



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

TEMA:

**“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL
SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL
ELECTROSUMERGIBLE DE CAVIDAD PROGRESIVA EN EL
YACIMIENTO M2 DEL CAMPO EDÉN YUTURI”**

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

AUTOR:

SALCEDO TERÁN PEDRO BERNARDO

TUTOR:

ING. XAVIER VARGAS GUTIÉRREZ, MSC.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2019

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

TEMA:

**“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL
SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL
ELECTROSUMERGIBLE DE CAVIDAD PROGRESIVA EN EL
YACIMIENTO M2 DEL CAMPO EDÉN YUTURI”**

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

AUTOR:

SALCEDO TERÁN PEDRO BERNARDO

TUTOR:

ING. XAVIER VARGAS GUTIÉRREZ, MSC.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2019

AGRADECIMIENTO

Expreso mi gratitud a:

Mi familia por el apoyo incondicional brindado durante mi carrera universitaria.

La Universidad Estatal Península de Santa Elena, carrera de Ingeniería en Petróleo a los directivos y profesores por los conocimientos impartidos en el aula de clase durante los años de mi carrera universitaria.

Mi director de tesis, Ingeniero Xavier Vargas por el profesionalismo brindado y su experiencia para poder llevar a cabo este proyecto.

Petroamazonas, por brindarme la información para la realización de este proyecto y en especial al Ingeniero Jonny Lomas por el apoyo en asesoría técnica.

El departamento de Operaciones y Levantamiento Artificial del campo Edén Yuturi, por los conocimientos técnicos y amistad brindada durante mi periodo de pasantías, especial a los Ingenieros Edison C, David J, Oscar G, Diego J, Efrén D.

DEDICATORIA

Este trabajo de titulación va dirigido a:

Mi madre, a quien admiro mucho por ser una mujer fuerte y luchadora, quien se esforzó por verme ser un profesional, gracias a usted soy lo que realmente me propuse, forjándome de valores y principios para ser una persona de bien.

Mi tío Víctor (Cututo), por ser como mi padre, al preocuparse siempre por mí y estar pendiente desde mi infancia.

Mis hermanos Sammy y Mario, para que sirva de ejemplo este proceso de estudio y continúen sus metas, los quiero.

Mi hermano José (Pepe) quien ya no me acompaña en esta vida, pero estará siempre en mi corazón, siendo mi modelo valioso a imitar, la fuente de inspiración a lograr lo que el siempre soñó, este logro es suyo Pepito.

Mi hermana Nelly, quien además de eso, es padre y madre, por darme todo, tanto académico, como personal, siendo un pilar fundamental en mi vida.

Mi esposa Zully, por brindarme ese apoyo y comprensión en buenos y malos momentos e incentivar me a progresar día a día, fomentando el deseo de superación, por eso y mucho más este logro hace parte de ti.

Mis hijos Maybelline y Heinz, mi felicidad en la máxima expresión, quienes me sirvieron de motivación a esforzarme y luchar por un futuro soñado, este logro es suyo para que vean un ejemplo positivo a seguir.

Mi suegro Eddy, por el gran afecto mostrado y creer siempre en mí, por los consejos y el apoyo en cada una de las veces que necesité.

CERTIFICADO GRAMATOLÓGICO

La Libertad, 11 de octubre del 2019

CERTIFICADO

MÓNICA TOMALÁ CHAVARRÍA, Licenciada de 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 PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ELECTROSUMERGIBLE DE CAVIDAD PROGRESIVA EN EL YACIMIENTO M2 DEL CAMPO EDÉN YUTURI”**. Elaborado por el Autor **PEDRO BERNARDO SALCEDO TERÁN** previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleo de la Universidad Estatal Península de Santa Elena.

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

Sin otro particular,

Atentamente,

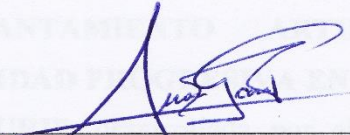


LICENCIADA MÓNICA TOMALÁ CHAVARRÍA, Mg.


DOCENTE

SENESCYT REGISTRO No 1031-1386042144

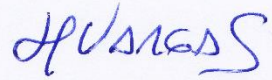
TRIBUNAL DE GRADO




Ing. Juan Garcés, Mgp.
**DECANO DE LA FACULTAD
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**



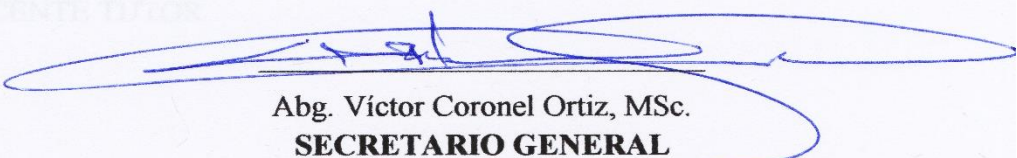
Ing. Marllelis Gutiérrez, PhD.
**DIRECTORA DE LA CARRERA
INGENIERÍA EN PETRÓLEO**



Ing. Xavier Vargas Gutiérrez, MSc.
DOCENTE TUTOR



Ing. Romel Erazo Bone, MSc.
PROFESOR DE ÁREA



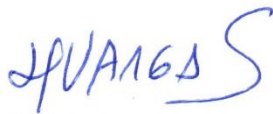
Abg. Víctor Coronel Ortiz, MSc.
SECRETARIO GENERAL

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

En mi calidad de Tutor de proyecto de titulación **“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ELECTROSUMERGIBLE DE CAVIDAD PROGRESIVA EN EL YACIMIENTO M2 DEL CAMPO EDÉN YUTURI”**, desarrollada por el estudiante **Salcedo Terán Pedro Bernardo** egresado 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. Xavier Vargas Gutiérrez, MSc.

C.I. 0906392493

DOCENTE TUTOR

CERTIFICACIÓN ANTIPLAGIO

En mi calidad de tutor del trabajo de titulación denominado **“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ELECTROSUMERGIBLE DE CAVIDAD PROGRESIVA EN EL YACIMIENTO M2 DEL CAMPO EDÉN YUTURI”**, elaborado por el estudiante **Salcedo Terán Pedro Bernardo**, egresado 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 en Petróleo, me permito declarar que una vez analizado en el sistema de antiplagio URKUND, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, el presente proyecto ejecutado, se encuentra con 3% de la valoración permitida, por consiguiente se procede a emitir el presente informe.
Adjunto reporte de similitud.

Atentamente,



Ing. Xavier Vargas Gutiérrez, MSc.

C.I. 0906392493

DOCENTE TUTOR

DECLARACIÓN DE AUTORÍA DE TESIS

Yo, PEDRO BERNARDO SALCEDO TERÁN, con cedula de ciudadanía 2450101684, declaro bajo juramento que el trabajo de titulación denominado **“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ELECTROSUMERGIBLE DE CAVIDAD PROGRESIVA EN EL YACIMIENTO M2 DEL CAMPO EDÉN YUTURI”**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera Ingeniería en Petróleo, lo cual es un trabajo exclusivo inédito y perteneciente a mi autoría, donde se han considerado, dispuesto e incluido las referencias bibliográficas del mismo.

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



Salcedo Terán Pedro Bernardo

C.I. 2450101684

ÍNDICE DE CONTENIDO

AGRADECIMIENTO.....	ii
DEDICATORIA	iii
CERTIFICADO GRAMATOLÓGICO	iv
TRIBUNAL DE GRADO	v
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR	vi
CERTIFICACIÓN ANTIPLAGIO	vii
DECLARACIÓN DE AUTORÍA DE TESIS	viii
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	ix
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xv
ÍNDICE DE TABLAS	xvii
ABREVIATURA	xix
SIMBOLOGÍA.....	xx
RESUMEN.....	xxi
ABSTRACT.....	xxii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	2
MARCO CONTEXTUAL DE LA INVESTIGACIÓN	2
1.1 ANTECEDENTES.....	2
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	4
1.3 OBJETIVOS	5
1.3.1 Objetivo General.....	5
1.3.2 Objetivos Específicos	5
1.4 JUSTIFICACIÓN	5
1.5 ALCANCE.....	6
1.6 HIPÓTESIS DEL TRABAJO	6
1.7 VARIABLES INDEPENDIENTES Y DEPENDIENTES	6
1.7.1 Variables Independientes.....	6
1.7.2 Variables Dependientes	7
1.8 METODOLOGÍA	7
1.8.1 Tipo de investigación.....	7

1.8.2 Instrumentos de la investigación.....	7
1.8.3 Población	8
1.8.4 Muestra	8
CAPÍTULO II	9
DESCRIPCIÓN Y CARACTERIZACIÓN CAMPO EDÉN YUTURI.....	9
2.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA.....	9
2.2 GEOLOGÍA DEL CAMPO	9
2.3 PRINCIPALES RESERVORIOS	11
2.3.1 Yacimiento M-1	11
2.3.2 Yacimiento M-2.....	12
2.3.3 Yacimiento U Superior	12
2.3.4 Yacimiento U Inferior.....	13
2.3.5 Yacimiento T	13
2.4 DESCRIPCIÓN PETROFÍSICA	14
2.4.1 Porosidad	14
2.4.2 Permeabilidad	14
2.4.3 Saturación	14
2.5 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO.....	15
2.5.1 Gravedad API	15
2.5.2 Presión de burbuja	16
2.5.3 Relación gas en solución-petróleo	16
2.5.4 Factor volumétrico del petróleo.....	17
2.5.5 Viscosidad del petróleo.....	17
2.5.6 Contenido de sólidos.....	18
2.6 PRODUCCIÓN ACTUAL DEL CAMPO	19
CAPÍTULO III.....	20
SISTEMA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO Y SISTEMA ESPCP	20
3.1 SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.....	20
3.1.1 Principio de funcionamiento.....	20
3.1.2 Equipo de superficie	20
3.1.2.1 Cabezal.....	20
3.1.2.2 Trasformador SUT y SDT.....	21

3.1.2.3	Caja de venteo	22
3.1.2.4	Variador de frecuencia (VSD)	22
3.1.3	Equipo de fondo.....	23
3.1.3.1	Sensor	23
3.1.3.2	Motor.....	23
3.1.3.3	Protector	24
3.1.3.4	Sección de entrada o Intake.....	24
3.1.3.5	Bomba centrífuga.....	24
3.1.3.6	Descarga.....	25
3.1.3.7	Cable de potencia	25
3.1.4	Ventajas y Desventajas del sistema ESP	25
3.1.4.1	Ventajas.....	25
3.1.4.2	Desventajas	26
3.2	SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE DE CAVIDAD PROGRESIVA.....	27
3.2.1	Principio de funcionamiento.....	27
3.2.2	Equipo de superficie	29
3.2.2.1	Variador de frecuencia	29
3.2.3	Equipo de fondo.....	29
3.2.3.1	Motor de Imán permanente	29
3.2.3.1.1	Principio de funcionamiento.....	29
3.2.3.1.2	Estator.....	30
3.2.3.1.3	Rotor	30
3.2.3.2	Protector	31
3.2.3.3	Eje Flexible	31
3.2.3.4	Bomba de cavidad progresiva	32
3.2.3.4.1	Rotor	32
3.2.3.4.2	Estator.....	33
3.2.3.4.3	Elastómero	33
3.2.3.4.4	Nomenclatura	35
3.2.3.4.5	Geometría de la bomba de cavidad progresiva.....	35
3.2.4	Beneficios de la aplicación del sistema ESPCP.....	36

3.2.4.1	Energía	36
3.2.4.2	Contenido de solidos	36
3.2.4.3	Viscosidad del petróleo.....	36
3.2.4.4	Pozos con gas	37
3.2.4.5	Emulsión de fases.....	37
3.2.5	Rango de aplicación del sistema ESP	37
CAPÍTULO IV		38
DISEÑO ESPCP Y SELECCIÓN DE POZOS		38
4.1	DISEÑO PARA EL SISTEMA ESPCP.....	38
4.1.1	Fundamentos teóricos para el diseño	39
4.1.1.1	Inflow Performance Relationship o IPR	39
4.1.1.2	Carga dinámica total (TDH Total Dynamic Head).....	40
4.1.1.2.1	Levantamiento Neto	40
4.1.1.2.2	Perdidas por fricción.....	41
4.1.1.2.3	Presión boca de pozo.....	41
4.1.1.3	Cálculo de presión a la entrada de la bomba.....	42
4.1.1.4	Cálculo de la presión de descarga a la bomba.....	42
4.1.1.5	Cálculo de Gas	42
4.1.1.5.1	Cálculo de factores volumétricos	43
4.1.1.5.2	Cálculo del volumen total a la entrada de la bomba.....	44
4.1.1.5.3	Calculo del porcentaje de gas libre en la entrada de la bomba	44
4.1.2	Selección de la Bomba.....	44
4.1.2.1	Velocidad de bombeo operacional	45
4.1.2.2	Requerimiento de energía	45
4.1.2.3	Requerimiento de torque	45
4.1.2.4	Carga axial	46
4.1.3	Selección del motor	46
4.1.4	Selección del protector.....	47
4.1.5	Selección del cable.....	47
4.1.6	Simulación en el Software PC-Pump.....	48
4.1.6.1	Ingreso de la geometria del pozo	49
4.1.6.2	Ingreso de información de revestimiento y tubing de producción.	49

