



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA INGENIERÍA EN PETRÓLEOS

TEMA:

**“APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA ZEITECS EN EL BOMBEO
ELECTROSUMERGIBLE PARA LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN
EL BLOQUE 7 - CAMPO COCA PAYAMINO DEL ORIENTE
ECUATORIANO”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORES:

MENDOZA RODRÍGUEZ MARÍA ISABEL

MERO PÉREZ DAYANNA LISSETH

TUTOR:

ING. PORTILLA LAZO CARLOS ALBERTO MGs.

LA LIBERTAD, ECUADOR

2024

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS

TEMA:

**“APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA ZEITECS EN EL BOMBEO
ELECTROSUMERGIBLE PARA LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO
EN EL BLOQUE 7 - CAMPO COCA PAYAMINO DEL ORIENTE
ECUATORIANO”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORES:

MENDOZA RODRÍGUEZ MARÍA ISABEL

MERO PÉREZ DAYANNA LISSETH

TUTOR:

ING. PORTILLA LAZO CARLOS ALBERTO MGs.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2024

TRIBUNAL DE SUSTENTACION



Ing. Marllelis Gutiérrez H, PhD.
DIRECTORA DE LA CARRERA DE
PETRÓLEOS

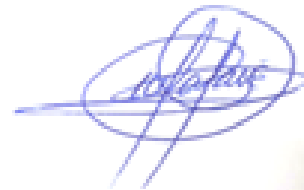


Firmado electrónicamente por:
**ISRAEL ISIDRO
YAGUAL PITA**

Ing. Israel Isidro Yagual Pita, MSc.
DOCENTE ESPECIALISTA



Ing. Carlos Alberto Portilla, MSc.
DOCENTE TUTOR



Ing. Carlos Alfredo Malavé, MSc.
DOCENTE GUÍA DE LA UIC



Ing. David Vega González
SECRETARIO

DEDICATORIA

Esta tesis se la dedicó a mi Dios quien supo guiarme por el buen camino, darme fuerzas para seguir adelante y no desmallar en los problemas que se presentaban, enseñándome a encarar las adversidades sin perder nunca la dignidad ni desfallecer en el intento. A mi querida madre Soledad Pérez sin ella no hubiera alcanzado la meta, por su apoyo incondicional, consejos, comprensión y estar junto a mi dándome aliento para no renunciar al objetivo hasta lograrlo. A mi padre Carlos Mero quien me formó con principios, valores y que no importe la situación siempre se llega a la meta. Y de manera especial a mi querido hermano Yandry él fue el principal para la construcción de mi vida profesional, sentó las bases de responsabilidad y deseos de superación, en él tengo el espejo en lo que me quiero reflejar por sus virtudes y su gran corazón me llevan a admirarlo cada día más.

Dayanna Mero

Esta tesis está dedicada a Dios quien es mi guía y fortaleza. A mis padres Maria Rodríguez y Nelson Mendoza que con paciencia y esfuerzo me han permitido cumplir mi sueño. A mi hermana Noemy Mendoza por ser ese motor y apoyo incondicional en todo momento. A mi familia en general por sus consejos. A mi acompañante Jesús Sierra por darme aliento y ayudarme a lo largo de esta carrera.

Maria Mendoza

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema “**APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA ZEITECS EN EL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE PARA LA PRODUCCIÓN DE PETROLEO EN EL BLOQUE 7 - CAMPO COCA PAYAMINO DEL ORIENTE ECUATORIANO**” elaborado por las estudiantes **MENDOZA RODRÍGUEZ MARÍA ISABEL** y **MERO PÉREZ DAYANNA LISSETH**, egresadas de la carrera de Ingeniería en Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, previo a la obtención del título de Ingeniera de Petróleos, me permito declarar que una vez analizado en el sistema anti plagio **COMPILATIO**, luego de haber cumplido los requerimientos exigidos de valoración, el presente proyecto ejecutado, se encuentra con **8%** de la valoración permitida, por consiguiente se procede a emitir el presente informe.

**INFORME DE ANÁLISIS**
magister

TESIS PARA COMPILATIO MARIA ISABEL - DAYANA MERO

**8%**
Textos sospechosos

- 7% Similitudes
 - 0% similitudes entre comillas
- < 1% Idioma no reconocido
- 0% Textos potencialmente generados por la IA

Nombre del documento: TESIS PARA COMPILATIO MARIA ISABEL - DAYANA MERO.docx	Depositante: CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO	Número de palabras: 9477
ID del documento: 71aa724106caead6c14268bde851763012f83929	Fecha de depósito: 17/12/2023	Número de caracteres: 59.515
Tamaño del documento original: 77,9 kB	Tipo de carga: interface	
	fecha de fin de análisis: 17/12/2023	



ING. PORTILLA LAZO CARLOS ALBERTO MGs.

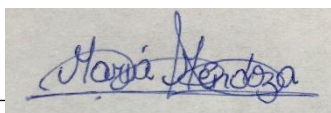
C.I.: 0913412367

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotras, **MENDOZA RODRÍGUEZ MARÍA ISABEL** y **MERO PÉREZ DAYANNA LISSETH**, declaramos bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado “**APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA ZEITECS EN EL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE PARA LA PRODUCCIÓN DE PETROLEO EN EL BLOQUE 7 - CAMPO COCA PAYAMINO DEL ORIENTE ECUATORIANO**”, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de nuestra autoría.

Por medio de la presente declaración cedemos los derechos de autoría y propiedad intelectual, correspondientes a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

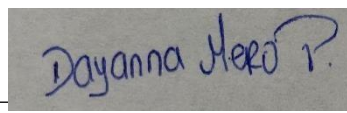
Atentamente:



MENDOZA RODRÍGUEZ MARÍA ISABEL

Autora

C.I. 2450695628



MERO PÉREZ DAYANNA LISSETH

Autora

C.I. 2400154197

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Portilla Lazo Carlos Alberto MGs.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena.

En mi calidad de Tutor del presente trabajo “**APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA ZEITECS EN EL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE PARA LA PRODUCCIÓN DE PETROLEO EN EL BLOQUE 7 - CAMPO COCA PAYAMINO DEL ORIENTE ECUATORIANO**” previo a la obtención del Título de Ingeniera en Petróleos elaborado por las Srtas. **MENDOZA RODRÍGUEZ MARÍA ISABEL** y **MERO PÉREZ DAYANNA LISSETH**, egresadas de la carrera de Ingeniería en Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.



ING. PORTILLA LAZO CARLOS ALBERTO MGs.

TUTOR

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

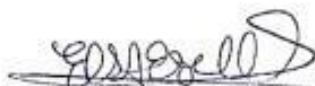
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

Yo, **Del Pezo Reyes Elsa Esmeralda** con cédula de ciudadanía **0910001007**, certifico que he revisado la redacción, estilo y ortografía del contenido del trabajo de integración curricular **“Aplicación de la tecnología zeitecs en el bombeo electrosumergible para la producción de petróleo en el bloque 7 – campo Coca Payamino del oriente ecuatoriano.”**, elaborado por **María Isabel Mendoza Rodríguez y Dayanna Liseth Mero Pérez**, presentado como requisito académico previo a la obtención del título de Ingeniero de Petróleo de la Universidad Estatal Península de Santa Elena de la facultad de Ciencias de la Ingeniería de la carrera de Ingeniería en Petróleo.

El mencionado trabajo, en el contexto general cumple con los requisitos de redacción, estilo y ortografía para uso del idioma español.

Certificación que otorgo para fines académicos pertinentes, en la ciudad de La Libertad a los dieciocho días del mes de diciembre de dos mil veintitrés.

Atentamente



Elsa Esmeralda Del Pezo Reyes

“MAGISTER DE ESCRITURA CREATIVA EN ESPAÑOL”

Número de cédula: 0910001007

Número de celular: 0963137128

Número de registro de SENESCYT: 7241181623

AGRADECIMIENTO

A mi Dios, por acompañarme a lo largo de mi carrera, por darme la sabiduría y el valor de lograr culminar este proceso de aprendizaje académico.

A mi familia, por ser ese apoyo incondicional y estar presente en cada momento que se me dificultaba, gracias por colocar la confianza en mi.

A los docentes de la carrera Ingeniería de petróleo que han sido partícipes durante todo este tiempo para la formación de ser profesional, gracias por sus experiencias y conocimientos impartidos en clase.

Dayanna Mero

Quiero expresar mi gratitud a Dios, por la sabiduría para emprender este camino.

Mi profundo agradecimiento al Ing. Carlos Portilla Lazo porque fue el principal colaborador durante este proceso, quien con su conocimiento y enseñanza impartida permitió el desarrollo de este trabajo.

Mi mas grande y sincero agradecimiento a mi familia por el apoyo incondicional y por confiar en mi.

De igual manera mi agradecimiento a la Universidad Estatal Peninsula de Santa Elena, a toda la Carrera de Ingeniería en Petróleo, a mis profesores por la enseñanza de sus conocimientos que hicieron que pueda crecer como profesional.

Maria Mendoza

CONTENIDO

	pág.
<i>TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN</i>	<i>iii</i>
<i>DEDICATORIA</i>	<i>iv</i>
<i>CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO</i>	<i>vi</i>
<i>DECLARACIÓN DE AUTORÍA</i>	<i>vii</i>
<i>CERTIFICACIÓN DEL TUTOR</i>	<i>viii</i>
<i>CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA</i>	<i>ix</i>
<i>AGRADECIMIENTO</i>	<i>x</i>
<i>CONTENIDO</i>	<i>xi</i>
<i>LISTA DE FIGURAS</i>	<i>xiv</i>
<i>RESUMEN</i>	<i>xvi</i>
<i>ABSTRACT</i>	<i>xvii</i>
<i>CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN</i>	<i>1</i>
1.1 JUSTIFICACIÓN	<i>2</i>
1.2 PROBLEMA	<i>3</i>
1.3 ANTECEDENTES	<i>3</i>
1.4 OBJETIVOS	<i>5</i>
1.4.1. General	<i>5</i>
1.4.2. Específicos	<i>5</i>

1.5	HIPÓTESIS	5
CAPÍTULO II		7
2.1	BLOQUE 7 - CAMPO COCA PAYAMINO	7
2.1.1.	GENERALIDADES	7
2.1.2.	UBICACIÓN.....	7
2.1.3.	ESTRUCTURA	8
2.1.4.	HISTORIAL DEL CAMPO	10
2.1.5.	ESTRATIGRAFÍA COCA – PAYAMINO	10
2.2	CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS	15
2.2.1.	Grados API	15
2.2.2.	Relación Gas – Aceite (GOR).....	16
2.2.3.	Presión punto de Burbuja (Pb)	16
2.2.4.	Relación Agua Petróleo (RAP - WOR)	16
2.2.5.	Fuerzas Viscosas.....	17
2.2.6.	Densidad Relativa al Gas (δg)	19
2.2.7.	Solubilidad del Gas (Rs)	19
2.2.8.	Factores de los Fluidos.....	19
2.2.9.	Compresibilidad de los Fluidos.....	20
2.3	PROPIEDADES PETROFÍSICAS	21
2.3.1.	Porosidad.....	21
2.3.2.	Densidad.....	22
2.3.3.	Permeabilidad.....	24
2.3.4.	Saturación	24
2.3.5.	Mojabilidad.....	25

2.3.6.	Presión capilar	26
2.3.7.	Tensión Superficial.....	27
2.4	SISTEMAS DE PRODUCCIÓN.....	28
2.4.1.	Bombeo mecánico.....	28
2.4.2.	Bombeo Gas Lift.....	30
2.4.3.	Bombeo Electrosumergible.....	31
<i>CAPÍTULO III: METODOLOGÍA</i>		32
3.1	TIPO DE INVESTIGACIÓN	32
3.2	DISEÑO BIBLIOGRÁFICO.....	34
3.3	POBLACIÓN Y MUESTRA	34
3.4	TÉCNICAS RECOLECCIÓN DE DATOS	35
<i>CAPÍTULO IV: RESULTADOS.....</i>		37
4.1.	COMPLETACIÓN DEL POZO PYM – M23.....	37
4.1.1.	Consideraciones Operacionales	37
4.1.2.	Datos Mecánicos y de Reservorio del pozo PYM – M23	39
4.2.	EVALUAR DESARROLLO Y APLICACIÓN.....	43
4.2.1.	Levantamiento Artificial.....	44
4.2.2.	Limpieza y Desplazamiento de Fluidos	44
4.2.3.	Operaciones de Perforación	44
4.2.4.	Fracturamiento con Zeitecs.....	44
4.2.5.	Intervenciones Rápidas y Eficientes	44
4.2.6.	Pruebas y Monitoreo:.....	45

4.2.7.	Compatibilidad del Equipo:	45
4.2.8.	Diseño del Bottom Hole Assembly (BHA):	45
4.2.9.	Control y Monitoreo en Tiempo Real.....	45
4.2.10.	Seguridad y Cumplimiento Normativo:	45
4.3.	PROGRAMA DE COMPLETACIÓN BES ZEITECS	45
4.3.1.	Características del Yacimiento:	46
4.3.2.	Selección del Tipo de BES	46
4.3.3.	Diseño del BHA (Bottom Hole Assembly):	46
4.3.4.	Sistema de Control y Monitoreo:.....	46
4.3.5.	Consideraciones de Fluidos de Producción.....	46
4.3.6.	Diseño de Válvulas y Accesorios	47
4.3.7.	Optimización de la Producción	47
4.3.8.	Consideraciones Ambientales y de Seguridad	47
4.3.9.	Planificación de Mantenimiento:	47
4.3.10.	Capacitación del Personal.....	47
4.3.11.	Registro y Documentación	47
4.4.	VENTAJAS DE LA TECNOLOGÍA ZEITECS	48
4.4.1.	Optimización de la Completación del Pozo:	48
4.4.2.	Mayor Control y Flexibilidad	48
4.4.3.	Válvulas y Accesorios Inteligentes	48
4.4.4.	Comunicación Inalámbrica:	48
4.4.5.	Herramientas para Intervención en Pozos.....	49
4.4.6.	Innovación Continua:	49
4.4.7.	Eficiencia Operativa:	49

<i>CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</i>	50
5.1. CONCLUSIONES.....	50
5.2. RECOMENDACIONES	51
<i>BIBLIOGRAFÍA</i>	52

LISTA DE FIGURAS

pág.

