICIONAMIENTO	8480,64
	SERVICIO DE ACIDOS, SOLVENTES Y FRACTURAMIENTO	46290,79
RUN EQUIPOS	SERVICIO TALADRO REACONDICIONAMIENTO	42403,20
	REPARACIONES	6938,80
	MATERIALES DE COMPLETACION	150217,46
GENERALES	SERVICIO DE CATERING	666,40
	SERVICIO DE CAMION VACUUM	4174,52
	MATERIALES GENERALES DE LA OPERACIÓN	135,59
	COMBUSTIBLES, LUBRICANTES SERVICIOS GENERALES	5910,00
	ACEITES Y GRASAS REACONDICIONAMIENTO	136,04
	MATERIALES QUIMICA DE POZO	11400,90
	SUBTOTAL:	335646,00
	SUBT IVA 0:	171,159,99
	SUBT IVA 12:	164,486,01
	IVA:	19,738,32
	COSTO TOTAL:	355,384,32

Tabla 47: Detalle económico del Workover en el pozo PKSC-17

Fuente: Petroamazonas EP

PAKA SUR C 017 MTU #5 (E4)JET CONV. 3-1/2" X 2.81" (11J) PAM				
FECHA	COSTO EN REPUESTOS	\$	RENTA MENSUAL	\$
1-Mar-18	Venta de repuestos + nozzle	1269,97	marzo 2018	45340,96
13-Mar-18	Venta de repuestos + nozzle"11" + throat "J"	3012,75	abril 2018	72409,08
27-Feb-18	Venta de repuestos	261,17	del 1 al 16 de mayo	37105,35
1-Mar-18	Venta de repuestos	354,09	del 16 al 31 mayo	34639,18
16-May-18	Venta de repuestos	2096,87	del 1 al 3 de junio (E)	4873,88
17-May-18	Venta de repuestos	447,01	del 3 al 12 de junio (E)	20810,49
23-May-18	Venta de repuestos	269,78	del 12 al 30 de junio	40462,4
16-Jun-18	Venta de repuestos	447,01	1 al 31 de julio	68050,4
16-May-18	Venta de repuestos	447,01	1 al 31 de agosto	68418,24
17-May-18	Venta de repuestos	447,01	1 al 31 de septiembre	65291,6
23-May-18	Venta de repuestos	269,78	1 al 31 de octubre	68188,34
27-Feb-18	Venta de repuestos	2096,87	1 al 31 de noviembre	65567,48
28-Apr-19	Venta de repuestos	3437,06	1 al 31 de diciembre	67682,56
			1 al 31 de enero 2019	64418,24
			1 al 28 de febrero 2019	61199,38
			1 al 31 de marzo 2019	68280,3
			1 al 30 de abril 2019	65291,6
			1 al 30 de mayo 2019	68418,24
			1 al 30 de junio 2019	66211,2
Costo por compra de repuestos:		14856,38	Costo por renta:	1052659
TOTAL			1067515,30	

Tabla 48: Evaluación económica de la MTU mensual en el pozo PKSC-17

Fuente: Petroamazonas EP

PAKA SUR C 018 MTU #50 (E3)JET CONV. 3-1/2"X 2.81 (10 "I") PAM				
FECHA	COSTO EN REPUESTOS	\$	RENTA MENSUAL	\$
27-Feb-18	Venta de repuestos	269,78	del 16 febrero al 15 de marzo 2018	33948,61
13-Mar-18	Venta de repuestos + nozzle"11" + throat "J"	5217,84	del 16 al 31 de marzo MTU #28	104906,6
14-Mar-19	Venta de repuestos	261,17	1al 27 de abril 2018	63399,12
15-Mar-18	Venta de repuestos+ throat "I"	2587,58	del 27 abril al 1 junio 2018	76894,8
11-Apr-18	Venta de repuestos+ nozzle "10"	1185,66	del 10 al 30 junio 2018	43956,88
9-May-18	Venta de repuestos	455,62	1 al 31 de julio 2018	67406,68
1-Jun-18	Venta de repuestos	269,78	1 al 31 de agosto 2018	68050,4
25-Jun-18	Venta de repuestos	455,62	1 al 30 septiembre 2018	65475,52
11-Jun-18	Venta de repuestos	269,78	1 al 31 de octubre 2018	68188,34
10-Jun-18	Venta de repuestos	269,78	1 al 30 de noviembre 2018	65337,58
20-Dec-18	Venta de repuestos	455,62	1 al 31 diciembre 2018	35772,44
16-Dec-18	Venta de repuestos	269,78	1 al 31 enero 2019	68418,24
12-Dec-18	Venta de repuestos+ throat "I"	2105,48	1 al 28 de febrero 2019	58026,76
13-Dec-18	Venta de repuestos	269,78	1 al 10 de marzo 2019	20139,24
16-Dec-18	Venta de repuestos	269,78		
20-Dec-18	Venta de repuestos	455,62		
1-Mar-19	Venta de repuestos+ throat "I"	2105,48		
7-Mar-19	Venta de repuestos+ throat "I"	3938,89		
10-Mar-19	Venta de repuestos+ throat "I"	2105,48		
	Costo por compra de repuestos:	23218,52	Costo por renta:	839921,2

TOTAL	863139,73
--------------	------------------

TOTAL DE RENTAS ENTRE LAS 2 UNIDADES MTU (PKS-17, PKS-18): 1930655,0

Tabla 49: Evaluación económica de la MTU Mensual en el pozo PKSC-18

Fuente: Petroamazonas EP

Inversión por cambio de la Bomba	
Fijos	Costo
Nozzle	4.500,00
Garganta	2.500,00
Reversa + corrida	950,00
Misceláneos	1.250,00
Total	9.200,00

Tabla 50: Inversión por cambio de Bomba.