4.1.6.3 Especificar las propiedades del fluido.....	50
4.1.6.4 Especificar las condiciones de operación.....	51
4.1.6.5 Selección y configuración de los equipos del sistema	51
4.1.6.6 Resultados	52
4.2 SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS.....	53
4.2.1 Criterios para la selección de pozos.....	54
4.2.2 Selección de equipos del sistema ESPCP	55
4.2.3 Pozo EDYD-113	57
4.2.3.1 Reacondicionamientos	57
4.2.3.2 Historial de producción.....	58
4.2.3.3 Datos del pozo.....	59
4.2.3.4 Simulación y resultados	60
4.2.3.5 Consideraciones para el trabajo de reacondicionamiento	62
4.2.4 Pozo EDYJ-071	62
4.2.4.1 Reacondicionamientos	62
4.2.4.2 Historial de producción.....	63
4.2.4.3 Datos del pozo.....	63
4.2.4.4 Simulación y resultados	64
4.2.4.5 Consideraciones para el trabajo de reacondicionamiento	67
4.2.5 Pozo EDYJ-072	67
4.2.5.1 Reacondicionamientos	67
4.2.5.2 Historial de producción.....	68
4.2.5.3 Datos del pozo.....	68
4.2.5.4 Simulación y resultados	69
4.2.5.5 Consideraciones para el trabajo de reacondicionamiento	71
CAPÍTULO V	72
ANÁLISIS ECONÓMICO	72
5.1 ESTIMACIÓN DEL PRECIO DEL BARRIL.....	72
5.2 ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO.....	73
5.3 INGRESOS	74
5.3.1 Análisis de sensibilidad.	74
5.4 EGRESOS	75

5.5 INVERSIÓN	75
5.6 INDICADORES ECONÓMICOS	76
5.6.1 Valor Actual neto.....	76
5.6.2 Tasa Interna de Retorno.....	76
5.6.3 Relación Beneficio/costo	77
5.6.4 Periodo de recuperación de inversión	78
5.7 ANÁLISIS ECONÓMICO EDYD-113.....	79
5.7.1 Análisis de la declinación del pozo EDYD-113M2.....	79
5.7.2 Situación con adquisición de equipos del sistema ESPCP Pozo EDYD-113	80
5.7.3 Situación con alquiler de equipos del sistema ESPCP Pozo EDYD-113	82
5.8 ANÁLISIS ECONÓMICO EDYJ-071	84
5.8.1 Análisis de la declinación del pozo EDYJ-071	84
5.8.2 Situación con adquisición de equipos del sistema ESPCP Pozo EDYJ-071	85
5.8.3 Situación con alquiler de equipos del sistema ESPCP Pozo EDYJ-071	87
5.9 ANÁLISIS ECONÓMICO EDYJ-072	89
5.9.1 Análisis de la declinación del pozo EDYJ-072	89
5.9.2 Situación con adquisición de equipos del sistema ESPCP Pozo EDYJ-072	90
5.9.3 Situación con alquiler de equipos del sistema ESPCP Pozo EDYJ-072	92
CAPITULO VI.....	95
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	95
6.1 CONCLUSIONES	95
6.2 RECOMENDACIONES	97
BIBLIOGRAFÍA.....	98
ANEXOS.....	101

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación geográfica del campo Edén Yuturi.....	9
Figura 2. Columna Estratigráfica del Campo Edén Yuturi	10
Figura 3. Registro gamma ray de la Arenisca M1 pozo EDYC-009 campo Edén Yuturi.	11
Figura 4. Subdivisión estratigráfica de la Arenisca M2 pozo EDYC-005 campo Edén Yuturi.	12
Figura 5. Cabezal del Pozo EDYT-154 Campo Edén Yuturi.	21
Figura 6. Transformadores; d, Reductor; i, Elevador, campo Edén Yuturi.	21
Figura 7. Caja de venteo, campo Edén Yuturi.	22
Figura 8. Variador de frecuencia, campo Edén Yuturi.	22
Figura 9. Motor Asíncrono tipo jaula de ardilla.....	23
Figura 10. Bomba centrífuga.....	25
Figura 11. Componentes de fondo del sistema ESP.	26
Figura 12. Componentes de fondo del sistema ESPCP con motor PMM.....	28
Figura 13. Estator del motor PMM.	30
Figura 14. Rotor del motor PMM.	31
Figura 15. Eje flexible.....	31
Figura 16. Bomba de cavidad progresiva.....	32
Figura 17. Comparaciones del rotor PCP de acuerdo a su extensión.....	33
Figura 18. Caída de tensión en el cable cada 1000 pies.....	47
Figura 19. Ingreso de geometría de pozo.....	49
Figura 20. Ingreso de casing y tubing	49
Figura 21. Especificación de propiedades del fluido.	50
Figura 22. Especificación de condiciones de operación.	51
Figura 23. Selección y configuración de equipos.	52
Figura 24. Resultados de la simulación.....	52
Figura 25. Carta de Q nominal vs Velocidad de la bomba Borets (503-6600 10)	57
Figura 26. Carta de Potencia de eje vs Presión diferencial de la bomba Borets (503-6600 10)	57
Figura 27. Historial de producción EDYD-113M2.....	58

Figura 28. Profundidad MD vs DLS, pozo EDYD-113.....	60
Figura 29. Historial de producción Pozo EDYJ-071M2.....	63
Figura 30. Profundidad MD vs DLS, pozo EDYJ-071.....	65
Figura 31. Historial de producción Pozo EDYJ-072M2.....	68
Figura 32. Profundidad MD vs DLS, pozo EDYJ-072.....	70
Figura 33. Costo Operativo de Petroamazonas EP.	75
Figura 34. Representación del Periodo de recuperación de inversión.....	78
Figura 35. Representación del periodo de recuperación con adquisición de equipo pozo EDYD-113.....	81
Figura 36. Representación del periodo de recuperación con alquiler de equipos pozo EDYD-113.....	83
Figura 37. Representación del periodo de recuperación con adquisición de equipos pozo EDYJ-071.....	86
Figura 38. Representación del periodo de recuperación con alquiler de equipos pozo EDYJ-071.....	88
Figura 39. Representación del periodo de recuperación con adquisición de equipos pozo EDYJ-072.....	91
Figura 40. Representación del periodo de recuperación con alquiler de equipos pozo EDYJ-072.....	93
Figura 41. Diagrama Mecánico del pozo EDYD-113.....	101
Figura 42. Diagrama Mecánico del pozo EDYJ-071.....	102
Figura 43. Diagrama Mecánico del pozo EDYJ-072.....	103
Figura 44. Diagrama de Simulación del pozo EDYD-113.....	104
Figura 45. Resultados de la simulación del pozo EDYD-113.....	105
Figura 46. Sumario de resultados de la simulación del pozo EDYD-113.....	106
Figura 47. Diagrama de Simulación del pozo EDYJ-071.....	107
Figura 48. Resultados de la simulación del pozo EDYJ-071.....	108
Figura 49. Sumario de resultados de la simulación del pozo EDYJ-071.....	109
Figura 50. Diagrama de Simulación del pozo EDYJ-072.....	110
Figura 51. Resultados de la simulación del pozo EDYJ-072.....	111
Figura 52. Sumario de resultados de la simulación del pozo EDYJ-072.....	112
Figura 53. Precio del crudo ecuatoriano y del mercado internacional.....	120

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Datos Petrofísicos del campo Edén Yuturi.	15
Tabla 2. Datos PVT del campo Edén Yuturi.....	19
Tabla 3. Producción Actual del campo Edén Yuturi.....	19
Tabla 4. Tipos y especificaciones de elastómeros.	35
Tabla 5. Rango de Aplicación del sistema ESPCP.	37
Tabla 6. Pozos perforados en el yacimiento M2.	53
Tabla 7. Selección de pozos para la implementación del sistema ESPCP.	55
Tabla 8. Detalle del Equipo seleccionado ESPCP.	56
Tabla 9. Información del pozo EDYD-113.....	59
Tabla 10. Condiciones de operación para la bomba del pozo EDYD-113	61
Tabla 11. Resultados de la simulación ESPCP Pozo EDYD-113.....	61
Tabla 12. Información del pozo EDYJ-071.	64
Tabla 13. Condiciones de operación para la bomba del pozo EDYJ-071.....	66
Tabla 14. Resultados de la simulación ESPCP Pozo EDYJ-071.	66
Tabla 15. Información del pozo EDYJ-072.	68
Tabla 16. Condiciones de operación para la bomba del pozo EDYJ-072.....	70
Tabla 17. Resultados de la simulación Pozo EDYJ-072.....	71
Tabla 18. Precios del crudo WTI	72
Tabla 19. Precio del crudo WTI Anual	74
Tabla 20. Declinación de la tasa de petróleo del pozo EDYD-113M2.....	79
Tabla 21. Costos estimados con adquisición de equipos ESPCP del pozo EDYD-113.....	80
Tabla 22. Resultado del Análisis económico con adquisición de equipos pozo EDYD-113	81
Tabla 23. Costos estimados con alquiler de equipos ESPCP del pozo EDYD-113.	82
Tabla 24. Resultado del Análisis económico con alquiler de equipos pozo EDYD-113.....	83
Tabla 25. Declinación de la tasa de petróleo del pozo EDYJ-071.....	84
Tabla 26. Costos estimados con adquisición de equipos ESPCP del pozo EDYJ-071.....	85

Tabla 27. Resultado del Análisis económico con adquisición de equipos pozo EDYJ-071.....	86
Tabla 28. Costos estimados con alquiler de equipos ESPCP del pozo EDYJ-071.	87
Tabla 29. Resultado del Análisis económico con alquiler de equipos pozo EDYJ-071.....	88
Tabla 30. Declinación de la tasa de petróleo del pozo EDYJ-072.....	89
Tabla 31. Costos estimados con adquisición de equipos ESPCP del pozo EDYJ-072.....	90
Tabla 32. Resultado del Análisis económico con adquisición de equipos pozo EDYJ-072.....	91
Tabla 33. Costos estimados con alquiler de equipos ESPCP del pozo EDYJ-072.	92
Tabla 34. Resultado del Análisis económico con alquiler de equipos pozo EDYJ-072.....	93
Tabla 35. Resumen de resultados del análisis económico con adquisición de equipos.	94
Tabla 36. Resumen de resultados del análisis económico con alquiler de equipos.	94
Tabla 37. Flujo de caja del pozo EDYD-113 realizando la adquisición de los equipos ESPCP.....	114
Tabla 38. Flujo de caja del pozo EDYD-113 realizando el alquiler de los equipos ESPCP.....	115
Tabla 39. Flujo de caja del pozo EDYJ-071 realizando la adquisición de los equipos ESPCP.....	116
Tabla 40. Flujo de caja del pozo EDYJ-071 realizando el alquiler de los equipos ESPCP.....	117
Tabla 41. Flujo de caja del pozo EDYJ-072 realizando la adquisición de los equipos ESPCP.....	118
Tabla 42. Flujo de caja del pozo EDYJ-072 realizando el alquiler de los equipos ESPCP.....	119

ABREVIATURA

BSW	Basic Sediment ad wáter (contenido de agua y sedimentos)
BAPD	Barriles de agua por día
B/C	Relación Beneficio - Costo
BFPD	Barriles de fluido por día
BHT	Botton Hole Temperature (Temperatura de fondo de pozo)
BPPD	Barriles de petróleo por día
BPPM	Barriles producidos por mes
BOD	Basic of Design (Diseño básico)
CIBP	Casing Irretrievable Bridge Plug (Carcasa de puente irrecuperable)
DLS	Dog Leg Severity (severidad de pata de perro)
DPP	Disparos por pie
ESP	Electrical Submersible Pump (bombeo electro sumergible)
ESPCP	Electrical Submersible Cavity Pump (bombeo electrosumergible de cavidad progresiva)
FNE	Flujo Neto Efectivo
HP	Potencia requerida
PCP	Progressive Cavity Pump (Bombeo de cavidad progresiva)
PDP	Presión de descarga a la bomba
PIP	Presión de entrada a la bomba
PMM	Permanet Magnet Motor (Motor de Imán Permanente)
PVT	Presión volumen temperatura
TDH	Total Dynamic Head (Cabeza dinámica Total)
SDT	Step Down Transformer (transformador reductor)
SUT	Step Up Transformer (Transformador elevador)
UI	Yacimiento U Inferior
US	Yacimiento U Superior
T	Yacimiento T
VSD	Variable Speed Drive (Variador de frecuencia)
VAN	Valor actual Neto
TIR	Tasa Interna de Retorno
PRI	Periodo de recuperación de la Inversión