Figura 1: Campos del Bloque 7	8
Figura 2: Columna estratigráfica del Bloque 7	9
Figura 3: Mapa estructural en profundidad de la Arenisca "U"	11
Figura 4: Mapa estructural en profundidad arenisca "T"	13
Figura 5: Historial de Presión de Formación "Basal Tena"	14
Figura 6: Diagrama para calcular la relación Agua - Aceite mediante el método de Dykstra y Parsons en un sistema de dos estratos durante un desplazamiento de petróleo para agua....	17
Figura 7: Comportamiento de la Viscosidad.	18
Figura 8: Posición de las moléculas en un sistema liquido-aire	28

**“APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA ZEITECS EN EL BOMBEO
ELECTROSUMERGIBLE PARA LA PRODUCCIÓN DE PETROLEO EN EL
BLOQUE 7 - CAMPO COCA PAYAMINO DEL ORIENTE ECUATORIANO”**

RESUMEN

El presente trabajo de titulación propone la aplicación de la tecnología Zeitecs en el Bombeo Electrosumergible (BES) para optimizar el sistema de levantamiento artificial, que permitirá la recuperación y redistribución de los sistemas de bombeo convencionales en menor tiempo y con gastos mínimos. El diseño de un programa de completación para el BES es un proceso interdisciplinario que implica la colaboración de ingenieros de perforación, ingenieros de completación, geólogos y otros profesionales. Además, es esencial realizar pruebas piloto y ajustar el diseño según sea necesario durante la implementación del programa. La combinación de Zeitecs y BES proporciona una solución versátil para una variedad de operaciones en pozos, permitiendo intervenciones más rápidas y eficientes que contribuyen a la optimización de la producción de hidrocarburos. La planificación cuidadosa y la consideración de los requisitos específicos del pozo son esenciales para el éxito de estas operaciones.

PALABRAS CLAVES: ZEITECS, LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL, OPTIMIZACIÓN

**“APPLICATION OF ZEITECS TECHNOLOGY IN
ELECTROSIMMERGABLE PUMPING FOR OIL PRODUCTION IN
BLOCK 7 - COCA PAYAMINO FIELD IN EASTERN ECUADOR ”**

ABSTRACT

This degree work proposes the application of Zeitecs technology in Electrosubmersible Pumping (BES) to optimize the artificial lift system, which will allow the recovery and redistribution of conventional pumping systems in less time and with minimal expenses. Designing a completion program for the BES is an interdisciplinary process that involves the collaboration of drilling engineers, completion engineers, geologists and other professionals. Additionally, it is essential to pilot test and adjust the design as necessary during program implementation. The combination of Zeitecs and BES provides a versatile solution for a variety of well operations, enabling faster and more efficient interventions that contribute to the optimization of hydrocarbon production. Careful planning and consideration of specific well requirements are essential to the success of these operations.

KEYWORDS: ZEITECS, ARTIFICIAL LIFTING, OPTIMIZATION

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

Para la extracción del petróleo del subsuelo se requiere de un proceso esencial llamado producción, para ello se instala la tubería de producción y su diseño depende de la presión de fondo, tipo de crudo, caudal de producción en el fondo del pozo, tipo de pozo y el tipo de arena que está produciendo.

El oriente ecuatoriano forma parte de una cadena de cuencas sedimentarias sucesivas, los reservorios de la cuenca Oriente se componen una amplia variedad de rocas, desde las areniscas de grano fino hasta conglomerados.

La manera más económica de producción es por flujo natural, que se da en la primera fase de la vida productiva del pozo, al finalizar la producción natural es necesario seleccionar un método de levantamiento artificial que permita continuar con la extracción de crudo de manera eficiente y rentable. El levantamiento artificial por utilizar en los pozos debe ser diseñado con el objetivo de obtener la máxima producción y rentabilidad del campo debido a que lleva los fluidos del yacimiento hasta la superficie.

Al seleccionar el método de levantamiento artificial a utilizar y el tipo de completación se debe analizar los costos y logística que se llevaran a cabo en operaciones futuras como es el mantenimiento de las bombas y piezas que se implementaron en el arreglo de la completación.

Al proponer la aplicación de la tecnología Zeitecs en el Bombeo Electrosurgible (BES) tendremos un avance en el sistema de levantamiento artificial, que permitirá la recuperación y redistribución de los sistemas de bombeo convencionales en menor tiempo y con gastos mínimos.

La tecnología Zeitecs permite que el BES pueda ser recuperado sin una plataforma o grúa, este sistema consta de dos conjuntos principales:

1. La sarta BES recuperable
2. La estación de acople que tiene tres conectores eléctricos que suministran electricidad al motor.

Esta tecnología permite recuperar y dar mantenimiento del sistema estándar del bombeo electrosumergible instalado con wireline o coiled tubing sin la necesidad de utilizar una torre de perforación.

1.1 JUSTIFICACIÓN

El incremento de la demanda de petróleo y de sus derivados a nivel mundial, sumados a los pocos hallazgos del aceite, nos llevan a desarrollar nuevas tecnologías para el levantamiento artificial y evitar gastos innecesarios.

La aplicación de la tecnología Zeitecs en el bombeo electrosumergible reduce los costos de mantenimiento ya estimados con respecto a las completaciones convencionales, esta tecnología dentro de la industria determinará la importancia de implementarla, la misma que ayudará a incrementar la recuperación de hidrocarburos y la reducción de los gastos de funcionamiento.

Los ahorros en los costos se realizan a partir de sustituir los taladros de perforación o chivos que se utilizan para el mantenimiento de la completación que necesariamente se debe extraer la línea de producción del pozo y evaluar sus componentes. Con la tecnología Zeitecs se facilita la extracción de la línea de producción bajando los tiempos y costos que conlleva el mantenimiento de la completación de los pozos.

Es la razón que motiva a desarrollar esta investigación, debido a que este proyecto busca proponer nuevas prácticas para la eficiencia del funcionamiento de las líneas de producción

de petróleo, la optimización del mantenimiento de la completación y la reducción de tiempos y costos, aplicando la tecnología Zeitecs.

1.2 PROBLEMA

La Con el pasar de los años los campos maduros tienen una fuerte declinación de la presión de fondo, por lo que no se mantiene una producción a flujo natural, lo que conlleva la aplicación de levantamientos artificiales.

La industria petrolera busca optimizar la recuperación de hidrocarburos, para lo cual se han desarrollado una serie de nuevas tecnologías, que son utilizadas por las empresas operadoras. Entre estas nuevas tecnologías se encuentra el sistema Zeitecs.

“El sistema Zeitecs es una nueva tecnología que permite la recuperación y redistribución de los sistemas de bombeo eléctrico sumergible convencionales. La tecnología permite incrementar la recuperación de hidrocarburos, optimizar la producción y la reducción de los gastos de funcionamiento durante toda la vida del campo, de igual manera permite la rápida recuperación de la producción”. (Guerra & Mejía , 2013)

El incremento de los costos del funcionamiento y mantenimiento de las completaciones de pozos es debido a que se utilizan taladros de perforación o chivos que tienen un alto costo de alquiler y también el número de personal requerido para el trabajo a realizarse.

1.3 ANTECEDENTES

- En el año 2018, Schlumberger, en palabras de Dennis Rivadeneira – Responsable de ZEITECS, tecnología que les permite reducir los tiempos y los costos de los workovers cuando se requiere cambiar un sistema de bombeo electrosumergible. El cambio convencional de bombas electrosumergible causa una producción diferida significativa, aumenta los costos de operación,

además de los riesgos de seguridad y ambientales asociados con este tipo de intervenciones. (SPE, 2018)

- En Colombia en el año 2019, Ana Neira Basto, propone la evaluación técnica del desempeño y eficiencia de un nuevo sistema de bombeo electrosumergible denominado REDLift®, por medio de su comparación donde se detallan las generalidades del sistema de bombeo electrosumergible, haciendo énfasis en sus componentes, sus tipos de instalaciones, aplicaciones, fallas y limitaciones, con el objetivo de entender su funcionamiento y conocer los parámetros técnicos que permiten la evaluación de su desempeño. (Neira, 2019)
- En Ecuador en el año 2020, Reinoso Bruno, propone la evaluación técnica-económica para la implementación de la tecnología Zeitecs ESP-Shuttle en pozos con dos zonas productoras en el Campo Mariann del Bloque Tarapoa donde esta tecnología permite llevar a cabo esta operación en un tiempo menor, comparado con métodos tradicionales de intervención de pozos. Dicho trabajo fue desarrollado en la empresa Andes Petroleum Ecuador, y tuvo como principal objetivo evaluar la viabilidad tanto técnica como económica de esta tecnología, en pozos con dos arenas productoras en el Campo Mariann del Bloque Tarapoa. Y se realizó el diseño de la completación del pozo con la tecnología Zeitecs multi - zona y el diseño del equipo electrosumergible para la producción en conjunto de los reservorios Basal Tena y U Inferior. (Reinoso, 2020)
- En Ecuador en el año 2014, Salazar Jhoanna, propone un proyecto en la empresa Baker Hughes juntamente con la empresa Zeitecs, con el propósito de poder mejorar los tiempos y costos al momento de realizar un reacondicionamiento en los pozos del Oriente ecuatoriano. En el cual se concluye la instalación de los equipos de bombeo electrosumergible y a su vez la facilidad de recuperación y cambio de diseño de la bomba sin

modificaciones mayores del equipo permanente instalado en fondo. (Salazar, 2014)

1.4 OBJETIVOS

1.4.1. General.

- Proponer la aplicación de la tecnología Zeitecs en el bombeo electrosumergible, para la producción de petróleo en el Bloque 7- Campo Coca Payamino en Ecuador

1.4.2 Específicos.

- Evaluar el desarrollo y aplicación de la tecnología Zeitecs para estimular la producción.
- Diseñar el programa de completación implementando la tecnología Zeitecs que permitirá bajar costos.
- Promover la aplicación de la tecnología Zaitec en el Campo Coca-Payamino en el bombeo electrosumergible.
- Socializar las ventajas de implementar la tecnología Zeitecs en Campo Coca-Payamino

1.5 HIPÓTESIS

Las pérdidas de producción en los pozos que se producen por Bombeo Electrosumergible, pueden ser disminuidas mediante la aplicación de la tecnología Zeitecs que consiste en reducir el tiempo y costo de instalación y mantenimiento..

CAPÍTULO II

2.1 BLOQUE 7 - CAMPO COCA PAYAMINO

2.1.1. GENERALIDADES

El campo Coca – Payamino fue descubierto por Texaco en 1970, luego la British Petroleum Development Limited (B.P.) suscribió en diciembre de 1985, un contrato de prestación de servicios con CEPE la que actualmente es Petroecuador. En agosto de 1990, el Ministerio de Energía y Minas autorizó a B.P. la transferencia del 100% de sus derechos y obligaciones que poseía en el Bloque 7 a Oryx Ecuador Energy Company. A mediados de 1993 se determinó que el campo Coca – Payamino era compartido entre Petroecuador y Oryx, teniendo Petroecuador el mayor porcentaje de participación (54%) debido a las reservas del yacimiento de dicho campo (Juez Juez et al., 2009).

2.1.2. UBICACIÓN

El campo Coca – Payamino está ubicado aproximadamente 160 kilómetros al este de Quito en el Oriente Ecuatoriano. En este bloque existen campos tales como: Mono, Oso, Lobo, Gacela, Jaguar (Juez Juez et al., 2009) y, para efecto de este proyecto, el campo Payamino. Existen varias arenas productoras como las que se enumeran a continuación:

- Tena

- Napo “U”
- Napo “T”
- Hollín
- Arenisca “M”

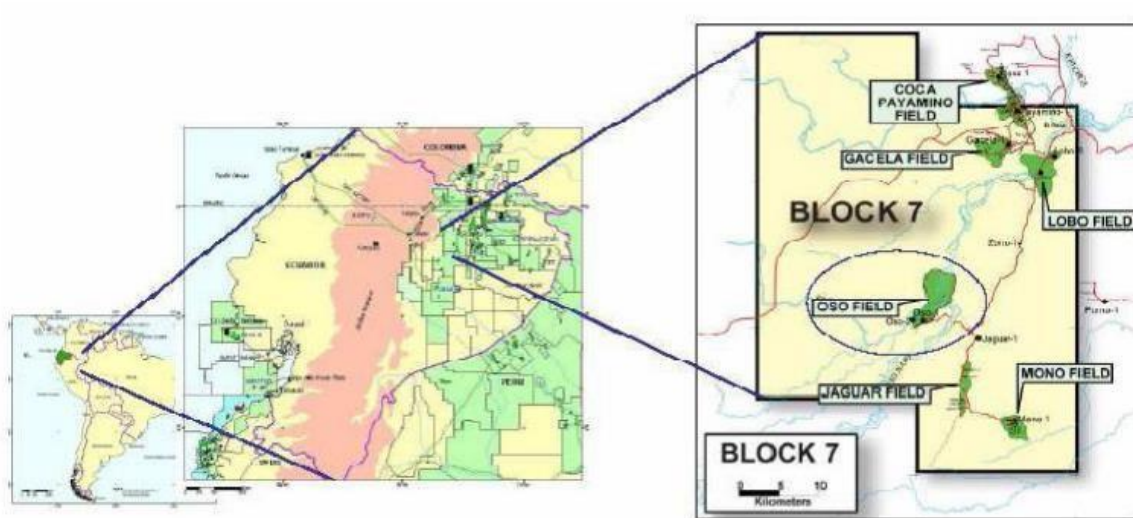


Figura 1: Campos del Bloque 7

(Petroamazonas, 2013)

2.1.3. ESTRUCTURA

Las interpretaciones estructurales realizadas en la sísmica 3D, indican que la estructura del reservorio se trata de un anticlinal, cuya extensión se estima que es de 12 km y con un ancho de 5 km aproximadamente. La estructura está delimitada por una falla producto de una inversión tectónica, únicamente hacia el Este del Campo, sin embargo, al norte y al sur la falla dio paso a la formación de pliegues (Sierra et al., 2015).