Fuente: Petroamazonas EP

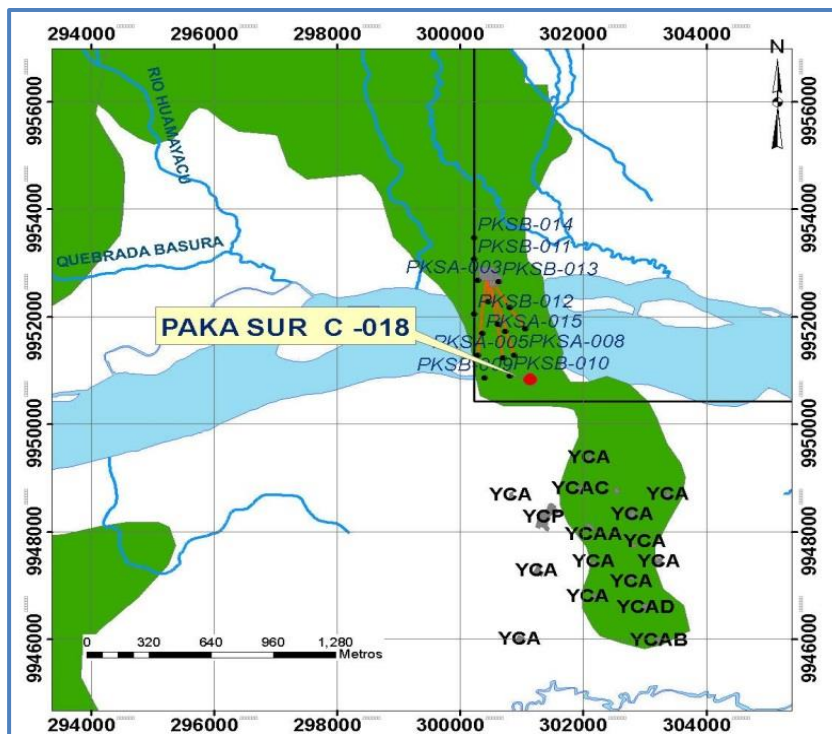


Ilustración 41: Ubicación con coordenadas de Paka Sur c-018

Fuente: Petroamazonas EP

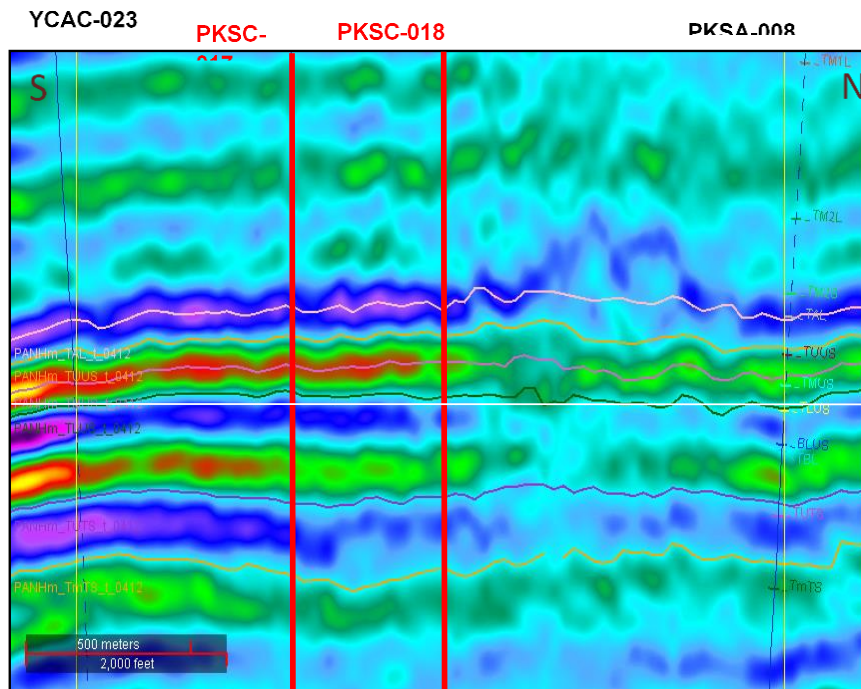


Ilustración 42: Línea sísmica: sección sísmica en tiempo

Fuente: Petroamazonas EP

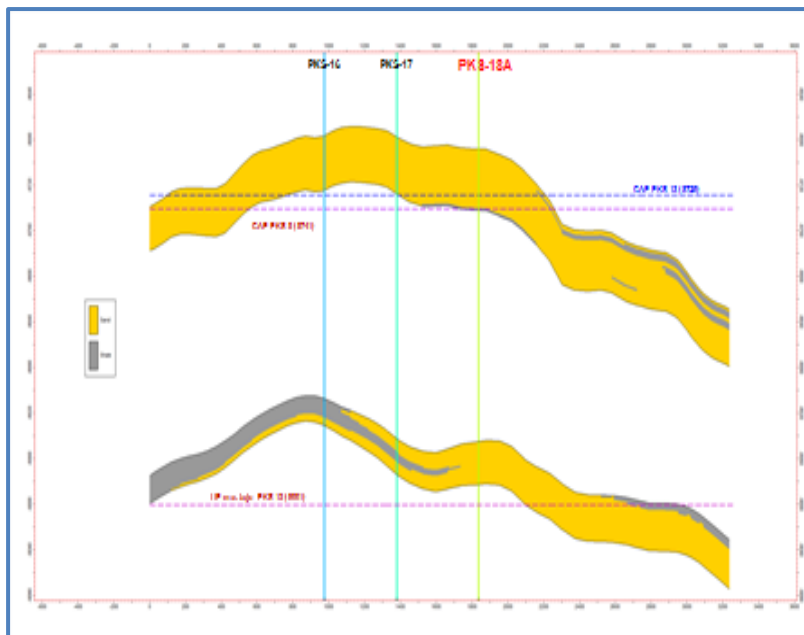


Ilustración 43: Corte estructural PKSC 18

Fuente: Petroamazonas EP

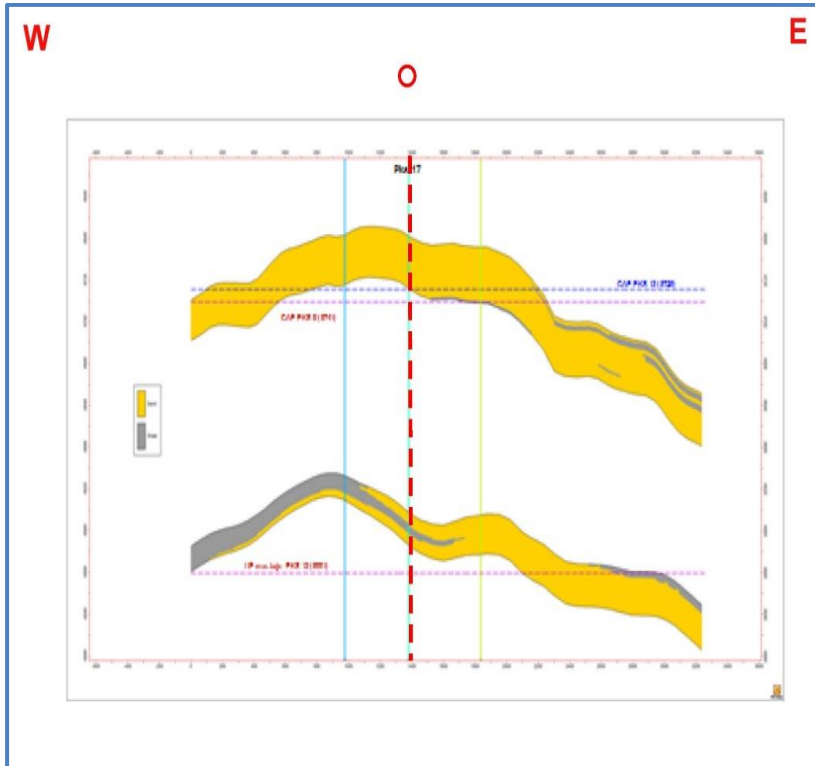


Ilustración 44: Corte estructural de PKSC 17

Fuente: Petroamazonas EP

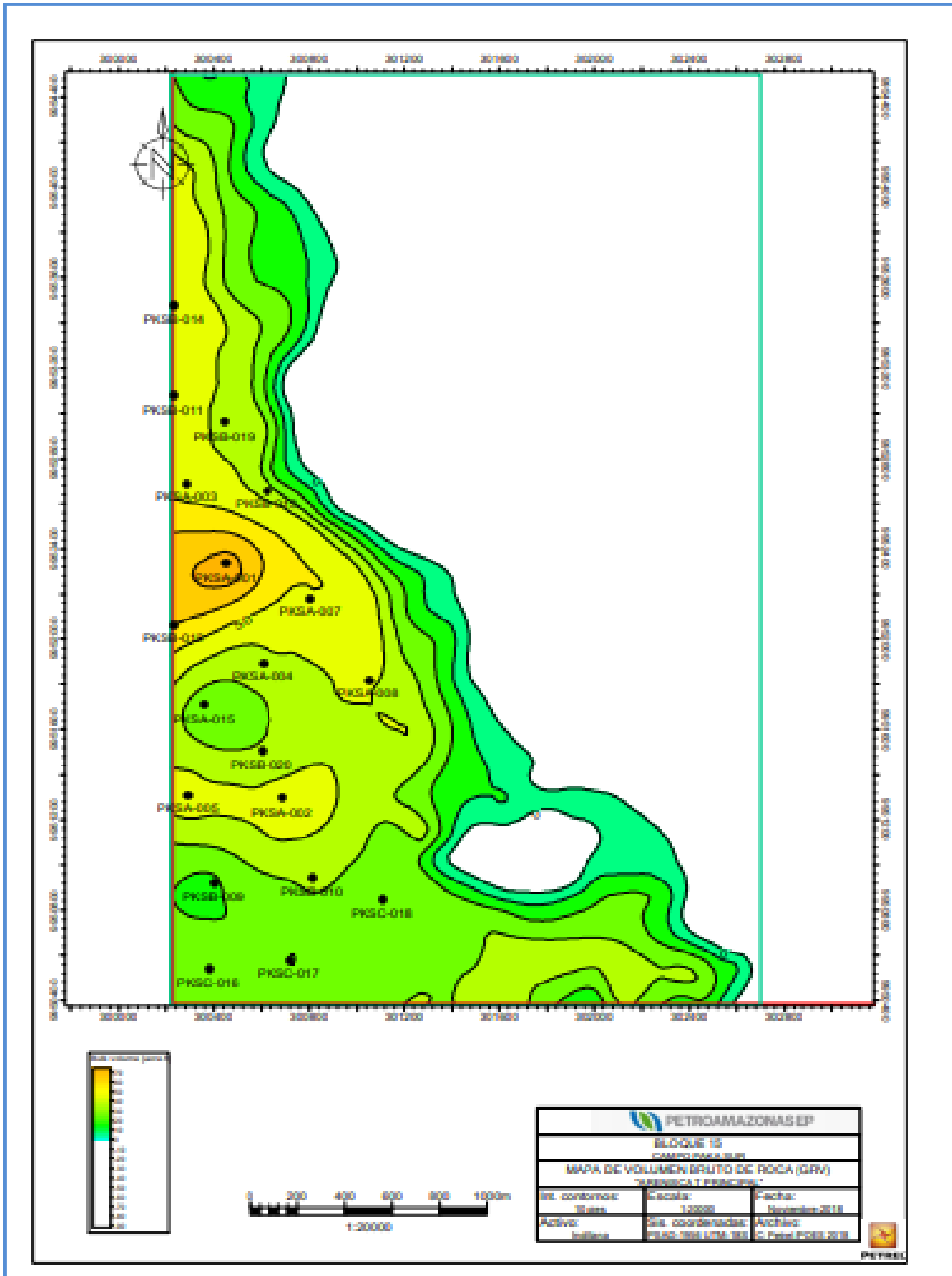


Ilustración 46: Mapa de volumen bruto de roca (GRV) donde se encuentran los pozos PKSC-17 Y PKISC-18 de arenisca T principal

Fuente: Petroamazonas EP



REPORTE DE ANALISIS NODAL CON BOMBA JET CLAW

Método: Vogel

CODIGO: GLOP.RE.17

REV: 03

FECHA: 2007-11-06

INFORMACION GENERAL	
COMPAÑIA:	PETROAMAZONAS EP
REPRESENTANTE:	ING.MIGUEL SALAZAR
FECHA:	04/6/2019 17:35:52
POZO:	PKSC-017
RESERVORIO:	T PRINCIPAL

DATOS PRUEBA		
Presión de Burbuja (Pb):	834	psi
GOR:	212	scf/stbl
Gravedad Espec. Agua :	1.02	adim.
Gravedad Espec. Gas:	1.18	adim.
Gravedad Espec. Petróleo:	0.88	adim.
API:	29.4	°API
Corte de Agua (BSW):	12.00	%
Temperatura de Reservorio:	188	°F
Presión de Reservorio:	1,467	psi
Producción de Fluido:	212	bfpd
Presión Fondo Fluyente(Pwf):	340	psi
Producción de Petróleo:	187	bppd

RESULTADOS					
IP			IP COMPUESTO		
IP:	0.206	stb/dia/psi	IP:	0.235	stb/dia/psi
Q Pet. b:	99	bppd	Q Fluido b:	113	bfpd @ Pb 834
Q Pet. max:	195	bppd	Q Fluido max:	221	bfpd @ Pwf 0