SIMBOLOGÍA

°F	Grados Fahrenheit
Amp	Amperios
API	Instituto Americano de petróleo
Bls	Barriles de fluido/petróleo/agua
Bls/d	Barriles por día
EA	Unidad de elemento/pieza
F	Factor de fricción
ft	Pies
ftlbs	Libra fuerza pie
ft/s	Pies por segundos
hp	caballos de fuerza
Hz	Hertz
IP	Índice de productividad
Kips	kilo libras
MD	Measure Depth (Profundidad medida)
Lbs	libras
Ln	Levantamiento Neto
Pb	Presión de burbuja
Pi	Presión inicial
pg	Pulgadas
pmm	Partes por millón
Qd	Tasa de producción deseada
Rpm	revoluciones por minuto
Pr	Presión de reservorio
Psi	Libra por pulgada cuadrada
Pwf	Presión de fondo fluyente
Pwh	Presión en cabeza del pozo
TVD	True Vertical Depth (Profundidad vertical verdadera)
v	Voltios

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

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL
SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL
ELECTROSUMERGIBLE DE CAVIDAD PROGRESIVA EN EL
YACIMIENTO M2 DEL CAMPO EDÉN YUTURI.**

Autor: Pedro Bernardo Salcedo Terán

Tutor: Ing. Xavier Vargas Gutiérrez

RESUMEN

El desarrollo de sistemas de levantamiento artificial, se enfoca en que los componentes del sistema trabajen en condiciones severas de pozo y yacimiento, resultado de las combinaciones, han innovado el bombeo electrosumergible de cavidad progresiva, que, adopta las ventajas de dos sistemas convencionales. El presente proyecto consiste en determinar la factibilidad técnica y económica de la implementación a pozos seleccionados del yacimiento M2 del campo Edén Yuturi para aumentar la vida operativa del pozo. La selección de pozos se realiza con criterios técnicos, en función de los días operativos y rangos de aplicación, luego, se recopila la información de los pozos elegidos para calcular variables de carga, torque, velocidad y potencia de los componentes del sistema en el software PC-Pump y analizar si cumplen rangos de especificación. Posteriormente mediante indicadores, se realiza un análisis económico con tres escenarios; y situaciones en adquisición y alquiler de equipos. Los resultados obtenidos en las simulaciones a condiciones de operación de los componentes e indicadores económicos, muestran un entorno favorable para la ejecución del proyecto.

Palabras Claves: Petróleo, Bombas Sumergibles, Motor de Imanes Permanentes, Campos Petrolíferos, Bombas para pozos petroleros.

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

**FEASIBILITY STUDY FOR THE IMPLEMENTATION OF THE
ELECTROSUBMERSIBLE PROGRESSIVE CAVITY PUMPING
ARTIFICIAL LIFTING SYSTEM IN THE M2 RESERVOIR OF THE
EDEN YUTURI FIELD.**

Author: Pedro Bernardo Salcedo Teran

Tutor: Eng. Xavier Vargas Gutierrez

ABSTRACT

The development of artificial lifting systems, is focused on the system components working in severe conditions of well and reservoir, result of the combinations, have innovated the electrical submersible progressive cavity pump, which, adopts the advantages of two conventional systems. The present project consists in determining the technical and economic feasibility of the implementation to selected wells of the M2 reservoir of the Eden Yuturi field to increase the operational life of the well. The selection of wells is done with technical criteria, depending on the operating days and ranges of application, then, the information of the chosen wells is collected to calculate variables of load, torque, speed and power of the system components in the software PC-Pump and analyze if they meet specification ranges. Subsequently, through indicators, an economic analysis is carried out with three scenarios; and situations in acquisition and rental of equipment. The results obtained in the simulations at operating conditions of the components and economic indicators show a favorable environment for the execution of the Project.

Keywords: Oil, Submersible Pumps, Permanent Magnet Motor, Oil Fields, Pumps For Oil Wells.

INTRODUCCIÓN

El campo Edén Yuturi, pertenece al bloque 12 ubicado en la región amazónica del Ecuador, posee los yacimientos M1, M2, US, UI y T, operado por PETROAMAZONAS EP, dividido en 10 plataformas que componen la producción actual de petróleo en 26000 BPPD.

El área de estudio se realiza en el yacimiento M2, consta de 32 pozos, los cuales 15 están activos y 17 inactivos, las propiedades petrofísicas determinan un crudo pesado y viscoso, ocasionando fallas en el sistema de levantamiento artificial actual, y pérdidas de producción para el campo, optando por buscar nuevas tecnologías que trabajen en las condiciones críticas de los pozos.

El proyecto de investigación, tiene la finalidad de determinar la factibilidad técnica y económica de la implementación del sistema de bombeo electrosumergible de cavidad progresiva en pozos seleccionados del yacimiento M2 para así, reducir las fallas prematuras y lograr aumentar la vida operativa.

La selección de componentes del sistema se realizó con las condiciones de operación de los pozos, mediante la evaluación de los valores obtenidos de la simulación en un software, se determinó resultados favorables técnicos para la implementación.

Finalmente se realiza un análisis con indicadores económicos para los costos de implementación, como propuesta se plantea tres escenarios: pesimista, probable y optimista; obteniendo resultados viables en adquisición y alquiler de equipos del sistema.

CAPÍTULO I

MARCO CONTEXTUAL DE LA INVESTIGACIÓN

1.1 ANTECEDENTES

El bombeo electrosomergible de cavidad progresiva ha tenido aplicabilidad en algunas partes del mundo, ya que por la eliminación de las varillas de bombeo en el sistema convencional PCP puede ser aplicados a pozos desviados y profundos, como también considerando altas temperaturas para el elastómero ya desarrollado por fabricantes.

Se han realizado investigaciones y varias aplicaciones de este sistema en algunos países en el mundo, con pozos desviados y profundidades considerables aumentando los días operativos comparados al anterior sistema y reducción de costos de operación.

Dunn, Matthews y Zahacy en 1998 realizaron un análisis y descripción de las aplicaciones PCP en fluidos altamente viscosos y concluyen que son ideales para el manejo de estos fluidos, reduciendo el desprendimiento del gas y la emulsificación, en la parte económica reducen los costos operativos y de inversión, es así que el sistema se hace atractivo para yacimientos con bajo aporte, otras consideraciones que los autores mencionan, es que la producción de arena provoca restricción en el flujo por acumulación alrededor del ingreso de la bomba, causando taponamiento y requerimiento de reacondicionamiento.

Zhu, S., Hao, Z., Zhang L. y Wang Q. en 2016 evalúan el sistema de cavidades progresivas y en su publicación muestran resultados de 4 pozos F+8-2, F12-2, F1-1.2 y Fs8-02 en el campo Jilin, los pozos tienen un promedio de 4264 ft y una producción de 166 BPD, con un corte de agua del 90%, el pozo F+8-2 posee una desviación de 13.31°, con una profundidad de 4267 ft, los autores concluyen que se

logra reducir costos de operación con el sistema ESPCP con motor magnético, aumento de los días operativos y reducción del consumo de energía en un 20% que otros sistemas tradicionales.

En el informe de la empresa operadora REPSOL se muestra que en el Ecuador se ha realizado la completación con ESPCP en el bloque 16, esta instalación fue realizada en el pozo DAIMI A21 con una profundidad de 8930ft, se ejecutó el reacondicionamiento por baja producción y falla a 139 días de equipo ESP cambiando de este a ESPCP, trabajando de forma exitosa 203 días con un crudo de 13.9°API, se evidencia la reducción de consumo energético y aumento de la vida operativa.

En el trabajo de Taufan M., Adriansyah R. y Satriana D. en 2005 mencionan los resultados obtenidos en dos pozos horizontales con ESPCP, en el pozo KL082 de tipo horizontal ha mantenido una producción por 2.2 años, una buena eficiencia promedio de la bomba del 66%, sin indicadores de fallas, así mismo el pozo KL083 tipo horizontal, con una eficiencia de bomba del 56%, un petróleo producido de 16°API durante 450 días. Concluye que el sistema ESPCP ofrece larga vida operativa, puesto que, no presentaron fallas durante el periodo de producción.

El artículo presentado por Tello C., Reyes C., Sanita C., Artola R., Lapania F. y Doval J. en 2017 exponen los resultados de la implementación del sistema ESPCP en el campo Casebe de Colombia en el cual iniciaron una primera etapa con tres pozos pilotos en el 2012, en ese entonces, aplicado el sistema PCP se tenía un 44% en fallas por la sarta de cabillas utilizadas. Los resultados fueron favorables de acuerdo, con los días operativos con la nueva implementación, ya que el pozo 1 incrementó de 92 a 1151, el pozo 2 y el pozo 3 también, incrementaron su vida operativa por 704% y 635% respectivamente.

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Un yacimiento cuando tiene la suficiente energía de aporte al pozo, conduce el petróleo hacia la superficie por flujo natural, cuando no sucede esto, se utilizan sistemas de levantamiento artificial para poder elevar el crudo a la superficie, es así que en el campo Edén Yuturi el 100% es bombeo electrosumergible.

Las tasas de producción de petróleo tienen una declinación debido a varios factores, los cuales pueden ser mecánicos o energéticos, los factores mecánicos se corresponden con la efectividad de los métodos de levantamiento y deterioro de la tubería de producción, los factores energéticos se pueden dar por la caída de presión del yacimiento y la reducción de la permeabilidad relativa al petróleo o la saturación.

Las fallas presentes en el sistema artificial ESP del campo Edén Yuturi en el yacimiento M2, se dan por el grado API del crudo que oscila entre 14 y 17° el cual el sistema ESP no es beneficioso, además, intervienen otros factores como la producción de arena de formación, alta viscosidad y emulsión de las fases, presentando fallas prematuras en el sistema, por estos factores mencionados se debería evaluar nuevos sistemas de levantamiento que cumplan las características requeridas y trabajen con mayor eficiencia.

Los nuevos desarrollos tecnológicos y combinación de métodos de levantamiento, agregan las ventajas convencionales y adoptan las otras, haciendo posible aumentar la recuperación de petróleo y minimizar fallas en el sistema; y por ende maximizar la vida operativa del pozo.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo General

Determinar la factibilidad de implementación del sistema de bombeo electrosumergible de cavidad progresiva para el aumento de vida operativa de los pozos en el yacimiento M2 del campo Edén Yuturi.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Identificar parámetros de condiciones operacionales para la implementación del bombeo electrosumergible de cavidad progresiva en los pozos candidatos.
- Diseñar el sistema de bombeo electrosumergible de cavidad progresiva de acuerdo con los parámetros mecánicos y productivos de los pozos candidatos.
- Predecir la producción y días operativos con la implementación del nuevo sistema de levantamiento.
- Evaluar técnica y económicamente el cambio de sistema de levantamiento artificial.

1.4 JUSTIFICACIÓN

El desarrollo de este proyecto busca determinar la factibilidad de la implementación del bombeo electrosumergible de cavidad progresiva, que ofrece muchas ventajas frente a otros sistemas, maximizando el rango de aplicabilidad técnico como: una alta eficiencia volumétrica en crudos pesados, manejo de altos contenido de sólidos, emulsión de fluidos y bajo consumo energético, dichos factores justifican la investigación para su estudio de los pozos del yacimiento M2 en el campo Edén Yuturi, beneficiando, posteriormente, a Petroamazonas para tomar decisiones en proyectos de inversión para la implementación.

1.5 ALCANCE

El sistema de levantamiento artificial que, actualmente está instalado en el campo Edén Yuturi, ocasiona intervenciones de pozos por las fallas prematuras del equipo de fondo, generando mayor inversión a fin de mantener la producción. Se plantea el estudio de los parámetros para el diseño y evaluación de los pozos candidatos mediante una selección de criterios para la implementación del sistema de levantamiento con base a la gravedad API y fallas prematuras del yacimiento M2.

El presente trabajo evalúa la implementación del sistema de acuerdo con criterios técnicos de las variables más importantes para el diseño, como también la parte económica que involucra los costos y la rentabilidad para la ejecución del proyecto.