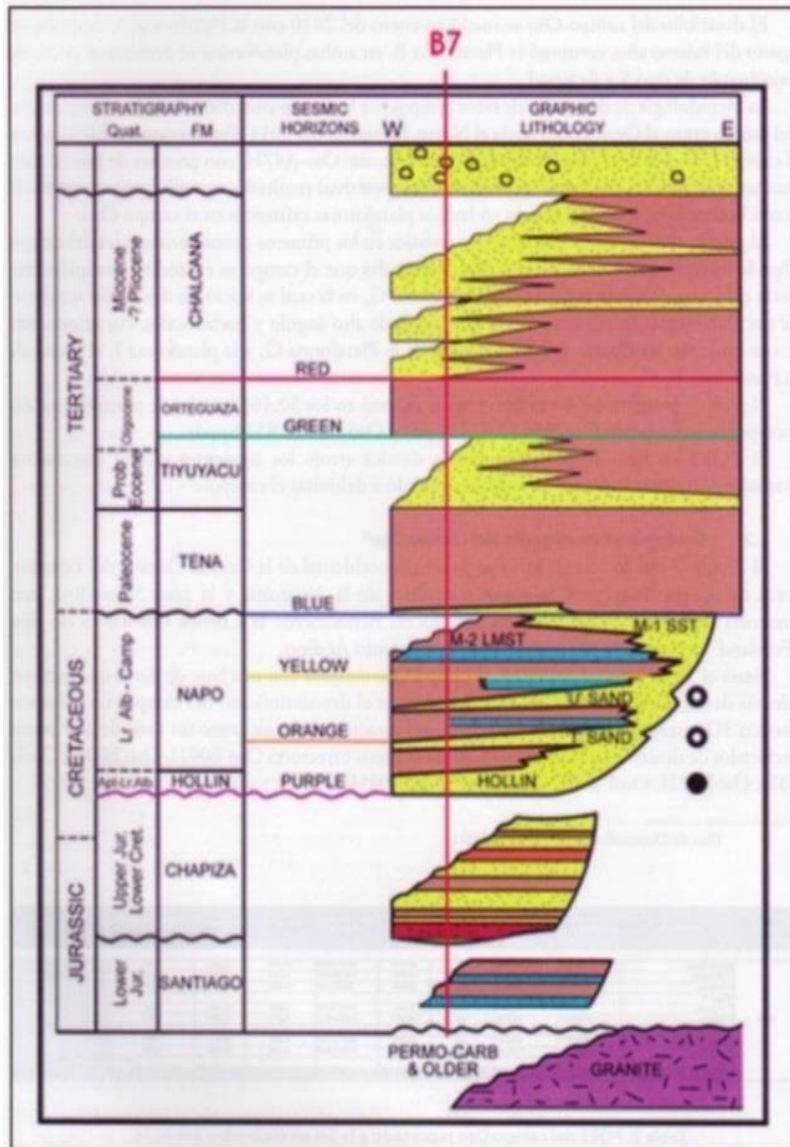


Figura 2: Columna estratigráfica del Bloque 7

(Sierra et al., 2015)

2.1.4. HISTORIAL DEL CAMPO

En 1970, bajo el descubrimiento del campo Coca, se dio paso a la perforación del pozo Coca – 1, dando como resultado la obtención de petróleo en las Areniscas “Basal Tena”, “U”, “T” y “Hollín”. Posteriormente con la perforación del pozo Coca-19 por parte de la compañía Oryx Ecuador Energy se decidió suspender la perforación de pozos en este campo ya que los resultados que se obtuvieron no eran los esperados (Sierra et al., 2015).

En el 2012, Petroamazonas EP reactiva la perforación en este campo obteniendo buenos resultados con el pozo Coca-20, con una producción de 910 bppd y un corte de agua de 2,5 %, dando así inicio a un agresivo plan de desarrollo del campo Coca-Payamino. El pico de producción del campo se alcanzó en el año 2015 con 13.945 barriles de petróleo por día incorporando a este los pozos Coca – K47 (1.590 bppd) y Payamino – G26 (610 bppd) (Sierra et al., 2015).

2.1.5. ESTRATIGRAFÍA COCA – PAYAMINO

- ***Arenisca “U”***

Presenta un espesor total variable registrado entre 16 pies (ft) (Coca – 08H) y 55 pies (Coca – K48) para la Arenisca Napo U Superior; 21 pies (Coca – A52) y 62 pies (Coca – K28) para la Arenisca U Principal en el Campo Coca; entre 32 pies (Payamino – 16) y 62 pies (Payamino – 21) para la Arenisca Napo U Superior; y entre 8 pies (Payamino – 21) y 49 pies (Payamino – G28) para la U Principal en el Campo Payamino, con cierre estructural aproximado en la cota -8177’ SSTVD, según interpretaciones. Los registros Eléctricos nos indican que la arena con lecturas de promedio de Gamma Ray 47 GAPI y Resistividad promedio 18 Ohm-m. En algunos pozos de Payamino la Arenisca Napo U tiene resistividades de 100 y 298 Ohm-m (Petroamazonas, 2015b), ver mapa estructural en la Figura 3.

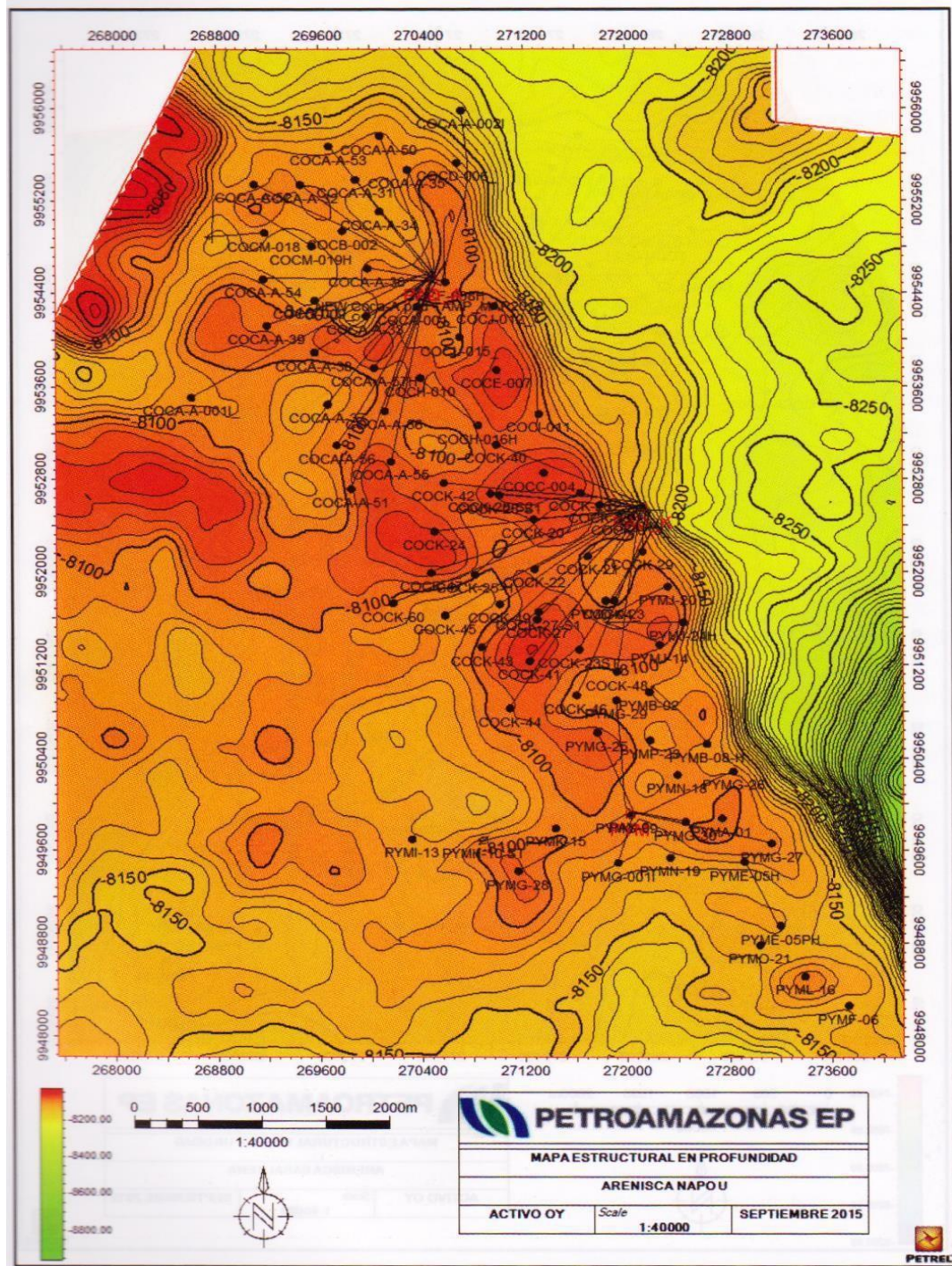


Figura 3: Mapa estructural en profundidad de la Arenisca "U"

(Petroamazonas, 2015b)

- Arenisca "T"

Presenta un espesor total variable registrado entre 46 pies (Coca – A35) y 96 pies (Coca – K49) para la Arenisca Napo T Superior; de entre 44 pies (Coca – K49) y 107

pies (Coca – A35) para la Arenisca Napo T Principal en el Campo Coca; de entre 51 pies (Payamino – 16) y 83 pies (Payamino – 1WDW) para la Arenisca Napo T Superior; y de entre 40 pies (Payamino – 5H) y 71 pies (Payamino – 21) para la Arenisca Napo T Principal en el Campo Payamino, con cierre estructural aproximado en la cota -8442' TVDSS, según interpretaciones. Los registros Eléctricos nos indican que la arena con lecturas de promedio de Gamma Ray 38 GAPI y Resistividad promedio 25 Ohm-m (Petroamazonas, 2015a), ver mapa estructural en la Figura 4.

- ***Arenisca “M”***

La arenisca “M” se compone de arenas limpias hacia la base del reservorio, las cuales cambian a grano decreciente hacia el tope de la formación. Además, estas arenas presentan contenidos variables de caolinita, la cual se distribuye en la matriz de la roca, provocando una disminución de las propiedades de porosidad y permeabilidad del reservorio (Petroamazonas EP, 2018).

La secuencia a la cual pertenece la arenisca “M” corresponde a una transgresión marina que tiene una lutita de continuidad regional al tope de la arena “M”, la cual marca la superficie máxima de inundación. La roca reservorio de “M” fueron depositadas durante episodios de progradación de la línea de costa, en un ambiente de llanura costera dominado por mareas y corrientes. El relieve estructural de este reservorio presenta un anticlinal alargado de dirección Noroeste-Sureste con una zona de fallas hacia el borde occidental que divide el campo en dos segmentos estructurales, el bloque alto al Este de la falla y el bloque hundido al Oeste de ésta (Petroamazonas EP, 2018).

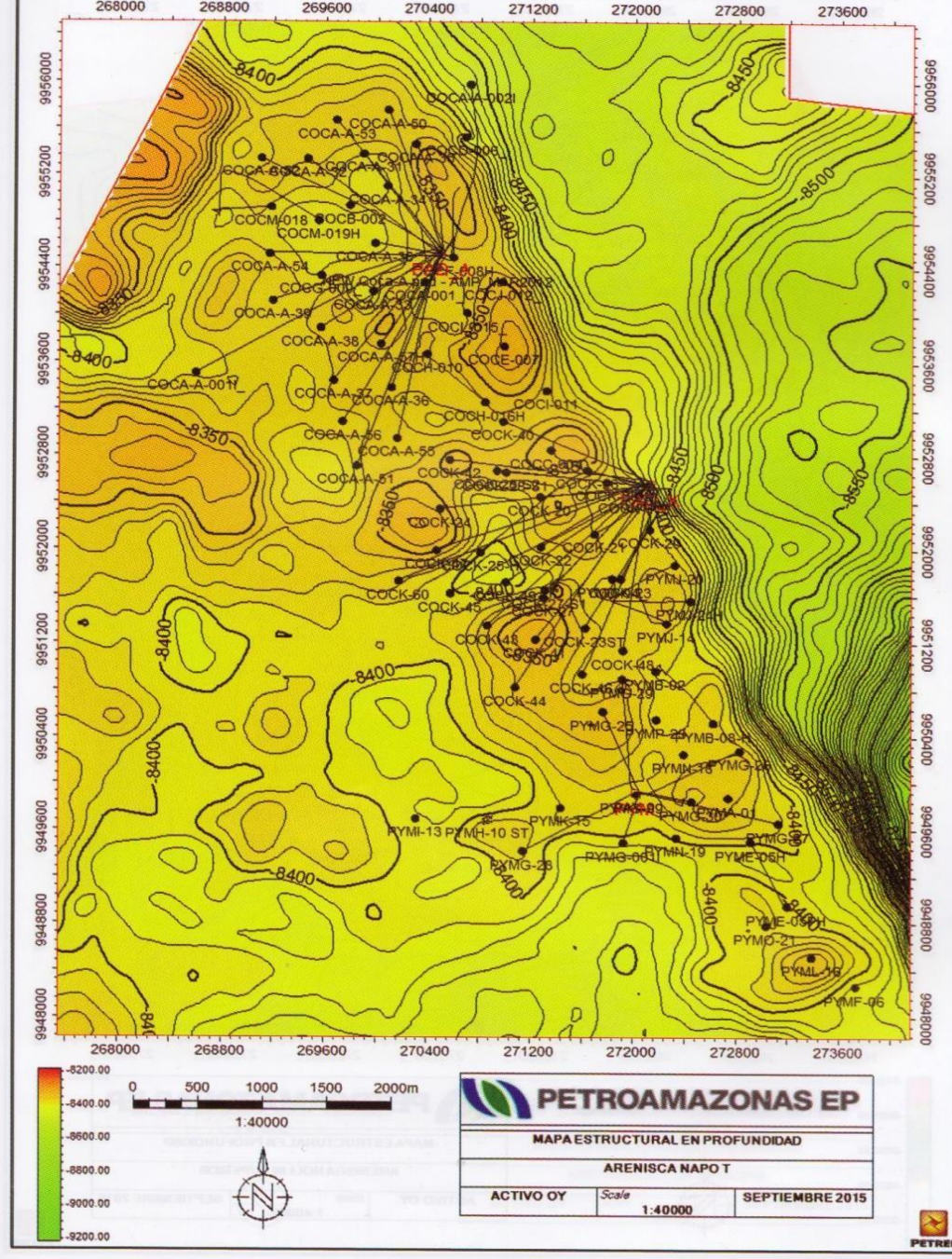


Figura 4: Mapa estructural en profundidad arenisca "T"