Presión de Operación psi	Producción Deseadada bfpd	Presión de Entrada psi	Caudal de Inyección bfpd	Caudal de Cavilación bfpd	Eficiencia Bomba %	Potencia Bomba HP
3.000	148	192	2.482	283	24	131
3.000	174	223	2.456	314	25	130
3.000	199	256	2.450	344	25	130
3.000	225	289	2.444	373	25	130
3.000	250	323	2.438	402	26	129
3.000	276	358	2.431	430	26	129
3.200	148	165	2.508	255	26	142
3.200	174	192	2.503	283	26	142
3.200	199	220	2.498	311	26	142
3.200	225	249	2.493	338	27	141
3.200	250	278	2.488	364	27	141
3.200	276	308	2.482	390	27	141
3.400	148	146	2.552	233	27	154
3.400	174	170	2.547	260	27	154
3.400	199	196	2.545	287	27	154
3.400	225	222	2.541	312	27	153
3.400	250	247	2.536	336	27	153
3.400	276	274	2.531	360	28	153
3.600	148	152	2.596	218	28	166
3.600	174	154	2.592	243	28	166
3.600	199	176	2.588	268	28	166
3.600	225	198	2.584	289	28	165
3.600	250	221	2.580	312	28	165
3.600	276	245	2.576	334	28	165

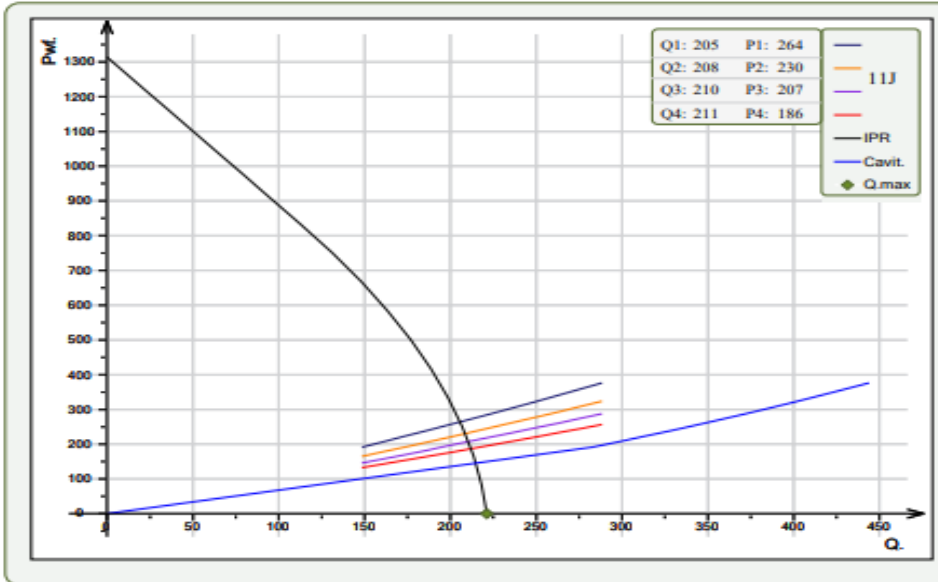


Ilustración 47: Resultados del reporte de análisis nodal con Bomba Jet Claw del pozo PKSC-17 (SOTWARE CLAW)

Fuente: (SERTECPET, 2019)

INFORMACION GENERAL

COMPAÑIA:	PETROAMAZONAS EP	POZO:	PKSC-017
REPRESENTANTE:	ING.MIGUEL SALAZAR	RESERVORIO:	T PRINCIPAL
FECHA:	04/6/2019 17:35:52	GEOMETRIA OPTIMA SELECCIONADA:	11J

GRAFICO DE EFICIENCIA

(TRIAL) RESULTADOS

Presión de Operación psi	Producción Deseada bfpd	Eficiencia Bomba %
3 000	148	24
3 000	174	25
3 000	199	25
3 000	225	25
3 000	250	26
3 000	276	26
3 200	148	26
3 200	174	26
3 200	199	26
3 200	225	27
3 200	250	27
3 200	276	27
3 400	148	27
3 400	174	27
3 400	199	27
3 400	225	27
3 400	250	27
3 400	276	28
3 600	148	28
3 600	174	28
3 600	199	28
3 600	225	28
3 600	250	28
3 600	276	28

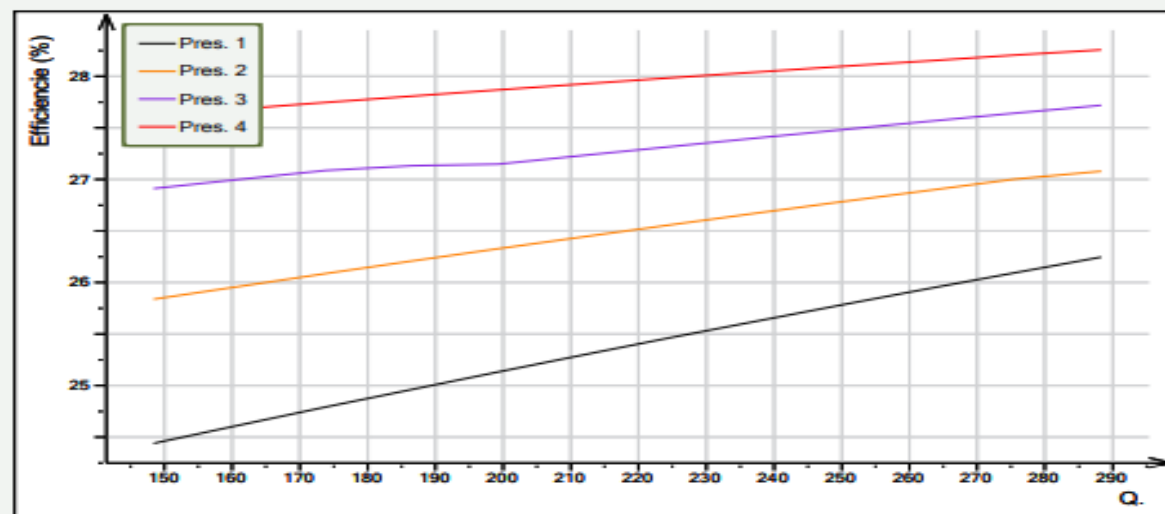


Ilustración 48: Gráfico de eficiencia del reporte de análisis nodal con Bomba Jet Claw del pozo PKSC-17(SOTWARE CLAW)

Fuente: (SERTECPET, 2019)

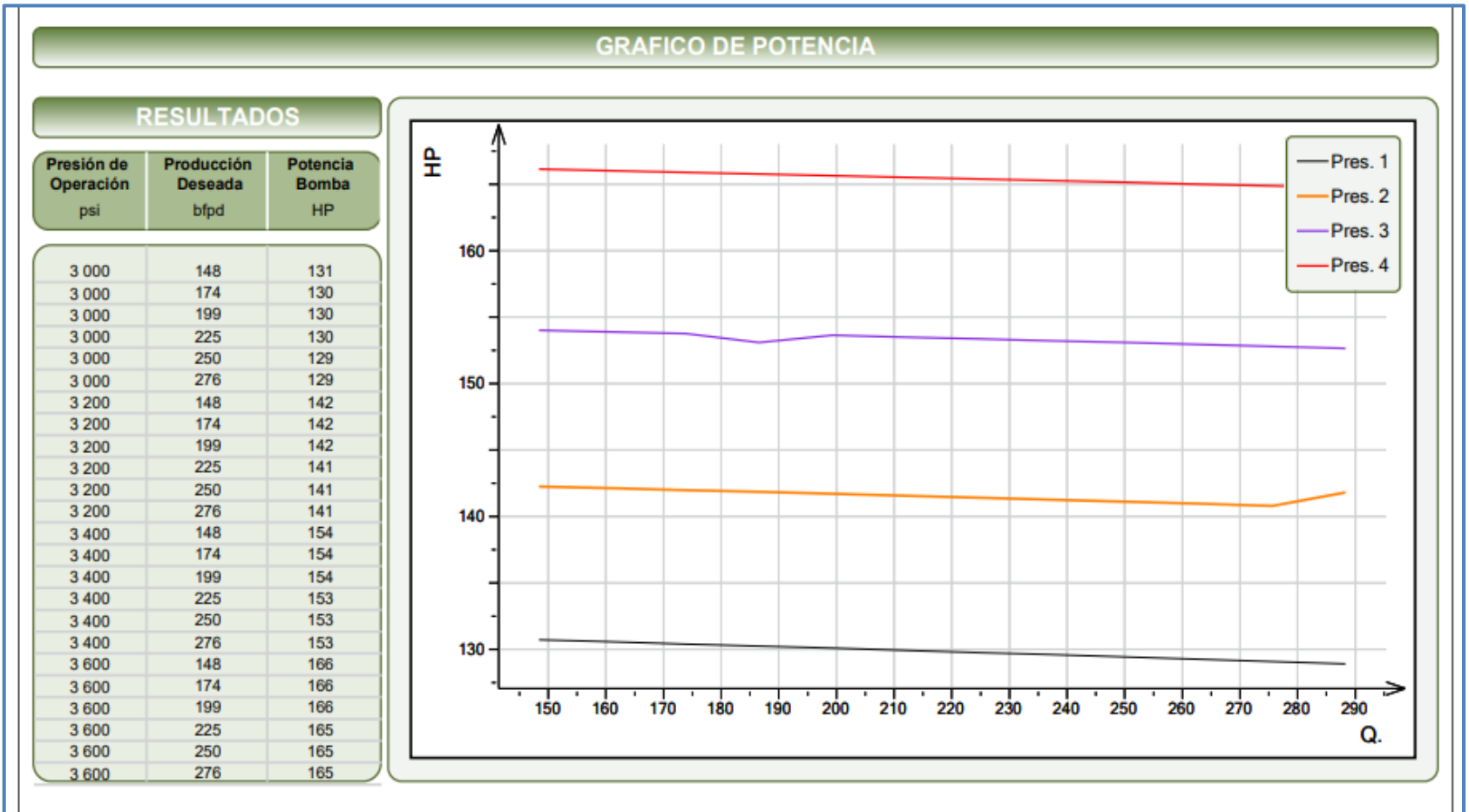


Ilustración 49: Gráfico de potencia del reporte de análisis nodal con Bomba Jet Claw del pozo PKSC-17(SOTWARE CLAW)