1.6 HIPÓTESIS DEL TRABAJO

La implementación del levantamiento de bombeo electrosumergible de cavidad progresiva permitirá maximizar los días operativos del sistema de levantamiento y reducir fallas prematuras en los equipos evaluado a las condiciones mecánicas y productivas del pozo.

1.7 VARIABLES INDEPENDIENTES Y DEPENDIENTES

1.7.1 Variables Independientes

- Propiedades del Yacimiento M2.
- Propiedades mecánicas del pozo.
- Datos de producción a condiciones actuales.
- Datos del fluido de yacimiento.

1.7.2 Variables Dependientes

- Selección de bomba de cavidad progresiva.
- Selección del motor Electrosumergible.
- Relación costo beneficio.
- Análisis de inversión.
- Valor Presente Neto.
- Tasa Interna de Retorno.

1.8 METODOLOGÍA

1.8.1 Tipo de investigación

La investigación se realizará con la información proporcionada por la empresa Petroamazonas EP. y estudios bibliográficos. Luego de la selección de pozos, se utilizará un software de diseño de levantamiento para las respectivas simulaciones.

Para la investigación se emplea el método analítico, y el tipo se basa en explicativo y transversal, Sera explicativo, porque se busca determinar la comprensión y entendimiento de las fallas en el sistema ESP, en las condiciones que ocurren los eventos de los pozos, además, transversal pues presenta un periodo de tiempo en el estudio.

1.8.2 Instrumentos de la investigación

- Recolección de información.
- Datos mecánicos y productivos de los pozos.
- Libros.
- Manuales de fabricantes.
- Internet.
- Procesamiento de la información.
- Análisis e interpretación de pozos para el sistema ESPCP.

1.8.3 Población

El desarrollo de la investigación comprende realizar un estudio en el yacimiento M2 con parámetros de los pozos en búsqueda de la selección de estos, que cumplan condiciones de operación del sistema de levantamiento artificial ESPCP. Los parámetros buscados son:

- Cortos días operativos con el actual sistema.
- Presión.
- Profundidad.
- Diámetro de casing y tubing.
- Estado del pozo.

1.8.4 Muestra

La muestra de esta investigación son los pozos que cumplen condiciones operacionales, bajo índice de productividad y profundidades menores a 10000 TVD para dar aplicabilidad al sistema ESPCP, elaborando su diseño óptimo, de acuerdo, con lo requerido.

CAPÍTULO II

DESCRIPCIÓN Y CARACTERIZACIÓN CAMPO EDÉN YUTURI

2.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El campo Edén Yuturi, se encuentra ubicado en el oriente ecuatoriano, provincia de Orellana, cantón Francisco de Orellana, hace parte del Bloque 12 con el campo Pañacocha, operado por la empresa estatal PETROAMAZONAS EP.

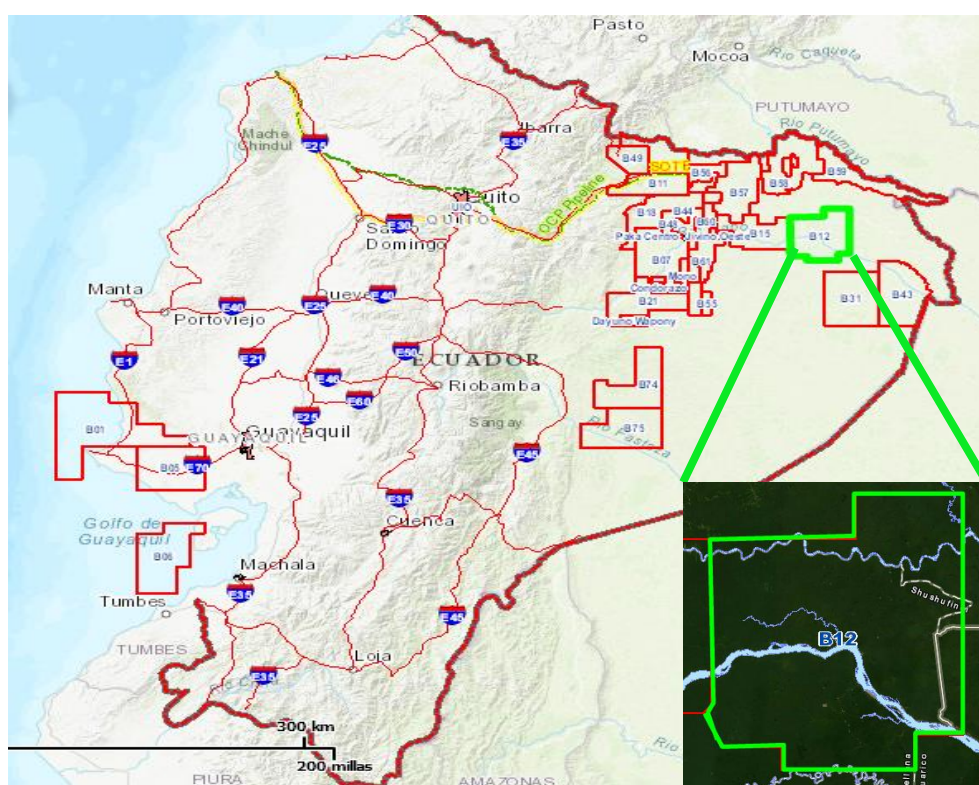


Figura 1. Ubicación geográfica del campo Edén Yuturi.

Fuente: Geoportal Público, Petroamazonas EP.

2.2 GEOLOGÍA DEL CAMPO

“El campo esta circunscrito dentro de la cuenca sedimentaria Oriente, la misma que comprende la formación cretácica Napo, principal generadora y almacenadora de hidrocarburo.” (Departamento de Geología, Petroamazonas EP).

“En la formación Napo se encuentran los yacimientos los cuales son: areniscas “T”, fluviales a la base y estuarinas hacia el tope; areniscas “U”, que se han dividido en “U Inferior” y “U Superior” cada una de ellas con sus depósitos fluviales-estuarinos y areniscas “M-2”, depositadas durante pequeñas regresiones marinas en un ciclo de nivel alto que permitieron la erosión de la planicie lutito-carbonática; y finalmente las areniscas “M-1” descritas como lóbulos deltaicos.” (Vallejo et al, 2013).

En la figura 2, se muestra la columna estratigráfica, el periodo y la formación que comprende cada miembro del campo Edén Yuturi.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA TIPO EDÉN YUTURI				
PERIODO	PISO	FORMACIÓN	MIEMBRO	LITOLOGÍA
NEÓGENO	MIOCENO	CHALCANA	UPPER	Arenisca subtransl-subtransp. suelta Limolitas gris verdosa, gris, blocosa Carbón gris obscuro, blocoso Arcillolita café-rojiza, arg. volc.
			LOWER	Arenisca blanca, transp-transl. Limolita café rojiza, irreg-bilky, terrosa, sil. calc. Arcillolita café rojiza, gris, irreg-bilky. Limolita café rojiza, irreg-bilky, terrosa, sil. calc. Arcillolita purpura, café rojiza irreg-TR PYR - TR ANHY - Arenisca blanca-lechosa, subtransp. VF gr. calc. cmt.
PALEÓGENO	OLIGOCENO	ORTEGUAZA		Lutitas gris clara, gris verdosa, fisiles, laminar, subblocosa, con incl. m-mic y mpyr Carbón café obscuro, blocoso, occ inc/plyr Arenisca blanca-lechosa, subtransp. VF gr. calc. cmt. No oil show
				Lutitas, gris verdosa, gris clara, fisiles, laminar-plana, ondulada, terrosa-grasosa, no calc. w/mpyr incl.
	EOCENO	TIYUYACU	Arcillolitas café-rojizas, rojas-ladrillo, purp. crema, sil. subilky, irreg. terr-gray, non calc. Arenisca blanca, transp-transl. v-f gr. abnd. friable-suelta, mtx. arg. no vis. cmt. glau. inc. Conglomerado, transp-transl. suelta, gruesa, cuarzo, ang-abang, pr. srt, no vis. mtx. cmt. por. Limolita, purpura, café-rojiza, mod. hd. sbbilky, terrosa, non calc. qcc. glau. incl. Arcillolitas rojo-ladrillo, café rojizo, sbbilky, as incl. Limolita café-rojiza, purp. terr. ss-incl. Arenisca blanca, transp-transl. w/glau. mtx.	
PALEÓGENO		TENA	Arcillolitas café-rojizas, café, sil. subilky, irreg. terr-gray, non calc. Arenisca blanca, subtransp-subtransl. v-f gr. cm. calc. mtx. arg. glau. v. por. inc. no vis. por. Limolita café, café rojiza, crema, mod. hd. sbbilky, earthy. Arcillolita dk. café, café rojiza, crema mod. Arenisca transp-transl. lse-fi, v-f gr. qzt. fibang-sulv. fr. srt. no vis. mtx. por. calc. cmt.	
CRETÁCICO	TARDÍO	NAPO	UPPER "M-1"	Lutita gris obscura, suave-mod. hd. sbbilky, earthy-arg. mod. calc. mpx. inc. Arenisca transp-transl. m-f gr. qz. sbang, kao mtx. no vis. cm. - por. no oil show
			MAIN "M-1" (Principal)	Arenisca Cuarzosa(subang), gris clara, transp-transl. fr-lse, f-med gr. kao mtx. no vis. cmt. fr. por.
			NAPO SHALE	Lutita gris obscura, gris, laminar-splint, terr-gray, w/m-mic mmpyr inc.
			Caliza M-1	Caliza mudstone-packstone, crm-t gry, sbbilky, mod. hd.
			Shale	Lutita gris obscura, gris, laminar-splint, non calc. terr-gray, w/m-mic mmpyr inc.
			Caliza M-2	Caliza mudstone-packstone, crm-t gry, sbbilky, mod. hd. w/ glau. incl.
			Arenisca M-2	Arenisca cuarzosa(subang), gris, subtransp-subtransl. fr-lse, fino gr. l/f med gr. l/p kao mtx. ligeramente cmt. calc. fr. por. inclusiones de glauconita
			Caliza A	Caliza micrítica
			U Superior	Arenisca cuarzosa glauconítica, gris, subtransp-subtransl. f-med gr. qz. subang kao mtx, calc. cmt. fr. por.
			U Caliza	Caliza micrítica
			U Inferior Intermedia	Arenisca Cuarzosa, suelta-fi, f gr. w. srt, kao mtx, no vis. cmt. no vis. por.
			U Inferior Basal	Arenisca Cuarzosa, suelta-fi, f-med gr. w. srt, no vis. mtx. no vis. cmt. no vis. por.
			T Caliza B	Caliza packstone-mudstone, crm, wh, wglau. incl. Tr de Lutita.
			T Superior	Arenisca cuarzosa glauconítica, subtransp-subtransl. f-med gr. qz. subang arg mtx, calc. cmt.
			T MAIN (Principal)	Arenisca cuarzosa glauconítica, subtransp-subtransl. f-med gr. fr. srt, qz. subang arg mtx, calc. cmt.
			T Inferior	Arenisca Cuarzosa
			NAPO BASAL	Lutita café, café obs. gris, mod. hd. lam, sbbilky, non calc. w/abnt bit incl.
HOLLÍN	Superior	Caliza micrítica / lutita		
	Inferior	Arenisca cuarzosa glauconítica		
		Arenisca Cuarzosa		
PRECRETÁCICO				

Figura 2. Columna Estratigráfica del Campo Edén Yuturi

Fuente: Departamento de Geología, Petroamazonas EP.

2.3 PRINCIPALES RESERVORIOS

A continuación, se presenta las principales características de los yacimientos M1, M2, U Superior, U Inferior y T.

2.3.1 Yacimiento M-1

Se divide en 3 fajas arenosas: Arena M1 Santoniana, Arena M1 Principal y Arena M1 Superior. En la figura 3 se observan paquetes progradantes distintivos de las parasecuencias mencionadas. Estratigráficamente se ubica sobre un potente paquete de lutitas que incluye el marcador L, que se considera como un marcador cronoestratigráfico que corresponde a un máximo de inundación del ciclo anterior a M1.