(Petroamazonas, 2015a)

- **Formación Basal Tena**

La formación Basal Tena es un yacimiento poco común en el activo Orellana el cual no posee continuidad de arena a lo largo de todo el campo. La formación Basal Tena posee un espesor relativamente pequeño. La mayoría de los pozos que están produciendo por esta arena, están ubicados en el campo Tulcán al norte del Activo Bloque 7. El mecanismo de producción

dominante en este reservorio es, la expansión de roca, fluido y gas en solución por lo que no tiene un buen soporte que ayude a mantener la presión en el yacimiento (Gualancañay, 2017).

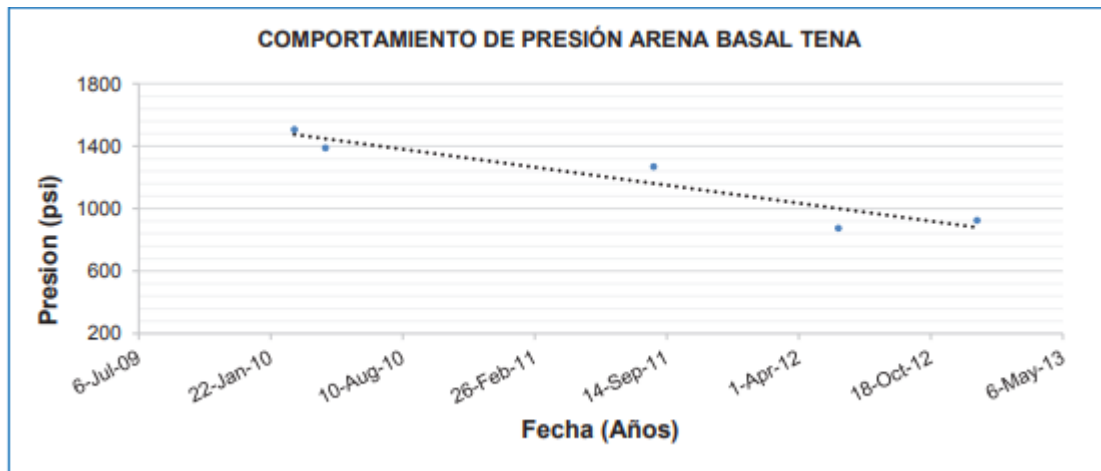


Figura 5: Historial de Presión de Formación "Basal Tena"

(Gualancañay, 2017)

La formación Tena se encuentra constituida por lutitas rojizas con contenido de areniscas feldespáticas finas, ubicada en la parte inferior. Tobas y arenas constituyen la parte superior de la formación (Baby et al., 2004). Tena tiene un espesor de 400 pies, con una subdivisión en las siguientes arenas: Tena Superior, Tena Inferior, Basal Tena, las mismas que poseen un ambiente continental con algunas variaciones de facies lluvio – marinas y de plataforma marina elástica somera. Corresponden al cretácico medio a superior (Tena Superior) y paleoceno (Tena Inferior y Basal) con un espesor de 400 pies (Guachamín & Obando, 2012a).

- **Formación Hollín**

Esta formación muestra una variedad de ambientes deposicionales variando de fluviales a marinos someros o plataformas someras relacionadas con cambios de nivel del mar. Se encuentra dividida en Hollín superior y Hollín inferior o principal. La formación superior es de origen marino y presenta una geometría compleja, la inferior

tiene origen fluvial homogéneo extendido y continuo horizontal y verticalmente (Guachamín & Obando, 2012b).

El Hollín es una arenisca blanca, de grano grueso, en capas gruesas y a veces maciza, muchas veces con una estratificación cruzada intercalando con lentes irregulares de lutita. El ambiente en que se formó el Hollín, es probablemente continental con elementos marinos en la parte Superior. El espesor de la formación llega hasta 200 m. y es máximo en la parte sur de los Cutucú y bastante grande en la parte central de la cuenca y en la región del Domo de Napo; disminuye hacia el Oeste en la depresión tectónica de Mera-Puyo. El Hollín parece estar ausente en la parte Noreste de la cuenca (Ordóñez, 2000).

2.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS

2.2.1. Grados API

En la industria petrolera es muy común expresar la densidad relativa de un crudo o su gravedad específica en grados API o °API, unidad creada por el “American Petroleum Institute”. En esta escala, cuanto más ligero es un petróleo, mayor es su gravedad API y cuanto más pesado, menor será su valor (ver tabla). Como referencia, el agua tiene una gravedad específica de 10 ° API. La determinación de la gravedad del petróleo y sus productos es una medida necesaria para la conversión de volúmenes medidos a cualquier temperatura. La gravedad específica es un factor que gobierna la calidad del crudo y se usa para tener una idea de su composición, su calor de combustión y su valor comercial. La gravedad API es una medida basada en la gravedad específica de un líquido (PABON, 2013) y se calcula por la expresión:

$$API = \left(\frac{141,5}{GE a 60 F} \right) - 131,5$$

2.2.2. Relación Gas – Aceite (GOR)

Es el volumen total de gas producido por día dividido por el volumen total de petróleo producido por día, las unidades de GOR son Scf/Stb. El GOR de producción es calculado en la superficie, por lo tanto, se considera que todo el gas existente se encuentra en estado libre (Alvarado, 2010).

2.2.3. Presión punto de Burbuja (Pb)

La presión de burbuja de un hidrocarburo es la presión más alta a la cual las primeras moléculas de gas salen de solución y forman una burbuja de gas. Esta presión depende en parte de las propiedades del fluido. El gas el aceite conforman una mezcla de múltiples componentes y las cantidades de gas-aceite están determinadas por un equilibrio gas-líquido (Alvarado, 2010).

El conocimiento de esta presión es importante en el diseño de un sistema electrosumergible. Para reducir la cantidad de gas que entra a la bomba, se debe procurar mantener la presión de entrada a la bomba por encima de la presión de burbuja. Sin embargo, muchos de los pozos en levantamiento artificial presentan bajas presiones y en muchos casos la presión del pozo se encuentra por debajo de la presión del punto de burbuja (Alvarado, 2010).

2.2.4. Relación Agua Petróleo (RAP - WOR)

Relación entre el volumen porcentual de aceite y el volumen porcentual de agua en un lodo a base de aceite, en la que ambos son un porcentaje del líquido total en el lodo. La OWR se calcula directamente con el análisis de retorta del lodo a base de aceite (Schlumberger, 2023).

Para calcular WOR con el método de Dykstra & Parsons se debe tener en cuenta que, al ordenar los estratos en orden decreciente de permeabilidad absoluta, se tiene la ruptura de los primeros estratos antes, por lo tanto, no habrá WOR hasta que irrumpa

el primer estrato. En la Figura_ se observa el planteamiento inicial de un yacimiento de dos estratos (Rivera Chávez, 2015).

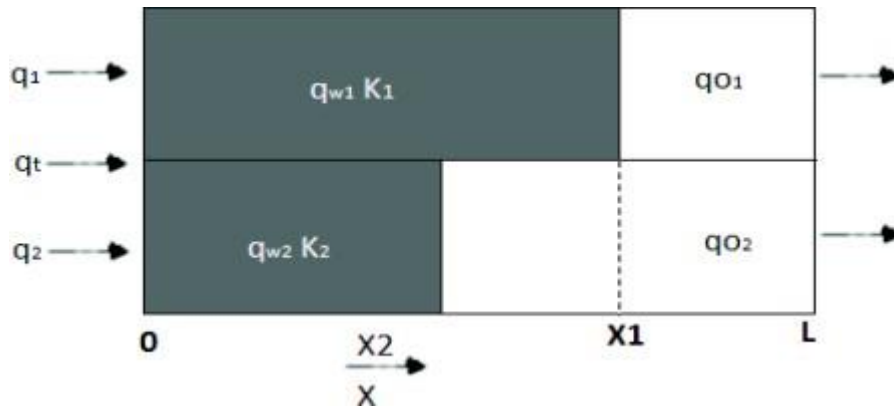


Figura 6: Diagrama para calcular la relación Agua - Aceite mediante el método de Dykstra y Parsons en un sistema de dos estratos durante un desplazamiento de petróleo para agua.

(Rivera Chávez, 2015)

2.2.5. Fuerzas Viscosas

En esta relación la única propiedad del crudo es la viscosidad y si todo se mantiene igual, el flujo de crudo (v) aumenta a medida que la viscosidad (μ) disminuye (Rodríguez et al., 2020). Existen dos formas físicas básicas para reducir la viscosidad del crudo:

- Mezclar el crudo con un solvente de baja viscosidad.
- Aumento de la temperatura del crudo con calor (el cual, reduce además las fuerzas capilares).

- **Viscosidad de Crudos**

La viscosidad del petróleo (μ_o) es una de las propiedades físicas más importantes que controla e incide directamente en el flujo de fluidos a través del medio poroso y tuberías de producción. La viscosidad, en general, se define como la resistencia

interna que ofrece el fluido al flujo o movimiento. En el caso de los crudos pesados y extra pesados los órdenes de magnitud pueden variar desde 1000 cps hasta más de 100.000 cps; desde un punto de vista práctico, a fin de poder entender el impacto de esta variable en la movilidad del fluido realizamos una comparación con otras sustancias comunes. La viscosidad del petróleo depende principalmente de la temperatura, presión, gravedad API, gravedad de gas y solubilidad de gas (Rodríguez et al., 2020).

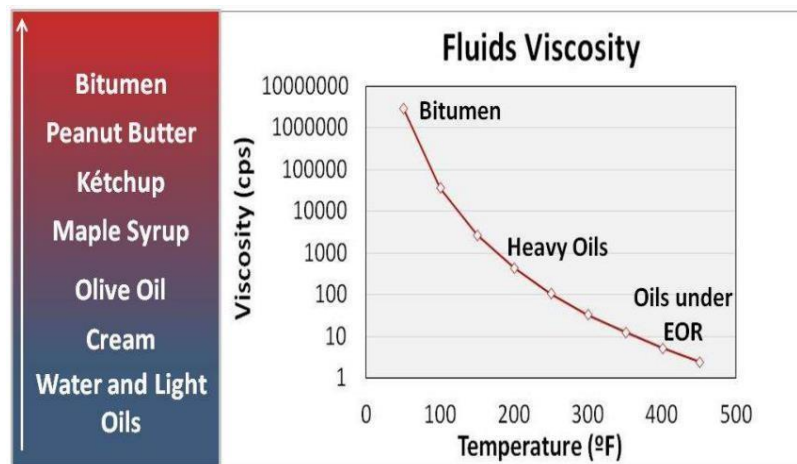


Figura 7: Comportamiento de la Viscosidad.

(Rodríguez et al., 2020)

- **Principales parámetros que afectan la viscosidad**

La viscosidad del crudo pesado está directamente relacionada con la composición química, la presión del yacimiento, la temperatura del yacimiento (T), la densidad (°API) y la cantidad de gas disuelto (Rsi). Desde el punto de vista geoquímico los crudos están conformados por compuestos Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfáltenos, destacando que la proporción de los asfáltenos es mucho mayor en los crudos pesados en comparación con los crudos livianos, de allí su alta resistencia al flujo y su baja movilidad dentro del yacimiento (Rodríguez et al., 2020).

2.2.6. Densidad Relativa al Gas (δg)

Es la relación entre el peso molecular de un gas y el peso molecular del aire (Willian, 1973). Es así que se lo expresa por la siguiente ecuación:

$$\delta g = \frac{Mg}{Ma}$$

Donde:

- ρg : Peso molecular del gas.
- Ma : Peso molecular del aire.
- Mg : Peso molecular del gas

2.2.7. Solubilidad del Gas (R_s)

Es la cantidad de gas que se encuentra en solución con un petróleo crudo a determinadas condiciones de presión y temperatura. Se lo expresa en pies cúbicos de gas a condiciones normales por un barril de petróleo a condiciones normales (Willian, 1973).

- $R_s = \text{Pies cúbicos de gas a condiciones normales} / \text{Barril de petróleo a condiciones normales} = \text{PCN} / \text{BN}$

2.2.8. Factores de los Fluidos

- ***Factor de compresibilidad (Z)***

Llamado también factor de desviación. Se lo define como, la razón de volumen que ocupa un gas a determinadas condiciones de presión y temperatura, al volumen que ocuparía el mismo gas si se comportara como gas ideal (TEXACO, 1977).