Fuente: (SERTECPET, 2019)

INFORMACION GENERAL	
COMPAÑIA:	PETROAMAZONAS EP
REPRESENTANTE:	ING.MIGUEL SALAZA
FECHA:	04/6/2019 17:35:52
POZO:	PKSC-017
RESERVORIO:	T PRINCIPAL

DATOS DE PRUEBA		
Presión Burbuja (Pb):	834	psi
GOR:	212	scf/stbl
Grav. Específica Agua:	1.02	adim.
Grav. Específica Gas:	1.18	adim.
Grav. Específica Petróleo	0.88	adim.
API:	29.4	°API

Corte de Agua (BSW):	12.00	%
Temperatura de Reservorio:	188	°F
Presión de Reservorio:	1,467	psi
Producción de Fluido:	212	bfpd
Presión Fondo Fluyente (Pwf):	340	psi
Producción de Petróleo:	187	bppd

CURVA DE IPR			
Pwf psi	Q Fluido bfpd	Q Pet. bppd	Q Agua bapd
1,467	0	0	0
1,404	13	12	2
1,340	27	24	3
1,277	40	36	5
1,214	54	47	6
1,151	67	59	8
1,087	81	71	10
1,024	94	83	11
961	108	95	13
897	121	107	15
834	135	118	16
771	152	133	18
707	167	147	20
644	181	159	22
580	193	170	23
517	204	179	24
454	213	187	26
390	220	194	26
327	226	199	27
264	230	203	28
200	233	205	28

IP VOGUEL		
IP:	0.187	stb/dia/psi
Q Petróleo b:	118	bppd
Q Petróleo max:	(TRIAL)205	bppd

IP COMPUESTO			
IP:	0.213	stb/dia/psi	
Q Fluido b:	135	bfpd @ Pb	834
Q Fluido max	233	bfpd @ Pwf	0

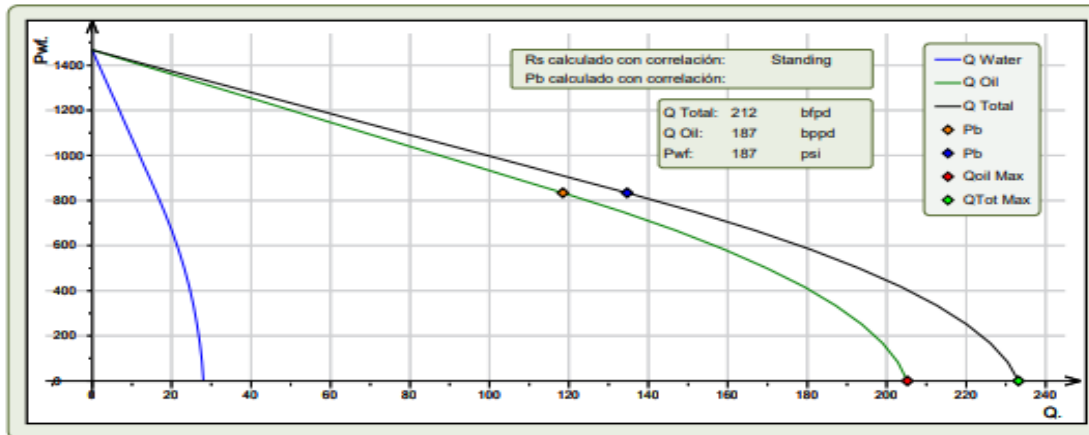


Ilustración 50: Reporte del índice de productividad (IPR) método de Vogel del pozo PKSC-17(SOTWARE CLAW)

Fuente: (SERTECPET, 2019)



REPORTE DE ANALISIS NODAL CON BOMBA JET CLAW

Método: Voguel

CODIGO: GLOP.RE.17

REV: 03

FECHA: 2007-11-06

INFORMACION GENERAL

COMPAÑIA:	Petroamazonas EP
REPRESENTANTE:	Ing. Miguel Angel Salazar
FECHA:	04/6/2019 17:26:31
POZO:	PKSC-018
RESERVORIO:	T-PRINCIPAL

DATOS PRUEBA

Presión de Burbuja (Pb):	834	psi
GOR:	135	scf/stbl
Gravedad Espec. Agua :	1.02	adim.
Gravedad Espec. Gas:	0.87	adim.
Gravedad Espec. Petróleo:	0.90	adim.
API:	26.6	°API

Corte de Agua (BSW):	10.00	%
Temperatura de Reservorio:	207	°F
Presión de Reservorio:	1,467	psi
Producción de Fluido:	370	bfpd
Presión Fondo Fluyente(Pwf):	515	psi
Producción de Petróleo:	333	bppd

RESULTADOS

IP			IP COMPUESTO		
IP:	0.399	stb/dia/psi	IP:	0.443	stb/dia/psi
Q Pet. b:	193	bppd	Q Fluido b:	214	bfpd @ Pb 834
Q Pet. max:	378	bppd	Q Fluido max:	420	bfpd @ Pwf 0

Presión de Operación psi	Producción Deseada bfpd	Presión de Entrada psi	Caudal de Inyección bfpd	Caudal de Cavitación bfpd	Eficiencia Bomba %	Potencia Bomba HP
3.300	259	347	3.146	765	16	184
3.300	303	399	3.135	832	17	184
3.300	348	469	3.142	916	18	183
3.300	392	587	3.101	1.046	18	183
3.300	437	676	3.076	1.136	19	180
3.300	481	746	3.060	1.203	20	179
3.400	259	296	3.180	693	17	192
3.400	303	360	3.184	781	17	196
3.400	348	464	3.145	910	18	190
3.400	392	529	3.132	984	19	189
3.400	437	595	3.117	1.055	20	(TRIAL)188
3.400	481	662	3.103	1.123	21	187
3.500	259	263	3.226	645	18	204
3.500	303	345	3.194	761	18	199
3.500	348	402	3.182	836	18	198
3.500	392	462	3.170	908	19	197
3.500	437	523	3.157	978	20	196
3.500	481	586	3.143	1.046	21	195
3.600	259	250	3.237	625	18	207
3.600	303	299	3.227	698	19	207
3.600	348	351	3.216	769	19	206
3.600	392	405	3.205	839	20	205
3.600	437	461	3.193	907	21	204
3.600	481	520	3.181	974	21	204

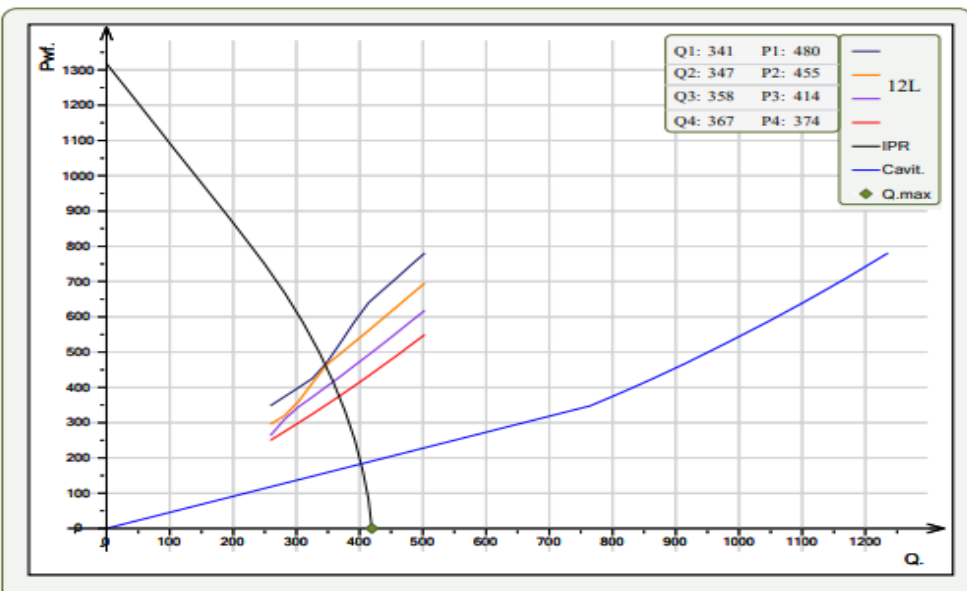


Ilustración 51: Resultados del reporte de análisis nodal con Bomba Jet Claw del pozo PKSC-18(SOTWARE CLAW)

Fuente: (SERTECPET, 2019)

INFORMACION GENERAL

COMPAÑIA:	Petroamazonas EP	POZO:	PKSC-018
REPRESENTANTE:	Ing. Miguel Angel Salazar	RESERVORIO:	T-PRINCIPAL
FECHA:	04/6/2019 17:26:31	GEOMETRIA OPTIMA SELECCIONADA:	12L