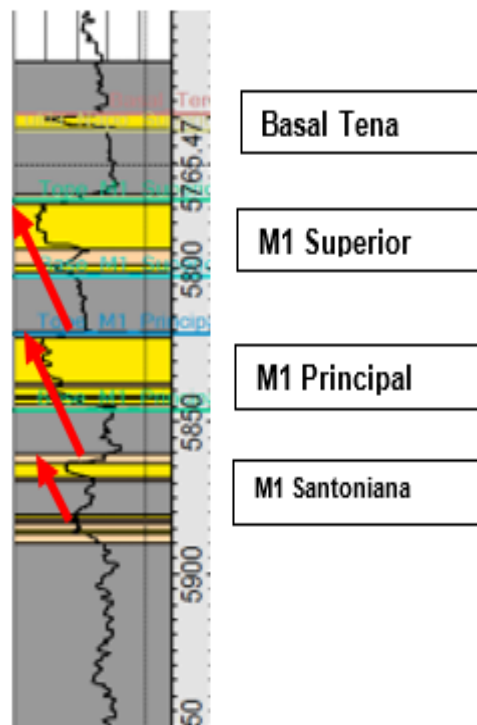


Figura 3. Registro gamma ray de la Arenisca M1 pozo EDYC-009 campo Edén Yuturi.

Fuente: Departamento de Geología, Petroamazonas EP.

2.3.2 Yacimiento M-2

“Comprende 4 ciclos, con cuerpos de arena muy discontinuos, con el pozo EDYC-005 muestra un intervalo de 7247 a 7223 pies, formado por intercalaciones de areniscas de shoreface superior y shoreface inferior, con muy baja porosidad debido a la glauconita (>20%), que al tope del intervalo cambian a areniscas más limpias de shoreface superior, con impregnación de petróleo. El intervalo M2b 7223 a 7196 pies, está separado de M2a por un paquete de arenas depositadas en el shoreface inferior, existiendo una isomerización que deposita areniscas de shoreface con porosidad.” (Vallejo et al, 2013)

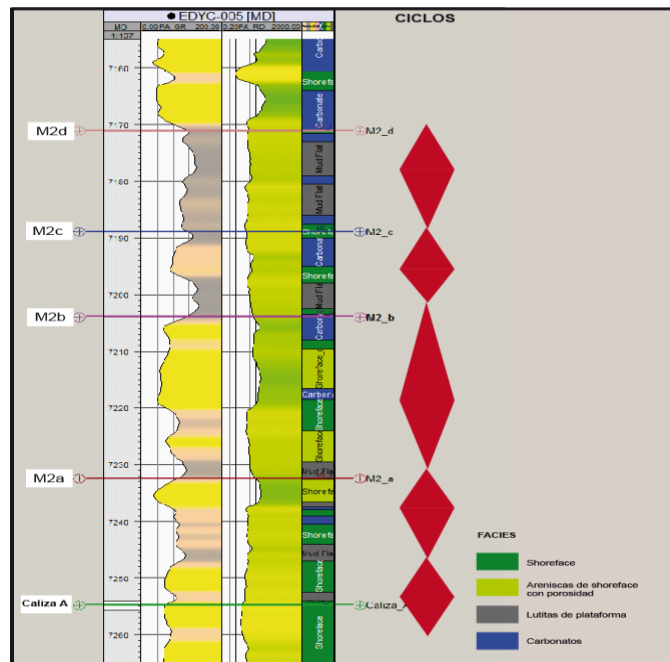


Figura 4. Subdivisión estratigráfica de la Arenisca M2 pozo EDYC-005 campo Edén Yuturi.

Fuente: Departamento de Geología, Petroamazonas EP.

2.3.3 Yacimiento U Superior

De acuerdo, al pozo EDYC-005, el intervalo comprende desde 7383 a 7322 pies, presenta paquetes de arena de grano grueso, granodecrecientes, el tope presenta glauconita influencia por ambiente mareal, con buena continuidad lateral.

2.3.4 Yacimiento U Inferior

Comprende dos miembros deposicionales, U Inferior de ambiente fluvial y U Media de ambiente mareal.

La arenisca U Inferior se halla en el intervalo desde 7444 a 7409 pies, en la base presenta grano medio a fino con buena saturación de petróleo, en el tope del intervalo existen capas de lodos indicando un aumento de la influencia mareal.

La arenisca U Media se halla en el intervalo 7393 a 7409 pies, la base presenta grano fino, intercaladas con lutitas bioturbadas y en el tope una profundización del medio de depósito hacia rocas calcáreas con abundantes restos de fósiles.

2.3.5 Yacimiento T

Este yacimiento tiene dos miembros deposicionales, T Inferior de ambiente fluvial y T Superior de ambiente mareal.

La arenisca T Superior se subdivide en dos parasecuencias a y b; la parasecuencia a es transgresiva de erosión de un ambiente mareal, mientras que para la parasecuencia b presenta intercalaciones entre areniscas glauconitas bioturbadas de shoreface inferior, lutitas de plataforma marina somera, areniscas calcáreas y areniscas con petróleo.

“La arenisca T inferior en la base del intervalo presenta un ambiente fluvial y las capas de lodo en la parte superior indica un ambiente mareal, areniscas de grano medio, con estratificación cruzada en artesa e intraclastos, en paquetes granodecrecientes y bases erosivas.” (Vallejo et al, 2013).

2.4 DESCRIPCIÓN PETROFÍSICA

2.4.1 Porosidad

Es la capacidad de la roca para contener fluidos, mediante los espacios vacíos, definida matemáticamente es el volumen poroso en relación con el volumen total.

$$\phi = \frac{V_{poroso}}{V_{total}} \quad (1)$$

2.4.2 Permeabilidad

Es una característica de las rocas reservorios, estas rocas poseen la capacidad de permitir el paso de fluidos a través de los poros interconectados. Matemáticamente se expresa por la ley de Darcy.

$$v = -\frac{k dp}{\mu dL} \quad (2)$$

Donde:

$$v = \text{velocidad aparente en } \frac{cm}{s}$$

μ = Viscosidad de flujo en centipoises

$$\frac{dp}{dL} = \text{Gradiente de presión } \left(\frac{atm}{cm} \right)$$

k = permeabilidad en darcys

2.4.3 Saturación

Es la fracción o porcentaje de volumen poroso ocupado por un fluido específico, definida matemáticamente es el volumen del fluido en relación con el volumen poroso.

$$\text{Saturación del fluido} = \frac{\text{Volumen de fluido}}{\text{Volumen poroso}} \quad (3)$$

Si se considera los fluidos: petróleo, agua y gas, presentes en el medio poroso se tiene la siguiente ecuación, teniendo la sumatoria de las saturaciones igual a 1:

$$S_o + S_w + S_g = 1$$

Donde:

$S_o = \text{Saturación de petróleo}$

$S_w = \text{Saturación de agua}$

$S_g = \text{Saturación de gas}$

En la tabla 1 se presentan los datos petrofísicos del campo Edén Yuturi de los 5 yacimientos.

Tabla 1. Datos Petrofísicos del campo Edén Yuturi.

Yacimiento	Espesor Promedio (pie)	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Saturación de petróleo (%)
M1	19.85	22.66	2500-5000	72.5
M2	10.97	14.82	100-400	56.56
US	26.92	19.70	800-1800	71.66
UI	24.48	18.21	900-2000	77.93
T	27.98	18.53	250-1400	69.9

Fuente: Departamento de Operaciones, Petroamazonas EP.

Elaborado por: Salcedo Terán Pedro Bernardo.

2.5 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO

2.5.1 Gravedad API

Creada por el Instituto Americano del Petróleo (API por sus siglas en inglés), está relacionada con la gravedad específica del petróleo y unos valores inferidos a condiciones estándar clasificando al petróleo, de acuerdo, a este valor, siendo los de mayor API, petróleos livianos y los de menor API crudo pesados y extrapesados.

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{SG} - 131.5 \quad (4)$$

Donde:

$^{\circ}API = \text{Grados API del petróleo}$

$SG_o = \text{Gravedad específica del petróleo}$

2.5.2 Presión de burbuja

La presión de burbuja o también llamada presión de saturación, se da cuando comienza a liberarse la primera burbuja de gas del petróleo. Existen métodos para determinarla como pruebas de expansión y correlaciones utilizadas basadas en el gas en solución y gravedad específica del gas. La correlación utilizada para el yacimiento M2 del campo Edén Yuturi es la de Standing:

$$P_b = 18.2(F - 1.4) \quad (5)$$

Donde:

$$F = \left(\frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{0.83} 10^{(0.00091T - 0.0125\gamma_{API})}$$

P_b = Presión de burbuja (psi)

R_{sb} = Razón gas disuelto – petróleo a $P > P_b$ (PCN/BN)

T = Temperatura del yacimiento ($^{\circ}F$)

γ_g = Gravedad específica del gas

2.5.3 Relación gas en solución-petróleo

Es el volumen de gas que puede disolverse en un barril de petróleo a condiciones de presión y temperatura. Este volumen está en función de la presión de burbuja temperatura y gravedad específica del gas. La correlación utilizada del campo Edén Yuturi es la de Standing.

$$R_s = SG_g \left(\frac{P_b}{18} - \frac{10^{0.0125}}{10^{0.00091T}} \right)^{1.2048} \quad (6)$$

Donde:

SG_g = Gravedad específica del gas

P_b = Presión de burbuja (psig)

T = Temperatura de fondo ($^{\circ}F$)

γ_{API} = Gravedad API del petróleo

2.5.4 Factor volumétrico del petróleo

Es la relación del volumen de petróleo a condiciones de presión y temperatura del yacimiento y el volumen en condiciones de superficie. Matemáticamente es expresada por:

$$Bo = \frac{V_{P.T}}{V_{SC}} \quad (7)$$

Donde:

β_o = Factor volumétrico del petróleo

$V_{P.T}$ = Volumen de petróleo a condiciones del yacimiento

V_{SC} = Volumen de petróleo a condiciones de superficie

2.5.5 Viscosidad del petróleo

Es la resistencia del petróleo al flujo, debido a que las moléculas tratan de moverse sobre otras, generando una fricción entre ellas mismas, las cuales restringen el movimiento de fluidez, generalmente es expresada en centipoise (cp). Todo fluido presenta esta propiedad, pero en los líquidos es muy considerable, para su determinación existen varios métodos y correlaciones utilizadas a determinada temperatura y gravedad API.

La correlación manejada para petróleo muerto en el yacimiento M2 es la de Begg and Robinson, utilizando la siguiente ecuación para determinar la viscosidad:

$$\mu_{od} = 10^x - 1 \quad (8)$$

Donde:

$$x = yT^{-1.163}$$

$$y = 10^z$$

$$z = 3.0324 - 0.02023\gamma_{API}$$

μ_{od} = Viscosidad del petróleo sin gas a 14.7 psi y T, (cp)

$\gamma_{API} = \text{Gravedad API del petróleo}$

$T = \text{Temperatura del yacimiento } (^{\circ}F)$

La correlación manejada para petróleo saturado en el yacimiento M2, cumplen los rangos de Begg and Robinson, determinando la viscosidad con la siguiente ecuación.

$$\mu_{ob} = a(\mu_{od})^b \quad (9)$$

Donde:

$$a = 10.715(Rs + 100)^{-0.515}$$

$$b = 5.44(Rs + 150)^{-0.338}$$

La viscosidad varía según el contenido de gas en solución con el petróleo, con este parámetro se obtiene de forma general el comportamiento de esta propiedad a temperatura constante de la siguiente manera:

- Arriba de la presión de burbujeo, aumenta la viscosidad por aumento de la presión.
- Debajo de la presión de burbujeo, disminuye la viscosidad por aumento de la presión.

2.5.6 Contenido de sólidos

Los sólidos y los fluidos del yacimiento van en forma conjunta cuando se produce el pozo, de tal manera que se pueden levantar pequeñas o grandes partículas, en función de la resistencia de la roca y flujo de fluidos en los reservorios productores, esto conlleva a diversas afectaciones en la producción de petróleo como:

- Reducción en la productividad del pozo.
- Desgaste en los equipos de sistema de levantamiento.
- Perdida de presión de descarga.
- Taponamiento en la entrada del sistema de levantamiento.

En la tabla 2 se muestran las propiedades de los fluidos en cada yacimiento del campo Edén Yuturi.

Tabla 2. Datos PVT del campo Edén Yuturi.

Parámetro	Yacimiento				
	M1	M2	US	UI	T
API @ 60°F	17-19	14.8-17	18-20	20-21	17-21
Pi	1500	3000-2600	2700	3000	3050
Pb (psi)	270	637	545	683	298
Temperatura (°F)	187	198	198	203	206
Bo	1.087	1	1.13	1.13	1.13
Viscosidad (cp) a Pi	26.78	27.90	13.9	4.35	8.60
Viscosidad (cp) a Pb	19,73	20.00	10.73	3.81	6.98

Fuente: Departamento de Operaciones, Petroamazonas EP.

Elaborado por: Salcedo Terán Pedro Bernardo.

2.6 PRODUCCIÓN ACTUAL DEL CAMPO

La producción actual del campo es 26000 BPPD, correspondiente a 10 plataformas, en la tabla 3 se muestra detallado la producción por cada plataforma.