- $Z = \text{Volumen actual de } n \text{ moles de gas a PVT} / \text{Volumen ideal de } n \text{ moles de gas a PVT}$

$$Z = \frac{V_a}{V_i}$$

- ***Factor volumétrico del Gas (β_g)***

Es la relación del volumen de gas libre, a condiciones de presión y temperatura del yacimiento, por unidad de volumétrica de gas libre a condiciones normales. En otras palabras, es el factor que representa el volumen a condiciones de yacimiento que ocupa un pie cúbico de gas a condiciones normales (TEXACO, 1977).

- Sus unidades son PCCY / PCCN

$$\beta_g = \frac{PCCY}{PCCN} \quad \beta_g < 1$$

- ***Factor volumétrico del petróleo (β_o)***

Es el factor que representa el volumen de petróleo saturado como gas, a condiciones de presión y temperatura de yacimiento por unidad volumétrica de petróleo a condiciones normales (TEXACO, 1977).

- Se expresa en barriles de yacimiento por barriles normales.

$$\beta_o = \frac{BCY}{BCN} \quad \beta_o > 1$$

2.2.9. Compresibilidad de los Fluidos

El concepto de compresibilidad, se refiere a una reducción del volumen de un fluido dentro de un rango de variación de presión (Willian, 1973), por lo tanto, se puede escribir:

$$C = \frac{-1}{V} \left(\frac{dV}{dP} \right)$$

Donde:

- C = Compresibilidad.
- V = volumen en función de un cambio de presión.
- dV/dP = variación de volumen para variación de presión.

El signo negativo se debe a que la pendiente dV/dP es negativa (Willian, 1973). Esta fórmula se la puede expresar también por la siguiente expresión:

$$V = Vi(1 + C(Pi - P))$$

2.3 PROPIEDADES PETROFÍSICAS

2.3.1. Porosidad

El elemento esencial de un yacimiento de petróleo es la roca reservorio, cuyo rasgo esencial es su porosidad, la roca debe tener poros, o huecos, de determinado tamaño y naturaleza, como para permitir el almacenamiento de petróleo y gas en yacimientos suficientemente amplios para que se justifique su explotación (Ramón, 2009).

La porosidad (\emptyset) es la característica física más conocida de un yacimiento de petróleo, es un parámetro dimensional, generalmente reportado en porcentaje, y los límites de sus valores para cualquier medio poroso van de 0 a 1. La porosidad de una roca puede estar formada por los intersticios que dejan los granos de arena, por cavernas, por grietas y fracturas, que llegan a intercomunicarse a largas distancias. En un yacimiento dado puede presentarse uno de los anteriores casos o combinaciones de varios de ellos (Ramón, 2009).

Se la puede calcular con la siguiente expresión:

$$\emptyset\% = 100 \left(\frac{\text{Volumen total de la roca} - \text{Volumen de los granos}}{\text{Volumen total de la roca}} \right)$$

Donde la diferencia entre el volumen total de la roca y el volumen de los granos representa el volumen poros (Ramón, 2009), por lo tanto, se puede expresar de la siguiente forma:

$$\emptyset\% = 100 \left(\frac{\text{Volumen poroso}}{\text{Volumen total de la roca}} \right)$$

Igual que la densidad, la porosidad admiten ciertas matizaciones y se establecen distintos tipos, siendo los principales: la “porosidad total” y la “porosidad abierta”. De acuerdo con las características de los espacios vacíos contemplados, pueden considerarse otros tipos de porosidad: “cerrada”, “accesible” a un determinado fluido, “comunicada” o “efectiva” para un determinado comportamiento. La porosidad total (n) se define como el volumen total de vacíos por unidad de volumen total de roca. En este caso deben contabilizarse todos los espacios vacíos presentes: abiertos y cerrados, accesibles y no accesibles. Su valor no puede obtenerse de forma experimental, ya que incluye entre los espacios vacíos los no comunicados con el exterior (poros no accesibles). Su determinación se realiza de forma indirecta a partir del valor de ambas densidades (Rodríguez, 2010).

2.3.2. Densidad

La densidad es una propiedad elemental y fundamental de los materiales, relacionada con la naturaleza de sus constituyentes y la existencia de espacios vacíos entre ellos (Rodríguez, 2010). La densidad (ρ) se define como la masa (M) por unidad de volumen (V), y se expresa en kg/m³ :

$$\delta = \frac{M}{V}$$

Conocida la masa y el volumen de una muestra rocosa se determina de forma inmediata su densidad. En los materiales porosos tanto la masa como el volumen admiten ciertas matizaciones y, en consecuencia, se pueden establecer distintos tipos de densidad. Fundamentalmente se distingue dos: “densidad de los granos minerales” y “densidad de la roca seca”. También se consideran otros tipos de densidad, obtenidos a partir de distintos ensayos, como la “densidad de la roca húmeda” (para un determinado contenido en humedad) y la “densidad corregida” o “densidad del esqueleto” (cuando el volumen de roca no incluye los poros abiertos, pero incluye los cerrados) (Rodríguez, 2010).

La densidad de los granos minerales (ρ_s), conocida también como densidad real, densidad de la fracción sólida o densidad verdadera, se define como la masa de material seco (M_s) por unidad de volumen de la parte sólida de la roca (V_s) (IUPAC, 1994), es decir, el volumen después de ser excluidos sus espacios vacíos:

$$\rho_s = M_s/V_s$$

Su valor puede calcularse de forma teórica a partir de la densidad de los minerales constituyentes, siempre que se conozca con precisión la composición cuantitativa de la roca y la densidad de cada componente. Experimentalmente puede obtenerse mediante el método clásico del picnómetro; en este caso su correcta determinación requiere una buena pulverización y ausencia de humedad en la muestra, y que la temperatura se mantenga constante a lo largo del ensayo (UNE-EN, 2007).

Otra técnica utilizada es el picnómetro de helio, ya que dicho gas –inerte y de número atómico muy bajo– se difunde por todo el espacio vacío, permitiendo obtener el volumen del sólido. Dicho volumen se determina a partir del descenso relativo de presión que experimenta el gas contenido en una célula, en la que eventualmente se introduce la muestra (UNE-EN, 2007).

2.3.3. Permeabilidad

Permeabilidad es la medida de la habilidad que tiene una roca para transmitir fluidos, medida típicamente en milidarcies, la cual es la milésima parte de un Darcy. Un Darcy describe la permeabilidad de un medio poroso a través del cual se produce el paso de un centímetro cúbico de fluido que tiene un centipoise de viscosidad y fluye en un segundo bajo una presión diferencial de una atmósfera, donde el medio poroso expone un área en sección transversal de un centímetro cuadrado y una longitud de un centímetro (Schlumberger, 2019).

Se han definido tres conceptos de permeabilidad: absoluta, propiedad intrínseca de la roca cuando está saturada al cien por ciento por un fluido de una sola fase; efectiva, medida en referencia a un fluido cuando la roca está saturada por un fluido multifásico, y relativa, relación entre la permeabilidad efectiva y absoluta (Sullivan et al., 2008).

Para estimar la permeabilidad, lo podemos hacer a diferentes escalas; mediante pruebas de laboratorio efectuadas en núcleos. Se la infiere a gran escala a través de pruebas de pozos y datos de producción. También se la cuantifica a una escala intermedia mediante los probadores de formación operados con cable (Schlumberger, 2002).

2.3.4. Saturación

- *Saturación de agua*

Es el porcentaje de agua contenido en el espacio poroso. Para determinar la saturación de agua se usa el modelo de Indonesian (Miranda, 2008). La ecuación es la siguiente:

$$S_w = \frac{\sqrt{\frac{1}{RT}}}{\frac{V_{shl}^{(1-0.5*V_{shl})}}{\sqrt{Rshl}} + \sqrt{\frac{PHIE^m}{a * R_w}}}$$

Donde:

- RT= Resistividad zona profunda, (ohm – m)
- Rshl = Resistividad de la zona arcillosa, ohm – m
- Rw = Resistividad del agua de formación, ohm – m
- a= constante empírica
- m = exponente de cementación
- n = exponente de saturación

RT es el valor de resistividad profunda del registro. El valor de Rw se calcula a partir de la salinidad, éste parámetro se obtiene utilizando el mapa de isa salinidades para el yacimiento, elaborado a partir de pruebas de producción y con valores referenciales para la cuenca oriental (Miranda, 2008).

- ***Saturación de Petróleo***

Se define como el porcentaje de saturación de petróleo contenido en el espacio poroso (Miranda, 2008). Se determinó con la siguiente ecuación:

$$S_o = 1 - S_w$$

2.3.5. Mojabilidad

El término mojabilidad se refiere a la tendencia relativa de un fluido a difundirse o adherirse a una superficie sólida en presencia de otros fluidos (Barberii, 1998). Numerosos estudios acerca de la afinidad de la roca por el agua o el crudo en un yacimiento, han determinado que alterando ésta propiedad roca-fluido se puede mejorar la eficiencia de desplazamiento del crudo y por tanto lograr aumentar la

recuperación de petróleo. Los métodos sugeridos de alteración de la mojabilidad abarcan el uso de aditivos químicos como silanos y algunos surfactantes los cuales son altamente costosos (DI Lorenzo, 2000).

En la aplicación del término "mojabilidad" en la ingeniería de yacimientos, la superficie sólida es la roca del yacimiento: arenisca, caliza ó dolomita (y frecuentemente acompañada de un material detrítico, uno cementante ó ambos); los fluidos que existen en los espacios de los poros son aceite, agua y gas. Sin embargo, puesto que en este sistema el gas es una fase no mojante, solamente se considera al aceite y al agua como posibles fases mojantes (Salgado & Gonzalez, 2005).

En un sistema roca/aceite/salmuera, la mojabilidad es la medida de la preferencia que la roca tiene bien sea por el aceite o la salmuera. La mojabilidad es una propiedad de cada sistema. Depende no sólo de la naturaleza de los fluidos inmiscibles, sino también, del tipo de sólido con el cual está en contacto (Salgado & Gonzalez, 2005).

2.3.6. Presión capilar

La presión capilar (P_c) puede ser cualitativamente expresada como la diferencia en presión que resulta a través de la interfase que separa dos fluidos inmiscibles. Conceptualmente, quizá es más fácil pensarlo como la capacidad de succión de una roca para un líquido que humecta a la roca, o la capacidad de la roca para repeler un fluido no humectante (Willhite, 1986).

Cuantitativamente la presión capilar (P_c) es definida como la presión en la fase no mediante menos la presión en la fase mojante. Sin embargo, en procesos de desplazamiento inmisible, esta es algunas veces definida como la presión de la fase desplazada menos la presión de la fase desplazante (Willhite, 1986).

De esta manera, en una formación mojada por el agua, la presión capilar es definida como la presión en la fase de petróleo menos la presión en la fase del agua, esto es:

$$P_c = P - P_w$$

Esta ecuación es la convención adoptada en ingeniería en petróleos. Así que la presión capilar (P_c) será negativa para sistemas humectados por petróleo. Generalmente, los fluidos del reservorio no son miscibles. Por ejemplo, el agua y el petróleo en contacto físico exhiben una interfase con una presión diferencial a través de esta. Esta diferencia de presión entre las dos fases inmiscibles (en este caso petróleo y agua) es conocida como la presión capilar. A las condiciones normales de reservorio, el gas libre y petróleo son también inmiscibles. En este caso hay un diferencial de presión (presión capilar) a través de la interfase entre el gas y el petróleo (Paris de Ferrer, 2009).

2.3.7. Tensión Superficial

En las regiones limítrofes entre dos fluidos inmiscibles siempre existirá un desbalance de fuerzas moleculares en la interfase, cuyo fin es una tendencia a reducir el área de contacto (Willhite, 1986).

Se utiliza el término tensión superficial cuando estos dos fluidos son líquido y gas, y se denomina tensión interfacial cuando son dos líquidos. Por tal razón es muy importante considerar el efecto de estas fuerzas en la interfase (Willhite, 1986).

En una superficie libre de un líquido (Figura 2.6), donde A, B y C representan moléculas del líquido, las moléculas como A, que se encuentran en la parte inferior, en promedio son atraídas igualmente en todas las direcciones por las fuerzas de cohesión (la atracción entre moléculas que mantienen unidas las partículas de una sustancia) y su movimiento no tiende a ser afectado por ellas.

En cambio, con las moléculas B y C, que se encuentran en la interfase agua-aire, o cerca de ella, una fuerza tiende a bajar las moléculas y a que se mantengan dentro del líquido, mientras que la superficie actúa como una membrana tensa que tiende a reducirse lo más posible (Finol & Ferrer, 1976).

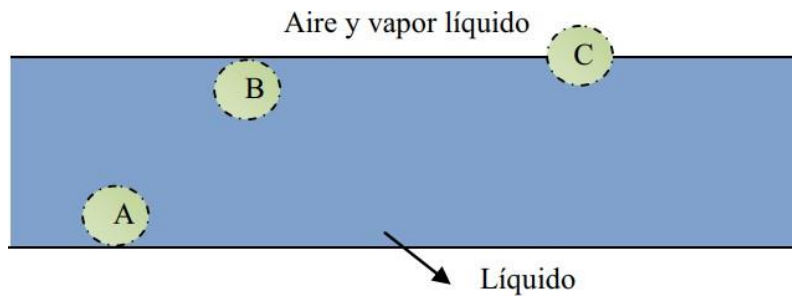


Figura 8: Posición de las moléculas en un sistema líquido-aire

(Willhite, 1986)

2.4 SISTEMAS DE PRODUCCIÓN

Un sistema de producción es aquel que tiene la capacidad de transportar fluido del yacimiento hasta la superficie y separarlo en petróleo, gas y agua. Si es necesario, el petróleo y el gas, son tratados y preparados para la venta o el transporte desde el Campo. Cualquier caudal de agua producido, también es tratado y preparado para su re-inyección en el reservorio.