GRAFICO DE EFICIENCIA

RESULTADOS

Presión de Operación psi	Producción Deseada bfpd	Eficiencia Bomba %
3 300	259	16
3 300	303	17
3 300	348	18
3 300	392	18
3 300	437	19
3 300	481	20
3 400	259	17
3 400	303	17
3 400	348	18
3 400	392	19
3 400	437	20
3 400	481	21
3 500	259	18
3 500	303	18
3 500	348	18
3 500	392	19
3 500	437	20
3 500	481	21
3 600	259	18
3 600	303	19
3 600	348	19
3 600	392	20
3 600	437	21
3 600	481	21

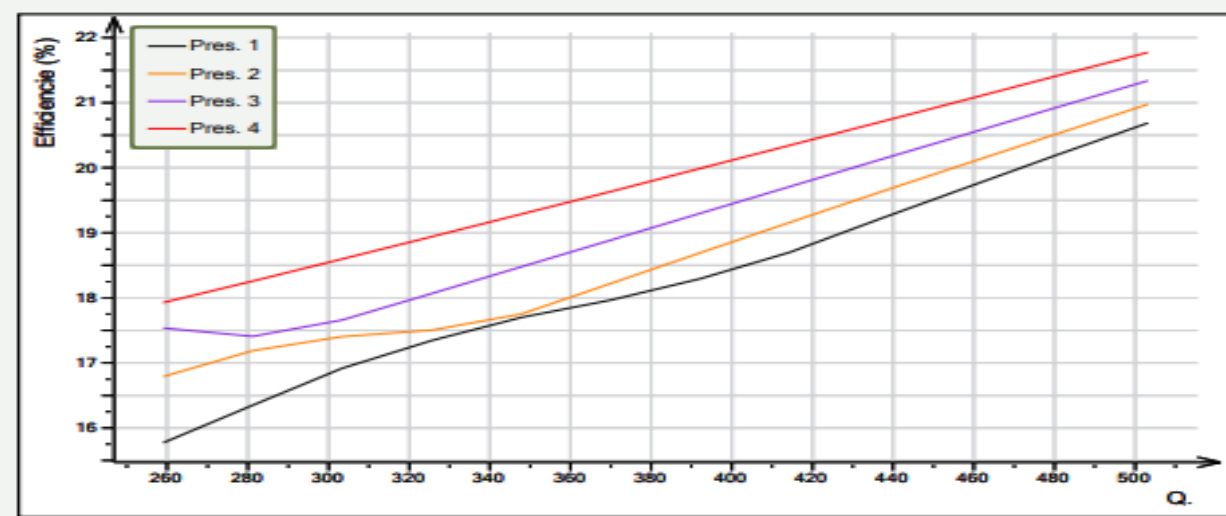


Ilustración 52: Gráfico de eficiencia del reporte de análisis nodal con Bomba Jet Claw del pozo PKSC-18(SOTWARE CLAW)

Fuente: (SERTECPET, 2019)

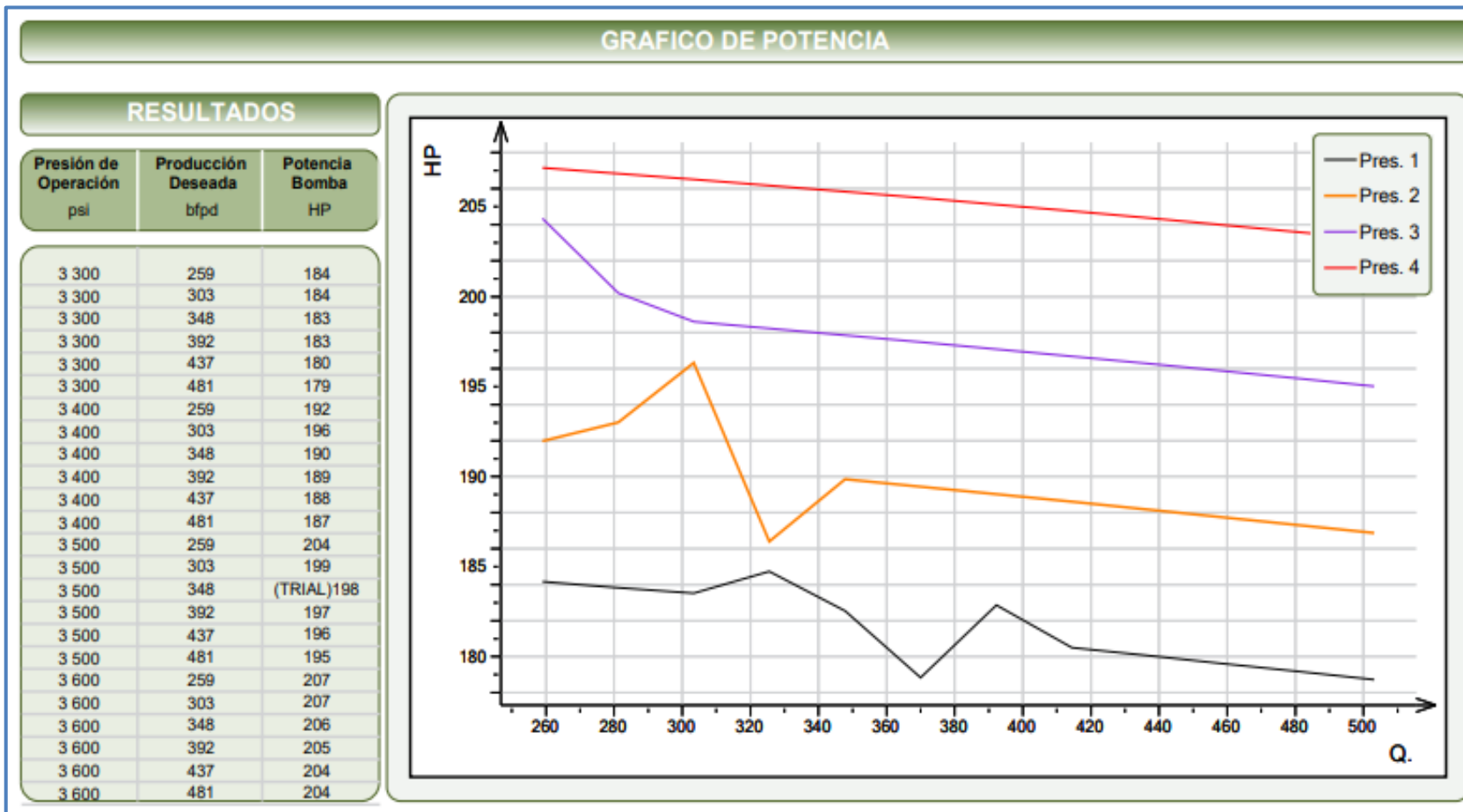


Ilustración 53: Gráfico de potencia del reporte de análisis nodal con Bomba Jet Claw del pozo PKSC-18(SOTWARE CLAW)

Fuente: (SERTECPET, 2019)

INFORMACION GENERAL

COMPAÑIA:	Petroamazonas EP
REPRESENTANTE:	Ing. Miguel Angel Salazar
FECHA:	04/6/2019 17:26:31
POZO:	PKSC-018
RESERVORIO:	T-PRINCIPAL

DATOS DE PRUEBA

Presión Burbuja (Pb):	834	psi	Corte de Agua (BSW):	10.00	%
GOR:	135	scf/stbl	Temperatura de Reservoirio:	207	°F
Grav. Especifica Agua:	1.02	adim.	Presión de Reservoirio:	1,467	psi
Grav. Especifica Gas:	0.87	adim.	Producción de Fluido:	370	bfpd
Grav. Especifica Petróleo	0.90	adim.	Presión Fondo Fluyente (Pwf):	515	psi
API:	26.6	°API	Producción de Petróleo:	333	bppd

CURVA DE IPR

Pwf psi	Q Fluido bfpd	Q Pet. bppd	Q Agua bapd
1,467	0	0	0
1,404	26	23	3
1,340	52	47	5
1,277	78	70	8
1,214	104	94	10
1,151	130	(TRIAL)117	13
1,087	157	141	16
1,024	183	164	18
961	209	188	21
897	235	211	23
834	261	235	26
751	294	264	29
667	324	291	32
584	350	315	35
500	374	337	37
417	395	355	39
334	412	371	41
250	427	384	43
167	438	394	44
83	446	402	45
0	452	407	45

RESULTADOS

IP VOGUEL			IP COMPUESTO		
IP:	0.371	stb/dia/psi	IP:	0.412	stb/dia/psi
Q Petróleo b:	235	bppd	Q Fluido b:	261	bfpd @ Pb 834
Q Petróleo max:	407	bppd	Q Fluido max:	452	bfpd @ Pwf 0

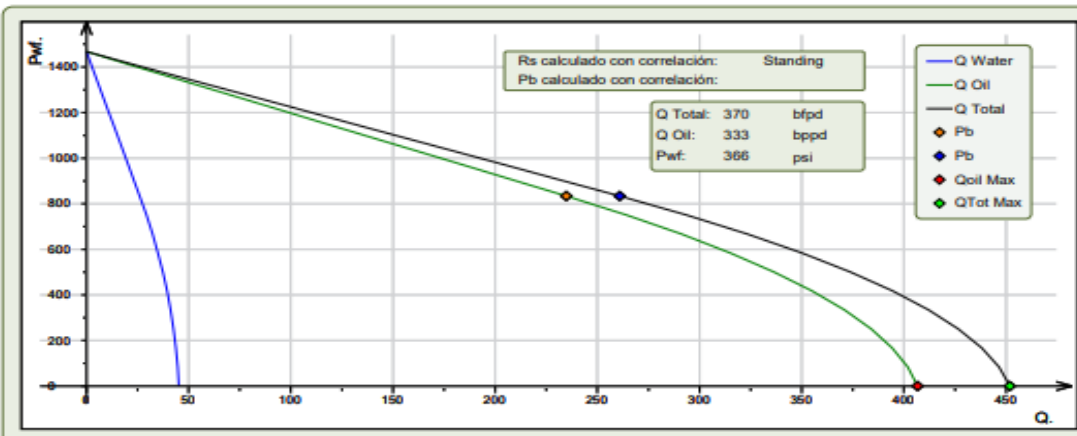


Ilustración 54: Reporte del índice de productividad (IPR) método de Vogel del pozo PKSC-18(SOTWARE CLAW)