Tabla 3. Producción Actual del campo Edén Yuturi.

PLATAFORMA	BPPD	BAPP	BFPD
EDYA	3640	42434	46074
EDYB	798	8957	9755
EDYC	4595	32144	36739
EDYD	5833	62379	68212
EDYF	762	16273	17035
EDYG	1125	2624	3749
EDYH	1015	6404	7419
EDYJ	4213	23826	28039
EDYK	3303	43458	46761
EDYT	725	4298	5023

Fuente: Departamento de Operaciones, Petroamazonas EP.

Elaborado por: Salcedo Terán Pedro Bernardo.

CAPÍTULO III

SISTEMA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO Y SISTEMA ESPCP

3.1 SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

El Bombeo electrosumergible (ESP por sus siglas en inglés, Electrical Submersible Pump), es un sistema de producción para levantar fluidos desde del yacimiento a la superficie. Es el único sistema instalado en el campo Edén Yuturi por su capacidad y potencia, debido a las condiciones de operación en pozos desviados y horizontales, así como manejar profundidades considerables y altos caudales.

3.1.1 Principio de funcionamiento

El principio de funcionamiento de este sistema es, mediante, un motor eléctrico de fondo acoplado a una bomba centrífuga de múltiples etapas; y protectores, la energía es suministrada desde la superficie, mediante, un cable trifásico, transformando la energía eléctrica en energía de presión por la bomba centrífuga. La bomba está compuesta de una serie de alabes en un impulsor, cada etapa genera una presión por la rotación, realizando el levantamiento del fluido hacia la superficie.

El sistema posee una serie de componentes de superficie y de fondo, interconectados entre sí, todos indispensables para el correcto funcionamiento.

3.1.2 Equipo de superficie

3.1.2.1 Cabezal

Es un equipo que posee válvulas, utilizado para monitorear y controlar las presiones en superficie, además, como medio de suspensión de la tubería y sistema de producción del pozo.



Figura 5. Cabezal del Pozo EDYT-154 Campo Edén Yuturi.

Elaborado por: Salcedo Terán Pedro Bernardo.

3.1.2.2 Transformador SUT y SDT

Son equipos usados para convertir el voltaje entregado al requerido para los equipos del sistema, consta de dos circuitos eléctricos aislados uno del otro e interconectados por un circuito magnético, el primario es la entrada donde se recibe la energía, mientras que, el secundario es la salida y descarga.

En el campo Edén Yuturi existe una central de generación para suministrar energía, se distribuye a las plataformas 13800v llegando a los transformadores reductores con una salida de 480v, luego por el variador de frecuencia, posteriormente, esta energía llega al transformador elevador el cual aumenta, en función del motor de fondo instalado para que opere apropiadamente.



Figura 6. Transformadores; d, Reductor; i, Elevador, campo Edén Yuturi.

Elaborado por: Salcedo Terán Pedro Bernardo.

3.1.2.3 Caja de venteo

Es un accesorio que cumple tres funciones, permite la conexión del cable de superficie al cable de potencia del pozo, también, como medio de ventilación para cualquier cantidad de gas que haya migrado a través del cable de potencia evitando que llegue al variador de frecuencia y cause una explosión, y permitiendo el acceso a pruebas de monitoreo de fases.



Figura 7. Caja de venteo, campo Edén Yuturi.

Elaborado por: Salcedo Terán Pedro Bernardo.

3.1.2.4 Variador de frecuencia (VSD)

El variador de frecuencia es un dispositivo esencial en el sistema de bombeo, compuesto de dispositivos electrónicos como rectificadores, condensadores y transistores, capaces de realizar un arranque suave y manejo de frecuencias variables para la velocidad del motor y a su vez de la bomba, permitiendo controlar el flujo en el fondo del pozo mediante frecuencias.



Figura 8. Variador de frecuencia, campo Edén Yuturi.

Elaborado por: Salcedo Terán Pedro Bernardo.

3.1.3 Equipo de fondo

3.1.3.1 Sensor

Es un dispositivo ubicado en la última sección del ensamblaje del sistema, encargado de medir y enviar señales a la superficie, trabaja con 120v conectado al punto estrella del motor para la medición en tiempo real de variables del pozo, tales como: presión de entrada y descarga de la bomba, temperatura y vibración.

3.1.3.2 Motor

Es un motor asíncrono, trifásico, tipo jaula de ardilla, compuesto de estator y rotor. La energía eléctrica pasa por el estator y se convierte en energía magnética en las laminaciones del mismo, el campo magnético del estator induce corriente en el rotor, generando un campo magnético secundario en las laminaciones del rotor, los polos magnéticos del rotor son atraídos y repelidos por los polos magnéticos del estator, a medida que se mueve el campo magnético del estator, el rotor se moverá tratando de seguirlo.

Los motores deben tener un medio de lubricación y disipador de calor, para su correcto funcionamiento, por aquello, son llenados con aceite mineral. Para asegurar una refrigeración en el motor, el fluido del pozo debe pasar al menos con una velocidad de 1 ft/s. por la carcasa del motor, el comportamiento cambia de acuerdo con las cargas de operación que están sometidos.

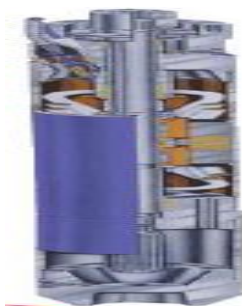


Figura 9. Motor Asíncrono tipo jaula de ardilla.

Fuente: Schlumberger.

3.1.3.3 Protector

Es un dispositivo de diferentes configuraciones de protección, está ubicado entre el motor y el intake, muy indispensable para preservar la vida útil del sistema, la selección adecuada es fundamental para que el diseño no tenga sobrecargas.

Tiene varias funciones como:

- Mantener los fluidos del pozo fuera del motor.
- Absorber empuje ascendente y descendente de la bomba.
- Transmitir el torque desde el eje del motor a la bomba.
- Ecuilibrar presiones entre el motor y el pozo.

Existen dos tipos de cámaras que pueden configurarse, de acuerdo, con requerimientos, las cámaras tipo laberinto, utilizan el principio de la diferencia de la gravedad específica del fluido del pozo y el aceite del motor para mantenerlos separados, las cámaras tipo bolsa, físicamente, mantienen separados los fluidos, por un elastómero de alta temperatura que cuando el aceite del motor se expande o se contrae, este mecanismo se adapta al cambio de volumen.

3.1.3.4 Sección de entrada o Intake

Está ubicado después del protector y antes de la bomba centrífuga, sirve para la entrada del fluido a la bomba. La utilización conjunta de un separador o manejador es frecuente cuando se tiene el porcentaje de gas libre, de tal manera que, se aplica un separador de gas cuando se tiene un volumen pequeño de gas libre y un manejador de gas para un volumen mayor.

3.1.3.5 Bomba centrífuga

Es una bomba diseñada de varias etapas dependiendo del requerimiento para elevar el fluido hacia la superficie, la función principal es levantar fluidos de un nivel a otro, cada etapa contiene un impulsor que transfiere la energía cinética al fluido, y

un difusor que transforma la energía en potencial, por medio, del incremento del área de flujo.



Figura 10. Bomba centrífuga

Fuente: Schlumberger

3.1.3.6 Descarga

Es un accesorio metálico que está ubicado en el tope del sistema de levantamiento artificial, cumple la función de servir de conexión para transportar el fluido a la superficie, su conexión es roscado y con pernos a la tubería de producción.

3.1.3.7 Cable de potencia

Existen de diferentes tipos de materiales, pero, generalmente, es de cobre estañado, tres fases, aisladas y encamisadas para mantener la protección mecánica y química, su función es conducir la energía eléctrica desde la superficie al motor de fondo, además de transmitir las señales dadas por el sensor por el cableado de tierra.

3.1.4 Ventajas y Desventajas del sistema ESP

3.1.4.1 Ventajas

- Aplicación en pozos desviados y horizontales.
- Trabaja en Profundidades considerables.
- Maneja altos cortes de agua.
- Permite levantar altos volúmenes de fluido desde el yacimiento.
- Fácil acción de monitoreo y operación en los equipos de superficie.

3.1.4.2 Desventajas

- Se debe considerar Dogleg $>3.5^\circ/100$ pies, para la instalación y operación, para que no sufra daño el sistema.
- Contenido de solidos causa desgaste en los equipos de fondo, incluso hacer fallar el sistema.
- Alto contenido de gas libre causa un bloqueo del sistema por cavitación.
- Eficiencia del sistema entre el 35 – 60 %
- Gasto de potencia alto debido al motor asíncrono.
- No apto para crudo viscoso.

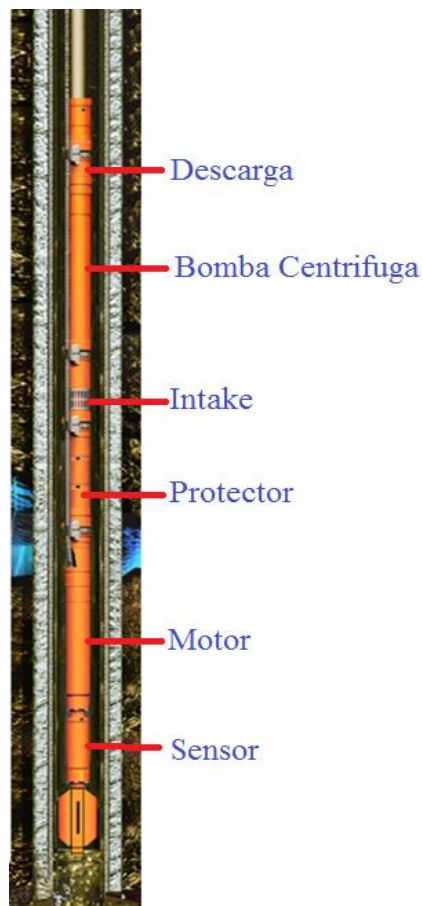


Figura 11. Componentes de fondo del sistema ESP.

Fuente: BOD del pozo EDYJ-072.

3.2 SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE DE CAVIDAD PROGRESIVA

El avance de la tecnología en sistemas de producción crece de manera muy significativa, pues, la combinación de métodos tradicionales de producción y desarrollo de nuevos productos, optimizan y amplían las condiciones de trabajo extendiendo la vida operativa del pozo.

El sistema ESPCP (por sus siglas en inglés, Electrical Submersible Progressive Cavity Pump) es similar al bombeo electrosumergible, pero con un cambio de bomba centrífuga a bomba de cavidad progresiva, para acoplar las ventajas del sistema PCP mejorando el manejo de fluidos altamente viscosos, sólidos; y disminuyendo la tendencia a crear emulsión del fluido.

Algunos componentes son permutados aplicando el mismo principio, pero desarrollados, específicamente, para el bombeo de cavidades progresivas con motor de fondo, logrando hacer un sistema robusto y con mayor rendimiento. Existen dos tipos de sistemas ESPCP, uno es aplicado con el motor tipo jaula de ardilla de un sistema convencional ESP con una caja de engranaje para reducir las revoluciones, el otro es con un motor de imán permanente omitiendo la caja de engranaje y un variador específico para esta aplicación.

En el presente estudio, se detalla el sistema ESPCP solo con motor de imán permanente para determinar la factibilidad técnica y económica, no se coloca en consideración la otra aplicación con la caja de engranaje por ser el componente más poco fiable de ese tipo de sistema.

3.2.1 Principio de funcionamiento

Se basa en componentes interconectados, en el conjunto de fondo un motor de imán permanente es alimentado de energía desde la superficie, mediante, un cable trifásico, acoplado con protectores, eje flexible y a una bomba de cavidad

progresiva. La bomba está compuesta de un rotor que es accionado con el motor sumergible, y estator de matriz elastómera, cuando el rotor gira, excéntricamente, dentro del estator genera una serie de cavidades llenándose de fluido con el aporte del pozo, forjando una energía adicional en la descarga, que eleva el fluido hasta la superficie.

El sistema ESPCP posee componentes de superficie y de fondo, se omiten en la descripción los equipos utilizados en el sistema de bombeo electrosumergible convencional que, de igual manera, se incluyen como transformadores, caja de venteo, sensor, intake y descarga. En la figura 12 se presenta los componentes del del sistema ESPCP.