2.4.1. Bombeo mecánico

El bombeo mecánico convencional nació prácticamente a la par con la industria petrolera cuando el Coronel Drake perforó su pozo en Pennsylvania en 1859. En aquellos tiempos la perforación se hacía con herramientas de percusión. La mecha se suspendía mediante una especie de balancín hecho con madera y se dejaba caer, más o menos en la misma forma a como hoy día se hincan los pilotes en una construcción. Cuando el pozo moría, era más fácil usar el balancín de madera que había quedado en el sitio para operar la bomba de sub-suelo (Partidas, 2003).

Así nació el bombeo mecánico convencional. Aunque hoy día ya no se usan cabillas ni balancines de madera y mucho menos máquinas a vapor, los componentes del método son los mismos. El balancín, símbolo del método, todavía se usa para

convertir el movimiento rotatorio del motor en recíprocante para impulsar la bomba. Otro componente son las cabillas y el tercero, la bomba misma que todavía usa un pistón, el barril y las válvulas fija y viajera. La evolución de estos componentes, tanto en diseño como en materiales, la tecnología electrónica y el avance en las aplicaciones de análisis y diseño, han contribuido para que el bombeo mecánico convencional moderno haya dejado de ser la Cenicienta de los Métodos de Producción reservado sólo a los pozos que llegaban al final de su etapa productiva. Por su larga historia, no es difícil pensar que este método es el más popular y usado en la industria petrolera a nivel mundial (Partidas, 2003).

- ***Ventajas***

- Gracias al desarrollo de simuladores, hoy en día es muy fácil el análisis y diseño de las instalaciones.
- Puede ser usado prácticamente durante toda la vida productiva del pozo.
- La capacidad de bombeo puede ser cambiada fácilmente para adaptarse a las variaciones del índice de productividad, IPR.
- Puede producir intermitentemente mediante el uso de temporizadores (POC's) o variadores de frecuencia conectados a una red automatizada.
- Los componentes son fácilmente intercambiables
- Puede manejar la producción de pozos con inyección a vapor.

- ***Desventajas***

- Susceptible de presentar bloqueo por excesivo gas libre en la bomba.

- En pozos desviados la fricción entre las cabillas y la tubería puede inducir a fallas de material.
- La unidad de superficie es pesada, necesita mucho espacio y es obtrusiva al ambiente.
- En sitios poblados puede ser peligrosa para las personas.
- Cuando no se usan cabillas de fibra de vidrio, la profundidad puede ser una limitación.

2.4.2. Bombeo Gas Lift

La presión y capacidad de compresión de las plantas compresoras utilizadas en los sistemas de levantamiento artificial por gas son originalmente diseñadas para un número estimado de pozos productores pertenecientes a yacimientos de características definidas. A través del tiempo, la naturaleza dinámica del comportamiento de los yacimientos inicialmente asociados al sistema y las características de los pozos de los nuevos yacimientos incorporados, exige un control y seguimiento continuo de la distribución del volumen de gas disponible para el levantamiento artificial de los pozos con el fin de maximizar la producción total de petróleo del sistema, o de maximizar el beneficio económico de los recursos involucrados: yacimientos, pozos, sistema de recolección y distribución de fluidos, facilidades de compresión existentes, etc.(Maggiolo, 2004).

Los algoritmos y criterios utilizados en la optimización exigen que cada pozo se encuentre preparado para competir con el resto para tomar más volumen de inyección de gas, es decir, que la instalación se encuentre trabajando “eficientemente” a nivel de pozo. En el Levantamiento Artificial por Gas la eficiencia se mide por los barriles diarios de petróleo que se producen por cada Mpcn diarios de gas inyectado con fines

de levantamiento, otra manera de cuantificar la eficiencia es con el inverso del número anterior, es decir, midiendo los Mpcn de gas de levantamiento utilizados para levantar un barril de petróleo, el valor promedio para el sistema de este último número es utilizado como “Indicador de la Eficiencia del Sistema”, un valor de referencia utilizado frecuentemente para estimar si un pozo consume “mucho gas” es 2000 pcn/LAG (Maggiolo, 2004).

2.4.3. Bombeo Electrosurgible

La aplicación del sistema artificial de bombeo electrosurgible requiere del conocimiento y comprensión de la parte eléctrica y electrónica, con la finalidad de analizarlo y enfocarlo el bombeo electrosurgible como un sistema integral en donde todos los parámetros del yacimiento-pozo-equipo BES de fondo- equipo BES de superficie están íntimamente relacionados y correlacionados. La estrecha coordinación técnica y la buena comunicación del personal del área de Electricidad – Electrónica con el personal del área de Ingeniería de Petróleo (Operaciones – Producción) es uno de los factores preponderantes y de vital importancia para optimizar el sistema BES y obtener largos tiempos de vida útil de los equipos BES.

CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

En el presente trabajo se aplica la investigación documental que se concreta exclusivamente en la recopilación de información en diversas fuentes. Indaga sobre un tema en documentos escritos u orales, uno de los ejemplos más típicos de esta investigación son las obras de historia (S. Stracuzzi & Pestana, 2006). La investigación documental es un proceso basado en la búsqueda, recuperación, análisis, crítica e interpretación de datos secundarios, es decir, los obtenidos y registrados por otros investigadores en fuentes documentales: impresas, audiovisuales o electrónicas. Como en toda investigación, el propósito de este diseño es el aporte de nuevos conocimientos

“La investigación documental es aquella que se basa en la obtención y análisis de datos provenientes de materiales impresos u otros tipos de documentos” (Arias, 1997). Se está en presencia de una investigación documental cuando la fuente principal de información está integrada por documentos que representan la población y cuando el interés del investigador es analizarlos como hechos en sí mismos o como documentos que brindan información sobre otros hechos (Ramírez, 1999)

El propósito de este tipo de investigación es el de planificar un trabajo para profundizar un tema o problema sobre el cual no es posible que el estudiante haga aplicaciones prácticas (Arias, 1997), tales como:

- Análisis de las políticas del Estado Venezolano en cualquier área.

- Análisis de problemas en el área de la especialidad con el fin de describirlos e identificar factores y vías de solución.
- Análisis de propuestas, modelos, estrategias 8 recursos para establecer factibilidad de aplicación.
- Estudios analítico-críticos sobre concepciones y enfoques de cualquier área.

Por su parte, las fuentes documentales más comunes (Arias, 1997) son:

- Documentos impresos: cualquier soporte de información que genera una investigación; publicaciones periódicas, libros, políticas de estado, artículos, informes, leyes, novelas, ensayos, entre otros.
- Documentos no impresos: grabaciones, películas.

En un sentido restringido, entendemos la investigación documental como un proceso de búsqueda que se realiza en fuentes, con el objeto de recoger información, organizarla, describirla e interpretarla de acuerdo con ciertos procedimientos que garanticen confiabilidad y objetividad en la presentación de sus resultados, respondiendo a determinadas interrogantes o proporcionando información sobre cualquier hecho de la realidad. Su finalidad, como la de cualquier otro tipo de investigación, es producir conocimientos que merezcan el calificativo de científicos. Este producto, el conocimiento, no se obtiene sobre la base de la observación directa de la naturaleza, sino que hay un intermediario entre quien busca el conocimiento y la naturaleza. Ésta sustenta los conocimientos que se producen mediante la manipulación sistemática de información previamente elaborada por alguien (S. Stracuzzi & Pestana, 2006)..

Es importante mencionar que se puede confundir la investigación documental en sí misma con el proceso de documentación o revisión bibliográfica que, obligatoriamente, se debe llevar a cabo al iniciar una investigación en cualquier área del conocimiento. En estos casos se puede decir que la documentación constituye una fase de la investigación. En la mayoría

de los estudios que se desarrollan en universidades del país se suele caer en ese error debido a la incorrecta interpretación que se hace de la investigación de tipo documental (Ramírez, 1999).

3.2 DISEÑO BIBLIOGRÁFICO

El diseño bibliográfico de esta investigación, se fundamenta en la revisión sistemática, rigurosa y profunda del material documental de cualquier clase. Se procura el análisis de los fenómenos o el establecimiento de la relación entre dos o más variables. Cuando opta por este tipo de estudio, el investigador utiliza documentos, los recolecta, selecciona, analiza y presenta resultados coherentes (P. Stracuzzi, 2010).

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

La población es un conjunto finito o infinito de elementos con características comunes para los cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación. Esta queda delimitada por el problema y por los objetivos de estudio (Arias, 2012).

Una población está determinada por ciertas características que la distinguen, por lo tanto, el conjunto de elemento, que posean esa característica se denomina población o universo (Silvia, 2007).

La población de este proyecto está determinada por el Bloque 7, ubicado en la Amazonía de Ecuador.

La muestra es parte de un colectivo, un subconjunto de unidades de análisis representativas de la población, que el investigador selecciona con la finalidad de obtener información precisa que caracteriza el colectivo (Silvia, 2007). Por otro lado, se plantean que la muestra representa un subconjunto de la población, accesible y limitado, sobre el que realizamos las mediciones o el experimento con la idea de obtener conclusiones generalizables a la población (S. Stracuzzi & Pestana, 2006).

La muestra se determinará durante la investigación no experimental dentro del Campo Coca Payamino ubicado en el Bloque 7 de la Amazonía en Ecuador, se tomará referencia de datos ya existentes.

3.4 TÉCNICAS RECOLECCIÓN DE DATOS

Para el acopio de los datos pertinentes en función de los objetivos definidos en la presente investigación es necesario aplicar técnicas e instrumentos que faciliten y aseguren este proceso. En tal sentido, se señala que las técnicas de recolección de datos “son las distintas formas o maneras de obtener información. Entre estas: la observación directa, la encuesta en sus dos modalidades (entrevista o cuestionario), el análisis documental, análisis de contenido, entre otros (Arias, 2012).

Modalidades de la observación científica.

-Observación directa la observación es directa cuando el investigador se pone en contacto personalmente con el hecho o fenómeno que trata de investigar.

-Observación indirecta: cuando el investigador entra en conocimiento del hecho o fenómeno a través de las observaciones realizadas por otra persona.

-Observación participante: cuando el investigado se incluye en el fenómeno estudiado.

Observación no participante: es aquella en la que se recoge la información desde afuera, sin intervenir para nada en el objeto de estudio.

La entrevista es una técnica que permite obtener datos mediante un dialogo que se realiza entre dos personas cara a cara: el entrevistador “investigador” y el entrevistado; la intención es obtener información que posea este último (S. Stracuzzi & Pestana, 2006).

La encuesta se define como una técnica que pretende obtener información que suministra un grupo o muestra de sujetos acerca de si mismos, o en relación con un tema en particular (Arias, 2012).

Este estudio emplea la técnica de recolección de datos denominada observación directa, no participante de campo, ya que el investigador observa el fenómeno de estudio directamente y sin intervenir en él.

CAPÍTULO IV: RESULTADOS

4.1. COMPLETACIÓN DEL POZO PYM – M23

En el pozo PYM – M23 se realizará la instalación del equipo electrosumergible con equipos en OD's 4.00", 5.13", 5.62" y 4.56" con centralizador para casing de 9 5/8". Durante dicha operación se realizarán chequeos eléctricos en la bajada del equipo/cable, y el posterior arranque para iniciar las pruebas de producción como se describe a continuación.

4.1.1. Consideraciones Operacionales

- *Consideraciones Generales*
 - Los equipos de fondo y superficie una vez que se encuentren en locación del pozo, serán revisados y liberados por parte del Dptos. Levantamiento Artificial, para poder utilizarlos en la instalación.
 - El personal técnico de Baker Hughes - Artificial Lift estará presente en pozo desde el ensamble del equipo BES hasta la finalización de las pruebas de producción.
 - EP Petroecuador debe garantizar la limpieza de los fluidos a utilizar en el pozo, así como la limpieza e integridad del revestimiento donde pasarán y se asentarán los equipos BES.

- EP Petroecuador debe garantizar la correcta alineación & centralización de la torre antes de los trabajos de instalación y corrida del equipo ESP de fondo.
- Antes de correr los equipos BES en pozo, se deben medir todos los componentes, identificar diámetros internos, externos y longitudes.
- Una vez alineada la Torre para proceder con la completación del pozo, se direccionará la unidad de Spooler en sentido contrario a la trayectoria direccional del pozo.
- Personal del RIG deberá calibrar cada tubing que ingrese al pozo.
- Instalar el “Wiper” de tubería para prevenir que caigan objetos extraños en el pozo.
- Al perder peso durante la bajada no devolver la sarta, si esto llegara a suceder, tomar medidas eléctricas del equipo de fondo para verificar la integridad del mismo; acompañado del registro de las variables del sensor de fondo.
- Durante la bajada si se llegara a perder comunicación con el sensor de fondo, se deberá tomar medidas eléctricas para comprobar el aislamiento del equipo de fondo y el balance entre fases. En base a los hallazgos se tomarán decisiones en cuanto a remover o reanudar la bajada del mismo.
- En ningún momento de la corrida del equipo se debe girar la sarta a la izquierda o a la derecha.
- Verificar y reportar hechos relevantes durante la operación.