Fuente: (SERTECPET, 2019)



DISEÑO Y SELECCIÓN DE BOMBA JET



Pozo : PKSC 17
 Campo : PAKA

Hoja : 3
 Fecha : 2019-06-04

Relación de flujo, M: M=Qasc / Qiny.	Relación de presiones, N: N=(Pdesc. - Pasc.) / (Piny. - Pdesc.)	Eficiencia (%)
0.000	1.043	0.000
0.005	1.036	0.512
0.007	1.033	0.681
0.021	1.012	2.169
0.023	1.010	2.331
0.048	0.976	4.666
0.051	0.972	4.965
0.059	0.961	5.701
0.066	0.952	6.278
0.068	0.950	6.421
0.073	0.944	6.844
0.076	0.939	7.123
0.077	0.937	7.262
0.081	0.933	7.537
0.094	0.917	8.613
0.097	0.913	8.876
0.099	0.911	9.006
0.122	0.883	10.768
0.124	0.881	10.890
0.129	0.875	11.250
0.130	0.873	11.369
0.137	0.865	11.840
0.140	0.862	12.072
0.145	0.856	12.415
0.155	0.845	13.088
0.173	0.824	14.269
0.193	0.803	15.483
0.194	0.801	15.581
0.199	0.796	15.872
0.201	0.794	15.967
0.206	0.789	16.252
0.209	0.785	16.439
0.213	0.782	16.623
0.226	0.768	17.343
0.262	0.731	19.159
0.267	0.726	19.389
0.280	0.713	19.980
0.284	0.710	20.123
0.297	0.697	20.676
0.305	0.689	21.006
0.312	0.683	21.263
0.328	0.667	21.870

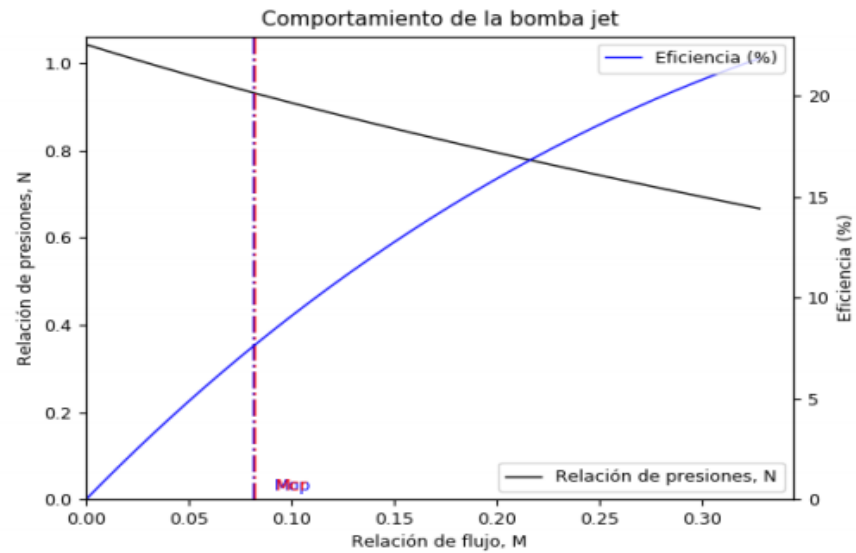


Ilustración 55: Comportamiento de la Bomba Jet del pozo PKSC-17(SOTWARE SYAL)

Fuente: Petroamazonas EP



DISEÑO Y SELECCIÓN DE BOMBA JET



Pozo : PKSC 17
 Campo : PAKA

Hoja : 4
 Fecha : 2019-06-04

Profundidad MD (ft)	Presión descarga (Psig)	Presión inyección (Psig)
0.000	110.000	3602.588
286.454	212.353	3708.595
572.909	319.373	3814.549
1145.817	530.133	4025.498
1432.272	633.709	4129.453
3150.998	1220.618	4717.006
3723.907	1401.075	4896.829
4296.815	1568.583	5063.101
4583.270	1649.292	5143.020
4869.724	1730.969	5223.888
5729.087	1974.513	5464.677
6015.542	2055.105	5544.245
7447.813	2456.014	5939.414
7734.268	2536.154	6018.309
8020.722	2616.152	6097.030
8307.176	2695.497	6175.053
9739.448	3092.147	6564.795
10598.811	3329.604	6797.922
11171.720	3496.152	6961.792

Profundidad MD (ft)	Presión de producción (Psig)
11171.720	271.289
11219.108	285.604
11266.495	299.869
11408.658	342.259
11456.046	356.329
11491.587	366.872
11503.434	370.355
11527.128	377.317
11550.822	384.274
11633.750	408.511

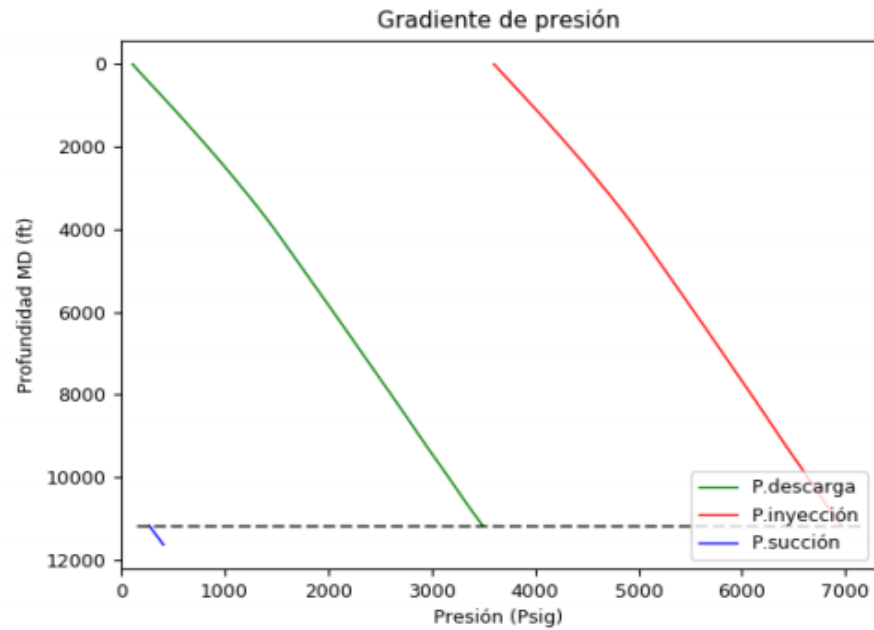


Ilustración 56: Gradiente de presión de la Bomba Jet selecta para pozo PKSC-17(SOTWARE SYAL)

Fuente: Petroamazonas EP



DISEÑO Y SELECCIÓN DE BOMBA JET



Pozo : PKSC 17
 Campo : PAKA

Hoja : 5
 Fecha : 2019-06-04

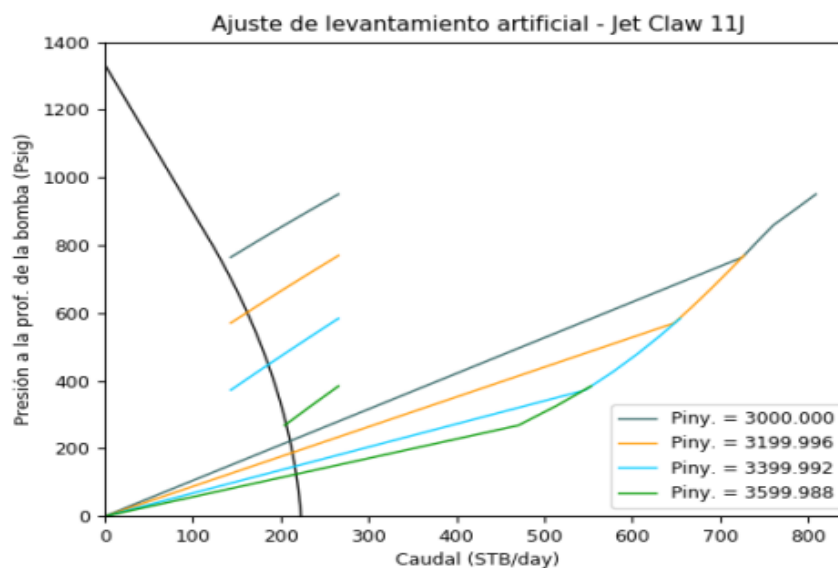
Inflow	
Caudal (STB/day):	Presión a la prof. de la bomba (Psig):
0.000	1332.915
14.538	1269.807
37.238	1171.260
70.116	1028.538
81.075	980.964
117.866	821.165
153.539	648.343
161.702	603.015
187.087	439.088
195.698	371.230
208.558	247.282
223.543	-14.696