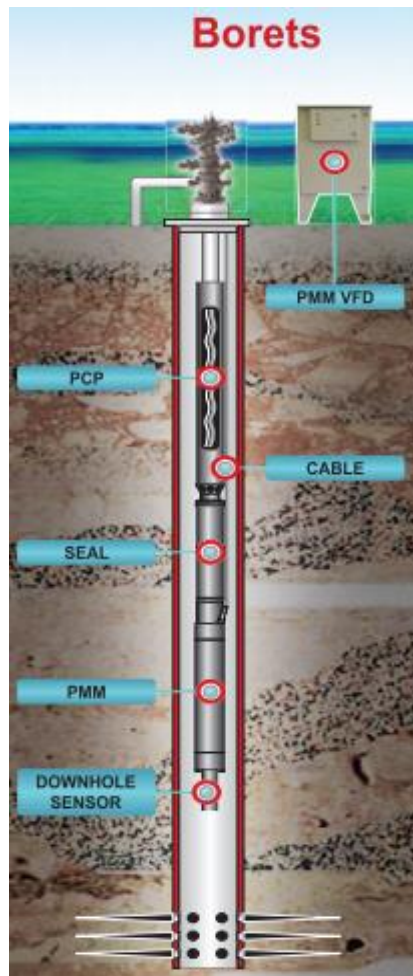


Figura 12. Componentes de fondo del sistema ESPCP con motor PMM

Fuente: Borets

3.2.2 Equipo de superficie

3.2.2.1 Variador de frecuencia

Este elemento es muy similar al utilizado en ESP, tiene como función realizar un arranque suave y controlar la velocidad en que opera el motor, la diferencia radica en que fue desarrollado específicamente para el motor de imán permanente con una salida de señal digital que se controla algorítmicamente, mejorando el rendimiento dinámico del equipo y protegiendo su integridad.

3.2.3 Equipo de fondo

3.2.3.1 Motor de Imán permanente

Es conocido como PMM por sus siglas en inglés (Permanent Magnet Motor), siendo el que provee el torque y potencia que necesita la bomba. El equipo es eléctrico, síncrono, compuesto de estator y rotor. El estator es de tres fases, similar al tipo jaula de ardilla, la diferencia radica que el rotor posee imanes permanentes.

EL motor PMM es de tamaño corto y tiene una buena eficiencia energética y reducción de generación de calor debido al principio de funcionamiento del rotor, necesitando el 50% menos velocidad del fluido de paso para su enfriamiento, al igual que un motor de inducción debe ser aplicado con protectores cuya función es compensar la presión para la expansión térmica del aceite del motor y prevenir la entrada de fluido contaminante.

3.2.3.1.1 Principio de funcionamiento

“El funcionamiento del motor se basa en la interacción electromagnética entre dos campos magnéticos; estator y rotor. El estator de campo magnético giratorio es creado por el sistema de corriente alterna de tres fases. En caso de PMM el devanado del rotor tiene su propio campo magnético permanente creado por la

naturaleza de los imanes permanentes, por lo que no se tiene energía adicional consumida en la generación de la corriente de inducción en el interior del rotor, y sin pérdidas de energía en el cobre del rotor, por lo tanto, existe una interacción entre los campos magnéticos del rotor y estator creando un par electromagnético que hace girar el rotor.” (Refaie et al, 2013)

3.2.3.1.2 Estator

Consiste en un contorno magnético instalado en una carcasa de material de acero altamente resistente. El devanado es de alambre de cobre delgado resistente al calor.

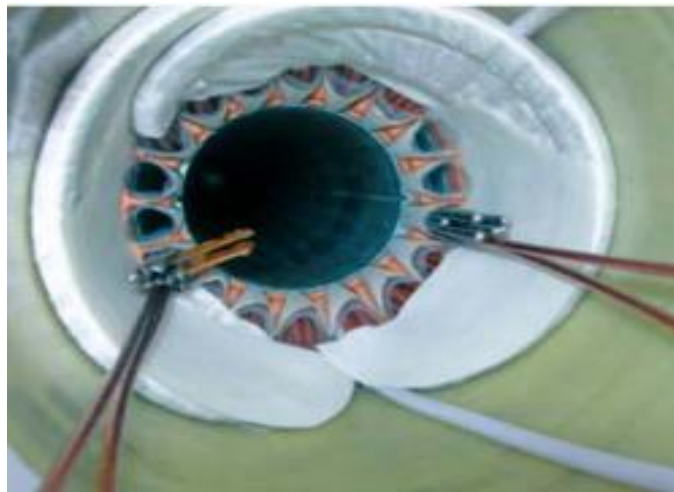


Figura 13. Estator del motor PMM.

Fuente: Refaie

3.2.3.1.3 Rotor

Es un conjunto de varias secciones que dependen del torque nominal del motor, separados entre sí, mediante, cojinetes deslizantes colocados en el eje, estos consisten en una carcasa no magnética con una placa montada en un resorte y presionada dentro de la carcasa del buje de acero endurecido, además tiene aberturas axiales para la circulación del aceite que coinciden con las radiales del eje del rotor. Las secciones del rotor están montadas en el eje en grupo de 3-4 secciones.

Estos imanes originan un campo magnético permitiendo al rotor, rotar a la misma velocidad y reduciendo las pérdidas de energía. En la figura 14 se muestra un esquema del motor PMM.

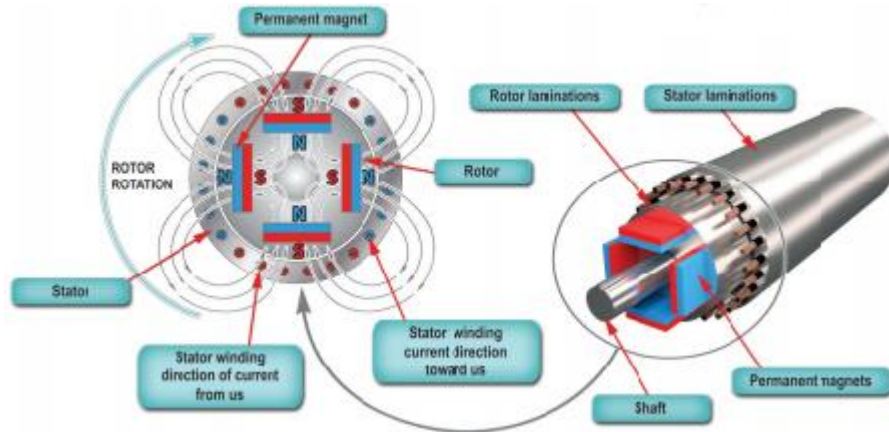


Figura 14. Rotor del motor PMM.

Fuente: Borets

3.2.3.2 Protector

Está ubicado entre el motor eléctrico y la unidad de soporte PCP, previniendo que el fluido del pozo ingrese al motor. Su diseño logra trabajar en pozos desviados y horizontales.

3.2.3.3 Eje Flexible

Es un accesorio que está ubicado entre el protector y la bomba de cavidad progresiva, este componente permite la transmisión mecánica que convierte la rotación concéntrica a rotación excéntrica que el rotor de la bomba PCP necesita para el funcionamiento, además es encargada de soportar el torque y cargas de compresión generadas en operación del sistema.



Figura 15. Eje flexible.

Fuente: KUDU Schlumberger.

3.2.3.4 Bomba de cavidad progresiva

Es conocida por sus siglas en inglés PCP (Progressive Cavity Pump), considerada una bomba de desplazamiento positivo, básicamente dividida, en dos partes: estática y dinámica; en la parte estática está compuesta por un estator de troquelado interno con material elastómero; y en la parte dinámica constituida de un rotor hecho de acero al cromo en forma helicoidal. El avance del rotor dentro del estator crea cavidades que cuando una abre, de manera sincronizada, la otra cierra.

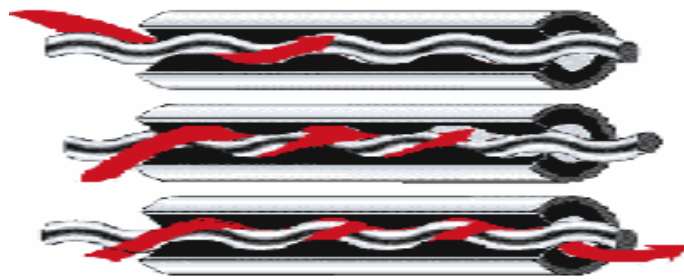


Figura 16. Bomba de cavidad progresiva.

Fuente: Manual de Bombeo de cavidades progresivas.

3.2.3.4.1 Rotor

Es una pieza de acero al cromo, conectado al eje flexible, que permite crear cavidades mientras gira dentro del estator. La geometría de las cavidades del rotor está en función del volumen y las propiedades de los fluidos a levantar.

Los rotors se pueden clasificar, de acuerdo, a su extensión, en la figura 17 se muestra dos rotors, ambas series 3.5 pg, la diferencia radica en la longitud del paso de la cavidad, de tal manera siguiendo el orden es aplicado en:

- Extensión larga, la longitud del paso es más larga, el fluido debe recorrer más distancia, aplicada a fluidos ligeros y tasas de flujo altas.
- Extensión corta, las cavidades son cortas para que el fluido recorra menos distancia entre una y otra, aplicada a fluidos viscosos y cargados de sólidos.

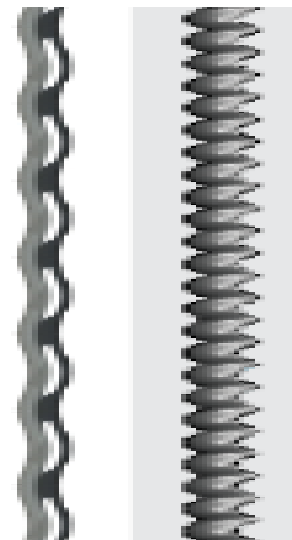


Figura 17. Comparaciones del rotor PCP de acuerdo a su extensión.

Fuente: KUDU Schlumberger.

3.2.3.4.2 Estator

Es un tubo de acero que, internamente, posee revestimiento de un material elastómero, junto con el rotor crean las cavidades para el desplazamiento del fluido, es la parte estática de la bomba ya que no es accionada mecánicamente, únicamente, el elemento interno produce la interferencia entre el rotor.

3.2.3.4.3 Elastómero

Está ubicado internamente dentro del estator, teniendo la capacidad de deformarse y retornar a sus dimensiones originales, considerado el elemento más significativo del sistema de levantamiento, por las condiciones químicas y mecánicas con que debe operar.

Dentro de las condiciones que debe poseer el elastómero se mencionan las siguientes:

- Resistencia a la Temperatura, en operación no debe exceder la máxima temperatura de especificación, para que no se destruya y pierda sus propiedades de elasticidad, afectando el desempeño del material.

- Dureza shore A, es la resistencia a la deformación de la superficie del elastómero, los valores oscilan entre 20 y 98, los de menor valor poseen menos dureza, mientras que los de mayor representa una dureza extrema.
- sólidos, se deben considerar que tan beneficioso es en esta especificación, para que no exista pérdida de masa del material.
- H₂S, es un componente del hidrocarburo, pero considerado contaminante, el efecto que produce es la reducción de la permeabilidad dejándolo frágil y quebradizo.
- CO₂, el efecto que produce este compuesto es el endurecimiento e hinchamiento del material debido a la presión del sistema, aumentando el volumen del material con la absorción del gas.
- Resistencia a la hidrólisis, el rompimiento de moléculas del agua forma subcompuestos, se debe evitar tal efecto, ya que incide a la forma y desintegración de su estructura del elastómero.
- Resistencia a compuestos aromáticos, el efecto que produce al material es ponerlo endurecido, perdiendo sus propiedades elásticas.
- Resistencia a la Descompresión explosiva, los paros de producción producen este efecto al quedarse estabilizado el fluido en la bomba, reduciendo de permeabilidad del elastómero y posteriormente ocasionando que no sea capaz de soportar gas libre al deteriorarse.

Existen diferentes tipos de elastómeros, de acuerdo, a las propiedades de fluido a manejar, para ello se debe realizar un estudio de los componentes del fluido en CO₂, H₂S y %gas para poder evaluar, una mala elección conlleva a la fatiga pudiéndose fragilizar o endurecer, fallando el sistema por completo.

De acuerdo con el fabricante KUDU en la tabla 4, se presentan los tipos de elastómeros con sus especificaciones, siendo 1 malo y 10 excelente.

Tabla 4. Tipos y especificaciones de elastómeros.

Elastómero		High nitrile soft	High nitrile hard	Hydrogenated high nitrile hard	Fluorocarbon hard
Referencia KUDU		HNS	HNH	HHNH	FKMH
Dureza Shore A		55	68	80	78
Max. Temperatura (°F)		176	248	284	194
Resistencia	Sólidos	8	6	5	2
	H2S	6	7	7	8
	CO2	5	7	8	6
Aromáticos		3	7	8	9
Hidrólisis		7	5	8	9
Descompresión Explosiva		6	8	8	5

Fuente: KUDU Schlumberger.

Elaborado por: Salcedo Terán Pedro Bernardo.