4.1.2. Datos Mecánicos y de Reservorio del pozo PYM – M23

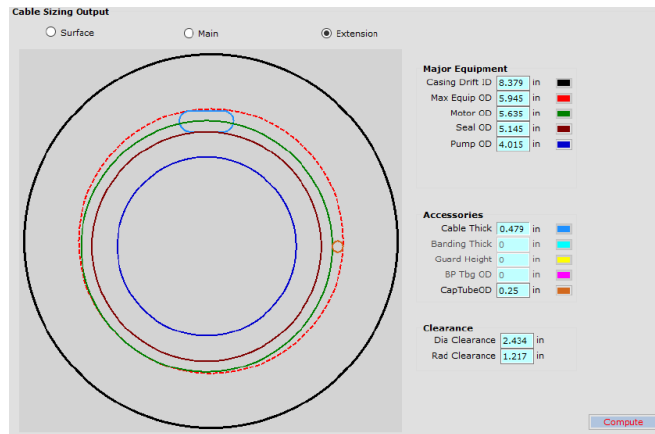
CARACTERISTICAS DEL FLUIDO (PVT)					
Pb	430	psig	Tb	212	°F
GOR	30	scf/stb	Grav Gas.	0.93	SG(air)
Densidad del Aceite:	24.6	API	Viscosity	8	cp @
Fuente de Datos:	Well test & Análisis PVT				
FVF	1.06	rb/stb	Grav Water.	1.02	SG(water)
				212	°F

INFORMACION DEL POZO					
	Top MD	Bottom MD	OD	ID	Weight
	ft	ft	inches	inches	lb/ft
Casing	0	7631	9 5/8	8.535	47
Casing	7631	9422	9 5/8	8.535	53.5
Liner	9207	10216	7	6.276	26
Tubing	0	9160	3.5	2.992	9.3
	MD (ft)	TVD (ft)	Max DLS	2.75	@' Depth
Profundidad propuesta intake:	9167	8700			DLS @ Prof de la Bomba
Topo de Perfs:	9925	9430			Desviación @ Prof de la Bomba
PBD	10219	9728			Máxima desviación - "Running"
					2100.0 ft (MD)
					0.79 deg/100ft
					16 deg
					22.7 deg

CRITERIOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE					
CONDICIONES ACTUALES (caso base)			PROYECCION A UN (1) AÑO		
Indice de Productividad	0.50	STB/Psig	Indice de Productividad	1.20	STB/Psig
Presión de Yacimiento:	3600	Psig	Presión de Yacimiento:	3600	Psig
Tasa de Flujo deseado:	550	BFPD	Tasa de Flujo deseado:	1200	BFPD
Presión de Fondo Fluy.	2500	Psig	Presión de Fondo Fluy.	2200	Psig
Frecuencia de Oper.:		Hz	Frecuencia de Oper.:		Hz
Corte de Agua (WC):	30	%	Corte de Agua (WC):	70	%
Tasa de petroleo	385	BOPD	Tasa de petroleo	360	BOPD
Presión en Well Head:	120	Psig	Presión en Well Head:	120	Psig
Presión en CSG:	0	Psig	Presión en CSG:	0	Psig
REQUERIMIENTOS PARA TRATAMIENTO QUÍMICO:					
CORROSIÓN		EMULSION		SCALE	

- **Consideraciones Específicas**

El sistema BES se instalará a **9167 Ft (MD)**, dentro del Casing de 9 5/8” 47 Lb/Ft (Drift ID: 8.379”). Pozo Desviado. El máximo OD calculado del ensamble BES es de 5.945” en toda la longitud del estator del motor.



- Previamente a la instalación, el técnico BHI deberá revisar física, mecánica y eléctricamente todos los componentes del equipo electrosumergible.
- Deberá constatar que los equipos que arribaron a locación son los equipos requeridos y aprobados.
- Se debe evitar golpear el cable y el equipo BES durante la movilización hacia el pozo, así como en el descargo, izaje y en la corrida del mismo.
- Se instalará descarga 3 1/2” EUE 8 RD BOX, acorde al diámetro exterior de la bomba Serie instalará 400.
- Se Sensor de Fondo Serie 456 Zenith Type E7 con medición de presión de descarga.
- Se instalará capilar de químicos de 3/8” desde la base del centralizador.

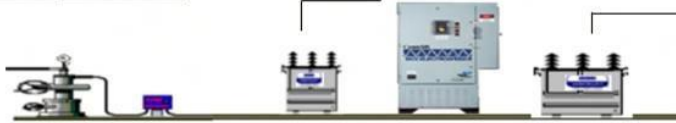
- Se instalarán protectores de cable en cada junta y mid joint a la mitad de cada tubo de 3.5” OD.
- La longitud final del MLE se ajustará en el primer tubo, punto donde se ubicará el empalme entre el MLE y el Cable de Potencia.
- Se recomienda bajar equilibradamente la sarta, a una velocidad de entre 9 a 10 tubos por hora durante la bajada en CSG 9-5/8” x 47 Lb/Ft.
- Se deberá tener una velocidad de bajada controlada de 7-8 tubos por hora con especial cuidado en el tramo desde 1920 ft hasta 2853 ft que se observan dog legs mayores a 1°/100ft.
- Se deberá tener una velocidad de bajada controlada de 7-8 tubos por hora con especial cuidado en el tramo desde 4718 ft hasta 6027 ft que se observan dog legs mayores a 1°/100ft.
- Se deberá tener una velocidad de bajada controlada de 5-6 tubos por hora 500 ft previos a llegar a la profundidad de asentamiento
- Se debe evitar la rotación de la sarta. En caso de que el equipo entre muy estrecho en el Casing, NO se debe devolver la sarta por ningún motivo.

Flow Rate :	1200 BFPD
TDH :	4521 ft.
HZ:	40.7 Hz.
Vsurf:	1850 V.
Total Weigth:	3182 lbs.

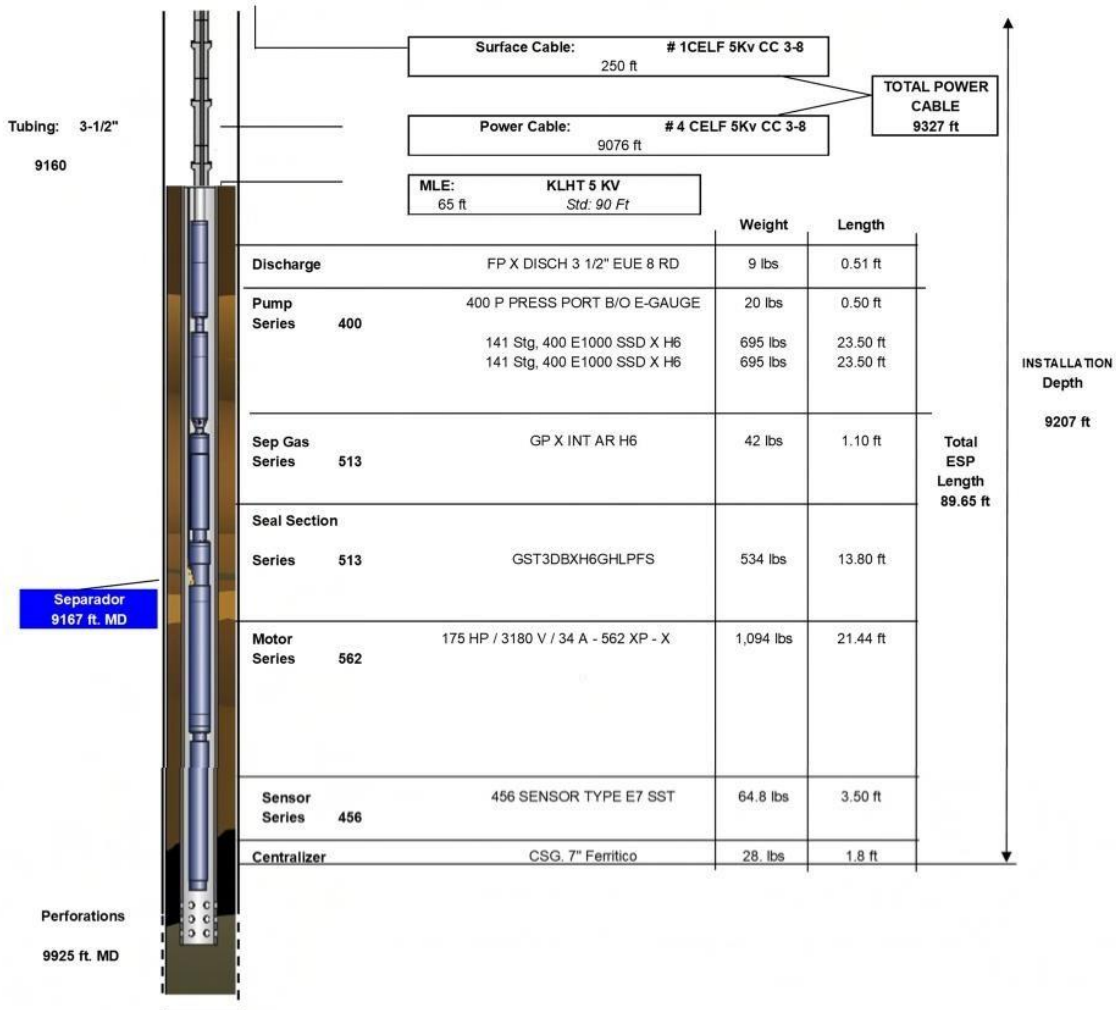
VSD Model	S/N
VSD ELECTROSPEED GCS 260 KVA - 4250 - 4GCS - 24P/ 546 AMP	NA

SU Xmer.	S/N
TRANSFORMADOR ELEVADOR 260 KVA - 3PH MULTI TAP 480V/1100 - 3810	NA

Tubing Pres.: 120 PSI



SD Xmer.	S/N
260 KVA - SHIFT XFMR 480/ 4X 24P	NA



4.2. EVALUAR DESARROLLO Y APLICACIÓN

Como operador, ZEiTECS Shuttle les permite recuperar y reemplazar sistemas estándar de bombas electro sumergible (BES) de cualquier proveedor con varillas de bombeo mecánica, tubos de línea o coiled tubing, sin equipo de reparación o perforación.

Se ha demostrado en numerosas instalaciones comerciales que esta estrategia redefine la economía de los actuales BES implementados.

El operador puede ahorrar millones de dólares al poder reemplazar rápidamente un BES sin equipo de perforación.

Los beneficios del despliegue e intervención de la tecnología Zeitecs en la industria petrolera incluyen:

- Minimiza la producción diferida, que normalmente implica esperar varios días para que el equipo se repare o perfore.
- Elimina los costos operativos relacionados con las operaciones que requieren equipo de reparación o perforación al reducir el costo de una grúa y una unidad de cable.
- Reduce el tiempo de intervención, que normalmente toma alrededor de tres días, a una que toma alrededor de doce horas con cable o tubos enrollados.
- Elimina los problemas de inseguridad o riesgos de personal que suelen aparecer cuando se realizan trabajos de reparación.
- Evita que las operaciones de apoyo y las torres de perforación se interrumpan.

El uso de Zeitecs en conjunto con sistemas de bombeo electrosumergible (BES) es una práctica común en la industria del petróleo y gas para realizar intervenciones y operaciones específicas

en pozos. La combinación de Zeitecs y BES permite realizar diversas tareas de mantenimiento, intervención y mejora de la producción de manera más eficiente y con menor impacto en la producción continua del pozo.

Algunas aplicaciones comunes de la combinación de Zeitecs y BES incluyen:

4.2.1. Levantamiento Artificial

La instalación de sistemas de BES a través de Zeitecs puede mejorar la eficiencia del levantamiento artificial en pozos, especialmente en aquellos con bajos niveles de producción.

4.2.2. Limpieza y Desplazamiento de Fluidos:

La tecnología Zeitecs puede utilizarse para limpiar y desplazar fluidos en el pozo, mejorando la eficiencia de la producción y eliminando obstrucciones.

4.2.3. Operaciones de Perforación:

La tecnología Zeitecs puede utilizarse en operaciones de perforación, donde la tubería flexible puede avanzar en el pozo mientras se perfora o se realizan operaciones específicas.

4.2.4. Fracturamiento con Zeitecs :

La técnica de fracturamiento con Zeitecs implica el bombeo de fluidos a través del coiled tubing para realizar fracturamiento en la formación.

4.2.5. Intervenciones Rápidas y Eficientes:

La tecnología Zeitecs permite intervenciones rápidas y eficientes en pozos sin tener que retirar toda la tubería, lo que ahorra tiempo y costos.

4.2.6. Pruebas y Monitoreo:

Zeitecs puede utilizarse para instalar sensores y realizar pruebas en tiempo real en el pozo, mejorando la capacidad de monitoreo y diagnóstico.

4.2.7. Compatibilidad del Equipo:

Es importante garantizar que la tubería de Zeitecs y el equipo de BES sean compatibles y puedan operar de manera conjunta de manera segura.

4.2.8. Diseño del Bottom Hole Assembly (BHA):

El diseño del BHA, que incluye la bomba, el motor y otros accesorios, debe adaptarse a las condiciones del pozo y a los objetivos específicos de la intervención.

4.2.9. Control y Monitoreo en Tiempo Real:

Integrar sistemas de control y monitoreo en tiempo real para supervisar la operación y realizar ajustes según sea necesario.

4.2.10. Seguridad y Cumplimiento Normativo:

Cumplir con las normativas de seguridad y medio ambiente pertinentes durante la instalación y operación del sistema combinado de Zeitecs y BES.

4.3. PROGRAMA DE COMPLETACIÓN BES ZEITECS

Una tarea crucial para un sistema de bombeo electrosumergible (BES) con tecnología Zeitecs en la industria del petróleo y el gas es el diseño de un programa de completación, que implica una planificación detallada de la instalación y operación del equipo en el pozo. Al diseñar un programa de completación para el BES - Zeitecs, estos son algunos aspectos clave a tener en cuenta:

4.3.1. Características del Yacimiento:

Evaluar las propiedades del yacimiento, como la permeabilidad, porosidad, presión y temperatura. Estos datos son fundamentales para determinar la capacidad del yacimiento para producir petróleo y diseñar el sistema de BES de manera eficiente.

4.3.2. Selección del Tipo de BES:

Elegir el tipo específico de sistema de bombeo electrosomergible que mejor se adapte a las condiciones del pozo y los requisitos de producción. Esto puede incluir la selección del tipo de bomba, motor, y otros componentes del BES.