Presión a la profundidad de la bomba con Piny. = 3000.000 (Psig)		
Caudal de producción (STB/day)	Caudal de cavitación (STB/day)	Psuc. (Psig)
143.150	725.298	764.524
173.825	742.895	812.606
204.500	760.739	859.731
235.175	785.417	905.841

Presión a la profundidad de la bomba con Piny. = 3199.996 (Psig)		
Caudal de producción (STB/day)	Caudal de cavitación (STB/day)	Psuc. (Psig)
143.150	647.847	570.421
173.825	669.488	621.652
204.500	689.701	671.909
235.175	708.817	721.281

Presión a la profundidad de la bomba con Piny. = 3399.992 (Psig)		
Caudal de producción (STB/day)	Caudal de cavitación (STB/day)	Psuc. (Psig)
143.150	546.434	372.355
173.825	578.142	426.515
204.500	606.171	479.890
235.175	631.433	532.439

Presión a la profundidad de la bomba con Piny. = 3599.988 (Psig)		
Caudal de producción (STB/day)	Caudal de cavitación (STB/day)	Psuc. (Psig)
204.500	470.428	268.253
235.175	514.547	327.103



Piny. (Psig)	Caudal (STB/day)	Psuc. (Psig)
3000.000	133.857	747.955
3199.996	162.150	600.449
3399.992	186.081	446.490
3599.988	206.433	270.478

Ilustración 57: Ajuste del levantamiento artificial de la Bomba Jet selecta para pozo PKSC-17(SOTWARE SYAL)

Fuente: Petroamazonas EP

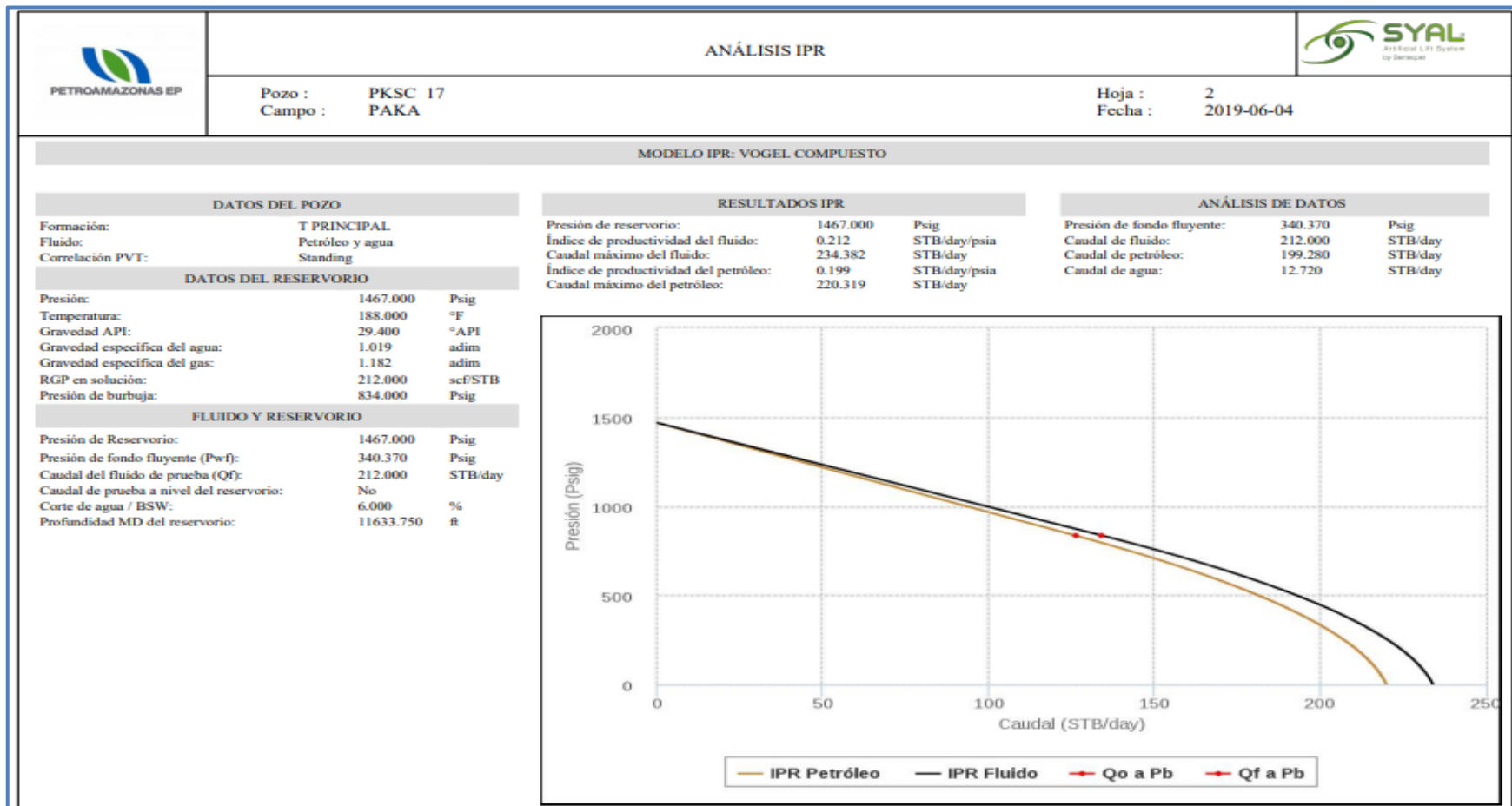


Ilustración 58: Análisis IPR del pozo PKSC-17(SOTWARE SYAL)

Fuente: Petroamazonas EP

Relación de flujo, M: M=Qsuc. / Qiny.	Relación de presiones, N: N=(Pdesc. - Pasc.) / (Piny. - Pdesc.)	Eficiencia (%)
0.000	1.296	0.000
0.016	1.270	2.037
0.020	1.263	2.533
0.028	1.250	3.510
0.064	1.195	7.667
0.068	1.189	8.105
0.116	1.120	13.031
0.124	1.109	13.794
0.132	1.099	14.542
0.136	1.093	14.910
0.152	1.072	16.346
0.172	1.047	18.057
0.193	1.022	19.681
0.209	1.003	20.919
0.221	0.989	21.813
0.225	0.984	22.105
0.229	0.980	22.393
0.253	0.952	24.059
0.257	0.948	24.326
0.321	0.879	28.201
0.333	0.867	28.848
0.385	0.815	31.378
0.393	0.807	31.728
0.409	0.792	32.400
0.433	0.770	33.334
0.445	0.759	33.768
0.461	0.744	34.314
0.501	0.708	35.514
0.578	0.643	37.165
0.598	0.627	37.464
0.610	0.617	37.617
0.658	0.578	38.028
0.662	0.575	38.047
0.674	0.565	38.093
0.690	0.553	38.123
0.694	0.549	38.125
0.706	0.540	38.116
0.726	0.524	38.057
0.754	0.502	37.879
0.766	0.493	37.768
0.770	0.490	37.726
0.798	0.468	37.369

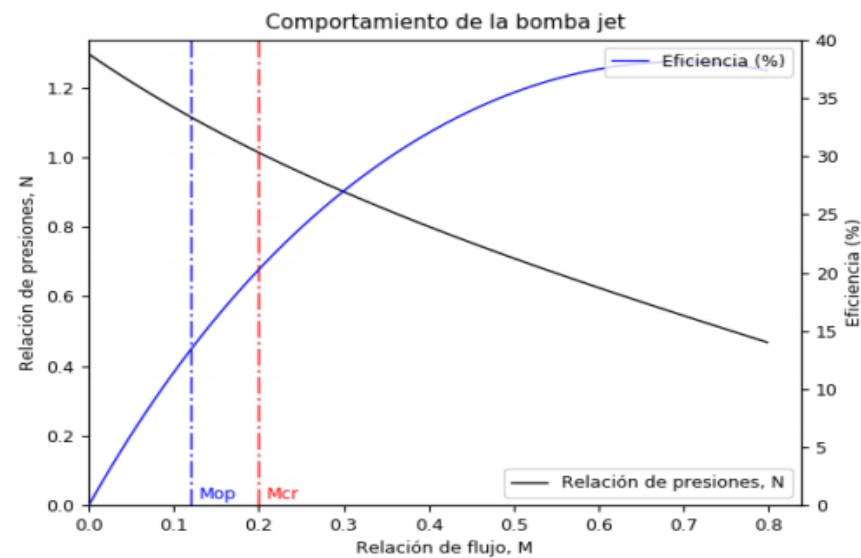


Ilustración 59: Comportamiento de la Bomba Jet para el pozo PKSC-18 (SOTWARE SYAL)

Fuente: Petroamazonas EP

Profundidad MD (ft)	Presión descarga (Psia)	Presión inyección (Psia)
0.000	100.000	3579.420
283.404	219.693	3702.695
850.212	465.847	3949.101
1133.616	587.772	4071.142
2550.637	1156.915	4639.734
3117.445	1373.580	4855.904
3967.657	1686.920	5168.196
4534.466	1883.577	5363.788
4817.870	1982.159	5461.863
5951.486	2378.023	5853.827
6234.890	2476.995	5952.358
7085.103	2780.145	6254.471
7368.507	2880.966	6354.959
8218.719	3181.995	6655.004
8785.527	3375.718	6847.873
9068.931	3471.273	6942.967
9352.335	3567.269	7038.526
10202.548	3861.660	7331.894
10485.952	3960.489	7430.423
11052.760	4174.691	7644.635

Profundidad MD (ft)	Presión de producción (Psia)
11052.760	379.446
11084.894	390.046
11149.162	409.753
11159.873	413.285
11170.584	416.816
11234.852	437.929
11320.542	466.020
11331.253	469.532
11363.387	480.062
11470.500	515.000

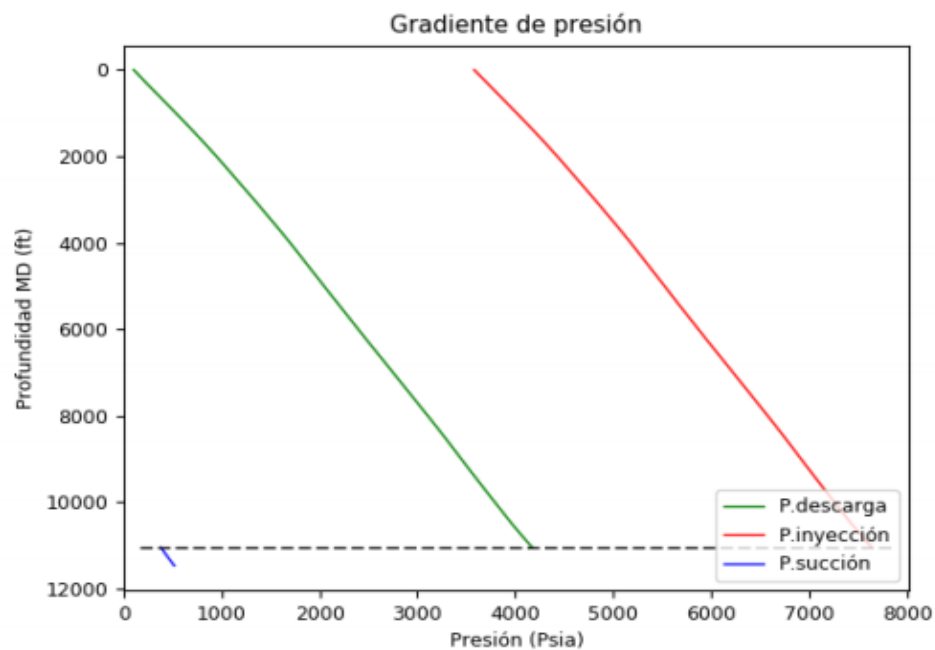


Ilustración 60: Gradiente de presión de la Bomba Jet selecta para el pozo PKSC-18 (SOTWARE SYAL)

Fuente: Petroamazonas EP

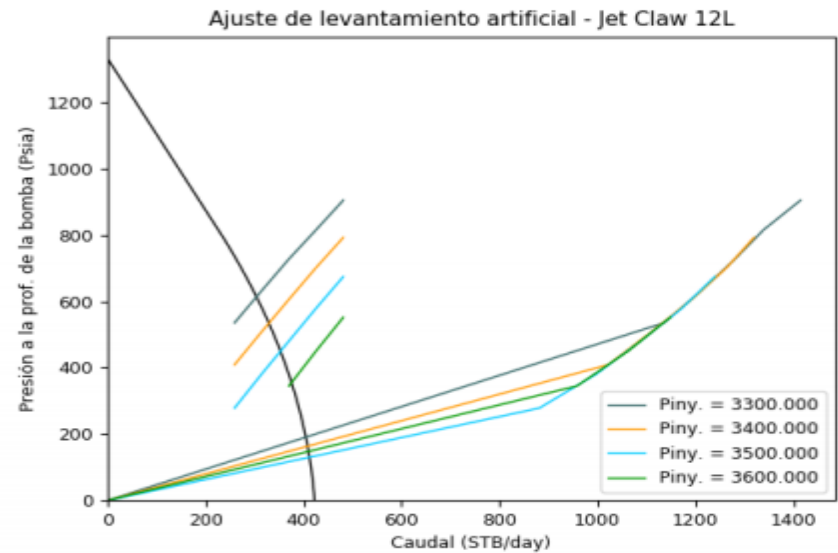
Inflow	
Caudal (STB/day)	Presión a la prof. de la bomba (Psia)
0.000	1331.463
58.528	1197.923
69.092	1173.819
140.086	1011.835
160.159	966.037
161.216	963.626
187.204	904.329
286.089	664.434
333.630	519.199
338.489	502.395
367.225	391.501
422.372	0.000

Presión a la profundidad de la bomba con Piny. = 3300.000 (Psia)		
Caudal de producción (STB/day)	Caudal de cavitación (STB/day)	Psac. (Psia)
259.000	1135.375	535.025
314.500	1211.486	632.081
370.000	1280.409	727.414
425.500	1338.665	815.415

Presión a la profundidad de la bomba con Piny. = 3400.000 (Psia)		
Caudal de producción (STB/day)	Caudal de cavitación (STB/day)	Psac. (Psia)
259.000	1021.139	408.767
314.500	1109.728	508.327
370.000	1192.199	605.672
425.500	1263.394	701.491

Presión a la profundidad de la bomba con Piny. = 3500.000 (Psia)		
Caudal de producción (STB/day)	Caudal de cavitación (STB/day)	Psac. (Psia)
259.000	881.169	278.274
314.500	997.598	380.953
370.000	1087.802	480.166
425.500	1171.930	578.954

Presión a la profundidad de la bomba con Piny. = 3600.000 (Psia)		
Caudal de producción (STB/day)	Caudal de cavitación (STB/day)	Psac. (Psia)
370.000	957.747	344.854
425.500	1062.660	450.299



Piny. (Psia)	Caudal (STB/day)	Psac. (Psia)
3300.000	304.049	613.036
3400.000	329.404	533.451
3500.000	353.068	448.922
3600.000	375.465	354.776

Ilustración 61: Ajuste de levantamiento artificial de la Bomba Jet selecta para el pozo PKSC-18 (SOTWARE SYAL)

Fuente: Petroamazonas EP

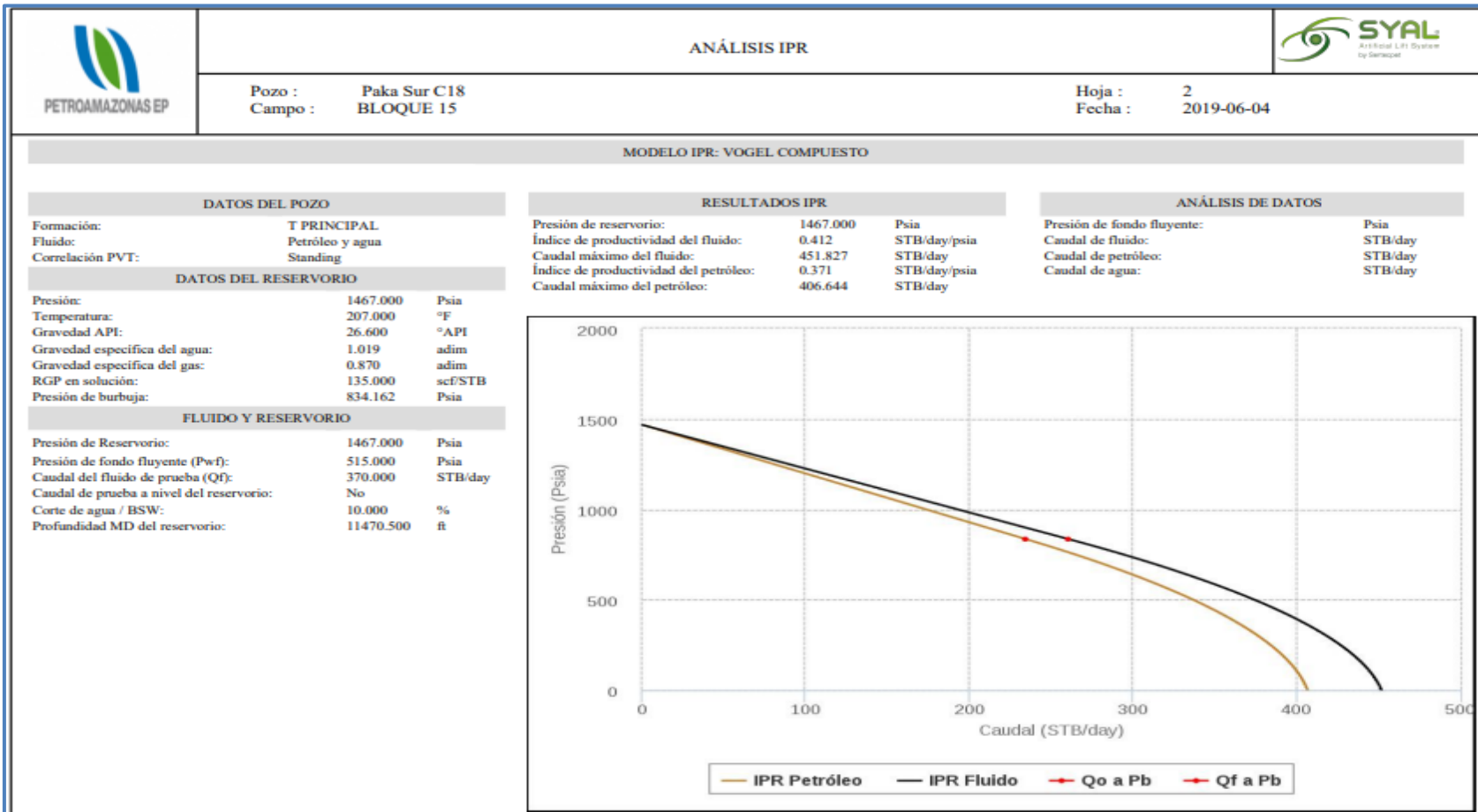


Ilustración 62: Análisis IPR del pozo PKSC-18 (SOTWARE SYAL)

Fuente: Petroamazonas EP