4.3.3. Diseño del BHA (Bottom Hole Assembly):

Diseñar el conjunto de fondo de pozo (BHA) que incluye la bomba, motor, y otros accesorios. Considerar la profundidad del pozo, el tipo de formación geológica y las condiciones operativas al seleccionar cada componente.

4.3.4. Sistema de Control y Monitoreo:

Integrar un sistema de control y monitoreo para obtener datos en tiempo real sobre el rendimiento del BES. Esto puede incluir sensores de presión, temperatura, y otros parámetros críticos.

4.3.5. Consideraciones de Fluidos de Producción:

Evaluar las características de los fluidos producidos, incluyendo su viscosidad y contenido de sólidos. Esto puede influir en la selección de la bomba y otros componentes del BES.

4.3.6. Diseño de Válvulas y Accesorios:

Incorporar válvulas y accesorios adecuados para controlar el flujo de fluidos y permitir intervenciones en el pozo cuando sea necesario.

4.3.7. Optimización de la Producción:

Optimizar la producción mediante el ajuste de parámetros operativos, incluyendo la velocidad de bombeo, para maximizar la eficiencia y prolongar la vida útil del equipo.

4.3.8. Consideraciones Ambientales y de Seguridad:

Cumplir con las normativas ambientales y de seguridad pertinentes, asegurando que el diseño del programa de completación sea seguro y cumpla con los estándares reguladores.

4.3.9. Planificación de Mantenimiento:

Desarrollar un plan de mantenimiento preventivo para garantizar el rendimiento continuo del BES y minimizar los tiempos de inactividad no planificados.

4.3.10. Capacitación del Personal:

Proporcionar capacitación adecuada al personal encargado de la instalación, operación y mantenimiento del sistema de BES.

4.3.11. Registro y Documentación:

Mantener registros detallados de todas las etapas del diseño, instalación y operación del sistema de BES. Esto facilita la toma de decisiones informadas y futuras intervenciones.

4.4. VENTAJAS DE LA TECNOLOGÍA ZEITECS

ZEiTECS Shuttle™ redefine la forma de implementar, recuperar y reemplazar un sistema de bombo eléctrico sumergible (BES).

4.4.1. Optimización de la Completación del Pozo:

Las tecnologías de Zeitecs están diseñadas para optimizar las operaciones de completación de pozos, permitiendo una gestión más eficiente de la producción y una adaptación a las condiciones cambiantes del yacimiento.

4.4.2. Mayor Control y Flexibilidad:

Las herramientas y sistemas de Zeitecs ofrecen mayor control y flexibilidad en la gestión de los pozos. Esto permite ajustes precisos en la producción y en las operaciones de intervención, incluso en entornos complejos.

4.4.3. Válvulas y Accesorios Inteligentes:

Zeitecs ofrece válvulas y accesorios inteligentes que pueden mejorar significativamente el control del flujo en el pozo. Estos dispositivos permiten una gestión más eficaz de la producción y la inyección.

4.4.4. Comunicación Inalámbrica:

La capacidad de Zeitecs para implementar soluciones de comunicación inalámbrica puede facilitar la transmisión de datos entre diferentes componentes del sistema del pozo, permitiendo una monitorización y control más efectivos.

4.4.5. Herramientas para Intervención en Pozos:

Zeitecs proporciona herramientas especializadas para la intervención en pozos. Estas herramientas permiten realizar operaciones de mantenimiento y mejora sin la necesidad de una plataforma de perforación (rigless), lo que puede reducir costos y tiempos de intervención.

4.4.6. Innovación Continua:

La reputación de Zeitecs por la innovación sugiere que la empresa se esfuerza por desarrollar tecnologías de vanguardia que aborden los desafíos específicos de la industria del petróleo y gas. Esto puede ofrecer a las empresas la ventaja de adoptar soluciones avanzadas.

4.4.7. Eficiencia Operativa:

El uso de tecnologías avanzadas de Zeitecs puede contribuir a la mejora de la eficiencia operativa en diversas fases, desde la completación y producción hasta las operaciones de mantenimiento y optimización de pozos.

CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

- El diseño de un programa de completación para el BES es un proceso interdisciplinario que implica la colaboración de ingenieros de perforación, ingenieros de completación, geólogos y otros profesionales. Además, es esencial realizar pruebas piloto y ajustar el diseño según sea necesario durante la implementación del programa.
- La combinación de Zeitecs y BES proporciona una solución versátil para una variedad de operaciones en pozos, permitiendo intervenciones más rápidas y eficientes que contribuyen a la optimización de la producción de hidrocarburos. La planificación cuidadosa y la consideración de los requisitos específicos del pozo son esenciales para el éxito de estas operaciones
- Es importante tener en cuenta que las ventajas específicas pueden variar según la aplicación y las necesidades particulares de cada operación. Para obtener información detallada sobre cómo las tecnologías de Zeitecs pueden beneficiar un proyecto específico, se recomienda ponerse en contacto directo con la empresa y revisar la documentación técnica correspondiente.

5.2. RECOMENDACIONES

- Realizar una evaluación completa del pozo para comprender sus características, condiciones de presión y temperatura, así como la composición de los fluidos producidos. Esto ayudará a adaptar el diseño de la operación a las condiciones específicas.
- Adaptar el diseño del BHA, que incluye la bomba, el motor y otros accesorios, a las condiciones específicas del pozo. Considerar la profundidad, el diámetro y las características del yacimiento.
- Planificar cuidadosamente las intervenciones que se llevarán a cabo utilizando Zeitecs y BES. Esto incluye la limpieza del pozo, la perforación, el fracturamiento o cualquier otra tarea específica.
- Cumplir con los estándares de seguridad y las regulaciones ambientales y de la industria. Establecer protocolos de seguridad y realizar evaluaciones de riesgos antes de la ejecución

BIBLIOGRAFÍA

Aguayo, M., Venicius, M., Belquíz, L., Segurondo, R., & Lima, C. (2016). *Perforación No Convencional Con Tubería de Revestimiento*. Santa Cruz, Bolivia: Universidad de Aquino Bolivia.

API. (s.f.). *American Petroleum Institute*.

Arias, E. (2015). *Enrosque y desenrosque de las conexiones de los tubos en forma directa*.

Aules, E. (2013). *Estudio de la factibilidad del cambio de conexión BTC por TSH-ER en tubería de revestimiento de 20" y 13 3/8" para pozos a perforar en el CSSFD*. (E. p. Nacional, Ed.) Quito, Ecuador.

Barragan, R., Christophoul, F., White, H., Baby, P., Rivadeneira, M., Ramirez, F., & Rodas, J. (2004). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*. Institut Francais d'études andines.

Bolaños, R. (2010). *Análisis comparativo entre corrida de liners convencionales y corrida de liners expandibles, instalados por la compañía TIW Venezuela, sucursal Ecuador en diferentes campos petroleros del Ecuador*. Quito, Ecuador: Univeridad Tecnológica Equinoccial.

Borja, R., & Carrillo, E. (2013). *Tecnología de perforación con tubería de revestimiento como una alternativa eficiente en la perforación de pozos petroleros*. México D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México.

Bravo, C., García, I., Leal, A., Mendoza, J., Santiago, E., & Uribe, J. (2013). *Capacidad de resistencia de tuberías petroleras*. México D.F.: Instituto Politécnico Nacional.

- Condoy, M. (2018). *Análisis de factibilidad para la aplicación de liner drilling en la perforación de pozos en los campos Tapi-Tetete y Yuca*. Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional .
- Fajardo, E. (2013). *Perforación con tubería de revestimiento: Un estudio de evaluación y análisis aplicado a la optimización de la perforación de pozos*. México D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Flores, J., & Luna, H. (2009). *Diseño de tubería de revestimiento para pozos de alta presión y alta temperatura*. Ciudad Universitaria, México: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Fontenot, K., Lesso, B., Strickler, R., & Warren, T. (2009). *Perforación de pozos direccionales con tubería de revestimiento* . Texas.
- Gandara, S. (1990). *Diseño de Tubería de Revestimiento*. Guayaquil, Ecuador: Escuela Superior Politécnica del Litoral.
- García, J. (2022). *Tensiones en la torsión*. Obtenido de http://www.mecapedia.uji.es/pages/tensiones_en_la_torsion.html
- Guerra , M., & Mejía , L. (2013). *Análisis técnico-económico para la implementación de una bomba eléctrica con tecnología zeitecs* . Quito: Universidad Central del Ecuador.
- Hardisty, J. (2019). *Service and Limit State Performance of RC Beams with Higt-Strength Reinforcement*. California : University California .
- Jimcontent. (2016). *Fallas por Cargas dinámicas*. Obtenido de <https://s1b0d3d77136c1679.jimcontent.com/download/version/1563150249/module/14147538930/name/cargas%20dinamicas.pdf>

- Marco, E. (2010). *Metodología para el análisis a fatiga mediante el código PRO ENGINEER*. Madrid, España: Universidad Carlos III de Madrid.
- Martinez, M. (2019). *Cargas Axiales*.
- Mazzaferro, G. (2006). *Drilling with Casing, Nuevos requerimientos para conexiones - Tenaris*.
Obtenido de <https://www.iapg.org.ar/sectores/eventos/Jornadas%20NqN/Nuevosrequerimientosparaconexiones-IAPGNov06.pdf>
- Morán, W., Lituma, L., Vargas, X., & Tapia, D. (2009). *Diseño de Revestimiento y Cementación de Pozos en el Oriente Ecuatoriano*. Guayaquil: ESPOL.
- Moreno, G., & Ballesteros, J. (2011). *Perforación de pozos de petróleo con la técnica no convencional casing drilling*. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander.
- Neira, A. (2019). *Evaluación técnico financiera de la eficiencia de una nueva tecnología en bombeo electrosumergible*. Bogotá.
- Ochoa, O. (2008). *Análisis de la deformación y el colapso de la tubería de revestimiento en los campos de Piedemonte llanero operados por BP*. Santander: Universidad Industrial de Santander.
- Ochoa, O. (2008). *Análisis de la deformación y el colapso de la tubería de revestimiento en los campos del Piedemonte llanero operador por BP*. Santander: Universidad Industrial de Santander.
- Piasco, L. (2006). *Drilling with Casing, Nuevos requerimientos para conexiones-Tenaris*.
- Quispe, C., & Remache, G. (2009). *Herramientas reductoras de Torque y Arraster de nueva generación en Perforación Direccional, Sistema LoTAD, y su aplicación en el campo*

Sacha de Petroproducción. Guayaquil, Ecuador: Escuela Superior Politécnica del Litoral.

Reinoso, B. (2020). *Evaluación técnica-económica para la implementación de la tecnología Zeitecs ESP-Shuttle en pozos con dos zonas productoras en el Campo Mariann del Bloque Tarapoa*. CIENCIAS DE LA INGENIERÍA E INDUSTRIAS FACULTAD:INGENIERÍA DE PETRÓLEOS.

Rengifo, C., Arroyave, J., & Sierra, C. (2006). *Análisis de la hidráulica de la perforación con revestimiento* (Vol. 73). Medellín, Colombia: Universidad Nacional de Colombia .

Romero, J., & Gómez, F. (2010). *Estudio de los efectos de la inyección de agua en los yacimientos "U" y "T" de la formación Napo del Campo Sacha*. Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.

Salazar, J. (2014). *Estudio técnico - económico para las completaciones con bombeo electrosumergible mediante el sistema Zeitecs en pozos del oriente ecuatoriano*. Quito.

Schlumberger. (2013). *Tecnología de Perforación - Escuela de perforación*.

SigmaOil. (2015). *Tubería con UPSET 1% DE CROMO*. Obtenido de [https://www.sigmoil.com.ec/index.php/productos/101-video/216-tuberiacon-upset-1-de-cromo#:~:text=TUBER%20RESISTENTE%20A%20LA%20CORROSI%20\(TRC\).&text=En%20el%20proceso%20de%20fabricaci%C3%B3n,impiden%20la%20acumulaci%C3%B3n%20de%20hidr%C3%B3](https://www.sigmoil.com.ec/index.php/productos/101-video/216-tuberiacon-upset-1-de-cromo#:~:text=TUBER%20RESISTENTE%20A%20LA%20CORROSI%20(TRC).&text=En%20el%20proceso%20de%20fabricaci%C3%B3n,impiden%20la%20acumulaci%C3%B3n%20de%20hidr%C3%B3)

SPE, I. (2018). Schlumberger – ZEITECS Shuttle Rigless ESP Replacement System. *SPE International*.

- Suero, A., & Oller, S. (1998). *Tratamiento del Fenómeno de Fatiga Mediante la Mecánica de Medios Continuos*. Barcelona , España: Centro Internacional de Métodos numéricos en Ingeniería.
- Tenaris. (2003). *Grados de acero*. Obtenido de <https://www.tenaris.com/es/productos-y-servicios/octg/grados-de-acero>
- Triviño, A., & Molina , J. (2010). *Manual de perforación con tubería de revestimiento*. Puerto López (META), Colombia : Corporación Internacional del Petróleo Limitada (COINSPETROL).
- Velázquez, S., & De los Santos, F. (2014). *Análisis de la perforación no convencional con tubería de revestimiento (Casing Drilling) y control anticorrosivo en la T.R*. México D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México.
- White, H., & Barragán, R. (1997). *Reservoir Characterization of the Napo Formation, Oriente Basin, Ecuador*. Unpublished Report, Oryx Energy Company.
- White, H., Barragán, R., Jordan, D., Robbs, E., & Ramírez, F. (1999). *Predictability of reservoir facies within a sequence stratigraphic framework*. (A. a. Convention, Ed.) San Antonio Texas.
- Zaida. (2020). *Efecto de Frisado o plastering*.
- Zailtin, B., Dalrymple, R., & Boyd. (1994). *The stratigraphic organization of incised valley systems associated with relative sea-level changes*. SEPM spec. .