3.2.3.4.4 Nomenclatura

Las bombas PCP son desarrolladas por algunos fabricantes, teniendo similitud en la nomenclatura, generalmente el modelo de bomba describe la capacidad de volumen de fluido por día a 100 RPM o 500RPM, la capacidad de levantamiento o diferencial de presión que puede manejar.

3.2.3.4.5 Geometría de la bomba de cavidad progresiva

La geometría depende de la relación de lóbulos del estator y rotor, el estator siempre posee un lóbulo más que el rotor, expresándose así:

n lóbulos del rotor: 1
n+1 lóbulos del estator: 2
Geometría 1:2

La geometría 1:2 se denomina singlelobe, mientras que cuando el rotor posee 2 o más lóbulos, así mismo, el estator incrementa también en lóbulos, se denominan multilobe.

3.2.4 Beneficios de la aplicación del sistema ESPCP

La aplicación de ESPCP con motor de imán permanente elimina la utilización de la caja reductora de revoluciones que es utilizada con un motor tradicional, omitiendo reducir las revoluciones con engranajes que en la mayoría de instalaciones es el elemento problema, causante de hacer fallar el sistema. Con esta aplicación de tecnología, la vida promedio del sistema es de dos años con los siguientes beneficios:

3.2.4.1 Energía

El sistema ESPCP con la utilización del motor PMM, se obtiene una mejor eficiencia debido a la baja pérdida de potencia en el rotor, al poseer imanes permanentes, resulta menor aumento de temperatura cuando está en funcionamiento el motor y menos consumo de corriente.

3.2.4.2 Contenido de sólidos

La bomba PCP posee la facilidad de desplazar los sólidos al momento de estar produciendo los fluidos, por su funcionamiento al abrir y cerrar cavidades simultáneamente a lo largo de todo el estator, traslada conjuntamente todo sin posibles problemas de atascamiento.

3.2.4.3 Viscosidad del petróleo

EL sistema ESPCP maneja altas viscosidades, y logra contribuir a la eficiencia volumétrica operando de manera constante. A diferencia de otros sistemas de levantamiento, la viscosidad es buena para disminuir el escurrimiento del fluido a través del rotor y estator.

3.2.4.4 Pozos con gas

Posee un buen manejo de gas, aunque se debe considerar el porcentaje de gas libre, ya que evita una buena lubricación entre el rotor y elastómero por el aumento de temperatura, alcanzando a hincharse y causar falla en el sistema. El porcentaje de gas libre que puede manejar la bomba no debe exceder el 40%, aunque es conveniente trabajar con flujo monofásico para preservar el elastómero.

3.2.4.5 Emulsión de fases

Con la bomba de cavidad progresiva la emulsión de fases no se produce, ya que la agitación de los líquidos es despreciable por el suave movimiento que produce el rotor y estator.

3.2.5 Rango de aplicación del sistema ESP

El sistema ESPCP presenta características operacionales similares al bombeo electrosumergible, así también adopta las ventajas del sistema convencional PCP, estas características se presentan en la tabla 5.

Tabla 5. Rango de Aplicación del sistema ESPCP.

Características	ESPCP
Caudal máximo	1279 BFPD
Máxima capacidad de levantamiento	8203 ft
Temperatura máxima	266 °F
Máxima viscosidad	1000 cp
Máxima velocidad Operacional	750 rpm
Torque nominal	60-1020 Nm
Pozos desviados y horizontales	Excelente
Manejo de gas	Bueno
Manejo de solidos	Excelente
Manejo de corrosión	Excelente
No emulsión de fluidos	Excelente

Fuente: Borets

Elaborado por: Salcedo Terán Pedro Bernardo.

CAPÍTULO IV

DISEÑO ESPCP Y SELECCIÓN DE POZOS

4.1 DISEÑO PARA EL SISTEMA ESPCP

La información requerida para el diseño del sistema se enumera a continuación:

- Datos del pozo y yacimiento
 - Tamaño, tipo y peso del casing
 - Tamaño, tipo y peso de la tubería de producción
 - Survey
 - Profundidad de perforados
 - Profundidad propuesta intake
 - Temperatura de fondo del pozo
 - Comportamiento del yacimiento IPR

- Datos de Producción
 - Caudal deseado
 - Presión de reservorio
 - Presión de fondo fluyente
 - %BSW
 - Presión de casing y tubing
 - Relación gas-petróleo

- Propiedades del fluido
 - Gravedad API del petróleo
 - Gravedad específica del agua, gas
 - Salinidad del agua
 - Viscosidad del petróleo
 - Presión de burbuja
 - Correlaciones utilizadas

4.1.1 Fundamentos teóricos para el diseño

4.1.1.1 Inflow Performance Relationship o IPR

Más conocida como IPR por sus siglas en inglés (Inflow Performance Relationship), es una curva para estimar el comportamiento de producción del pozo, gráficamente, muestra caudal vs P_{wf} , siendo esta relación que determina el esquema óptimo de producción y de la selección del levantamiento artificial.

Existen diferentes modelos, uno de los primeros es derivado de la ley de Darcy para un flujo de un fluido monofásico en estado estacionario incompresible, cuando la $P_{wf} > P_b$, un modelo lineal llamado índice de productividad, matemáticamente expresado, como la relación del caudal y el diferencial de presión (drawdown).

$$IP = \frac{q}{(P_r - P_{wf})} \quad (10)$$

Donde:

$IP =$ Índice de productividad

$q =$ caudal (bpd)

$P_r =$ Presión de reservorio (psi)

$P_{wf} =$ Presión de fondo fluyente (psi)

Vogel en 1968 realizó un modelo no lineal empírico, para flujo de dos fases donde se genera una curva para el comportamiento del pozo, aplicado a yacimientos por empuje de gas donde la $P_{wf} < P_b$.

$$\frac{q}{q_{max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (11)$$

Donde:

$q =$ caudal (bpd)

$q_{max} =$ caudal máximo de líquido (bpd)

$P_r =$ presión de reservorio (psi)

$P_{wf} =$ presión de fondo fluyente (psi)

4.1.1.2 Carga dinámica total (TDH Total Dynamic Head)

Está compuesta por tres términos: levantamiento neto, pérdidas por fricción y presión de boca de pozo, los cuales sumados forjan una altura total que la bomba necesita generar, para que el fluido llegue a superficie.

$$TDH = Ln + Pf + Pbdp \quad (12)$$

Donde:

$TDH =$ Carga dinámica total (ft)

$Ln =$ Levantamiento neto (ft)

$Pf =$ Pérdidas por fricción (ft)

$Pbdp =$ Presión de boca de pozo (ft)

Para determinar la carga dinámica total, primero se debe realizar el cálculo de la gravedad específica del petróleo y del fluido promedio.

$$SG_o = \frac{141.5}{131.5 + API} \quad (13)$$

$$SG_{prom} = (f_w * SG_w) + (f_o * SG_o) \quad (14)$$

Donde:

$SG_o =$ Gravedad específica del petróleo

$SG_w =$ Gravedad específica del agua

$SG_{prom} =$ Gravedad específica del fluido promedio

$f_w =$ Porcentaje de corte de agua

$f_o =$ Porcentaje de corte de petróleo

4.1.1.2.1 Levantamiento Neto

Es la distancia desde el nivel dinámico del fluido hasta la boca del pozo, es decir la altura neta que debe recorrer el fluido para llegar a superficie.

$$Ln = PMP - \frac{Pwf * 2.31}{SG_{prom}} \quad (15)$$

Donde:

$Ln =$ Levantamiento neto (ft)

$PMP =$ Profundidad media de perforados (ft)

$Pwf =$ Presión de fondo fluyente (psig)

4.1.1.2.2 Perdidas por fricción

Las pérdidas de fricción se dan por el recorrido del fluido al contacto con la pared de la tubería de producción, este roce genera una pérdida de energía que es considerada para la selección de la bomba. Existen algunas maneras para calcular ya sea mediante gráficas y ecuaciones, la más utilizada es la ecuación de Hazen Williams:

$$F = \frac{2.083 * \left(\frac{100}{C}\right)^{1.85} * \left(\frac{100}{34,3}\right)^{1.85}}{ID_{Tubing}^{4.8655}} \quad (16)$$

$$P_f = \frac{F * Prof \text{ propuesta Intake}}{1000} \quad (17)$$

Donde:

$F =$ factor de fricción

$C =$ constante para tubería en funcion de la edad

$P_f =$ Perdidas de fricción (ft)

4.1.1.2.3 Presión boca de pozo

Es la presión necesaria para transportar los fluidos desde el cabezal a las líneas de superficie, es convertida a pies para que pueda sumar a los otros componentes.

$$Pbdp = \frac{Pwh * 2.31}{SG_{prom}} \quad (18)$$

Donde:

P_{bdp} = Presión de boca de pozo (ft)

P_{wh} = Presión del cabezal (psig)

4.1.1.3 Cálculo de presión a la entrada de la bomba

$$PIP = P_{wf} - \left(\frac{(PMP - Prof \text{ propuesta intake})SG_{prom}}{2.31} \right) \quad (19)$$

Donde:

PIP = Presión a la entrada de la bomba (psig)

4.1.1.4 Cálculo de la presión de descarga a la bomba

$$PDP = \left(\frac{Ln * SG_{prom}}{2.31} \right) + P_f + P_{bdp} \quad (20)$$

Donde:

PDP = Presión a la descarga de la bomba (psig)

4.1.1.5 Cálculo de Gas

La correlación utilizada en el campo Edén Yuturi para el cálculo de gas es la de Standing, de tal manera se determina la cantidad de gas a la entrada de la bomba:

$$GOR_{pump} = SG_g \left(\frac{PIP}{18} - \frac{10^{0.0125}}{10^{0.00091T(^{\circ}F)}} \right)^{1.2048} \quad (21)$$

Donde:

GOR_{pump} = Relación Gas – petróleo entrada de bomba (scf/STB)

SG_g : Gravedad específica del gas

T = Temperatura de yacimiento (°F)

4.1.1.5.1 Cálculo de factores volumétricos

Factor Volumétrico del agua

$$\beta_w = 1 + 1.2 * 10^{-4}(T - 60) + 1 * 10^{-6}(T - 60)^2 - 3.33 * 10^{-6} * PIP \quad (22)$$

Donde:

$\beta_w =$ Factor volumetrico del agua (bbl/STB)

Factor volumétrico del petróleo

$$\beta_o = 0.972 + 0.000147 * F^{1.175} \quad (23)$$

Donde:

$$F = GOR_{pump} * \left(\frac{SG_g}{SG_o} \right)^{0.5} + 1.25 * T \quad (24)$$

Factor volumétrico del gas

$$\beta_g = \frac{5.04 * Z * T}{PIP} \quad (25)$$

Donde

Z : Factor de compresibilidad del gas

T : temperatura ($^{\circ}R$)

Cálculo de la cantidad de gas producido

$$Gas\ total = \frac{Q_o * GOR}{1000} \quad (26)$$

Cálculo de la cantidad de gas en solución en la entrada de la bomba

$$Gas\ en\ solución = \frac{Q_o * GOR_{pump}}{1000} \quad (27)$$

Cálculo de gas libre

$$Gas\ libre = Gas\ total - Gas\ en\ solución \quad (28)$$

4.1.1.5.2 Cálculo del volumen total a la entrada de la bomba

Volumen de petróleo

$$V_o = Q_o * \beta_o \quad (29)$$

Volumen de gas

$$V_g = Gas\ libre * \beta_g \quad (30)$$

Volumen de agua.

$$V_w = Q_w * \beta_w \quad (31)$$

Volumen de fluido total a la entrada de la bomba.

$$V_t = V_o + V_g + V_w \quad (32)$$

4.1.1.5.3 Calculo del porcentaje de gas libre en la entrada de la bomba

$$\%Gas\ libre = \frac{V_g}{V_t} * 100 \quad (33)$$

4.1.2 Selección de la Bomba

La selección de la bomba es un proceso riguroso, elegida en función del caudal deseado y de la presión diferencial a vencer.

Para que la bomba logre levantar el fluido a la superficie, se necesita vencer la presión diferencial que matemáticamente es expresada así:

$$Presion_{dif} = PDP - PIP \quad (34)$$

Donde:

$PDP = presión\ de\ descarga\ a\ la\ bomba$

$PIP = presión\ de\ entrada\ a\ la\ bomba$

Otros parámetros se analizan luego de haber seleccionado la bomba para elegir los componentes de accionamiento de la misma como son: velocidad de operación, consumo de potencia, torque y carga axial.

4.1.2.1 Velocidad de bombeo operacional

Es la velocidad a la cual la bomba va a trabajar en función del caudal deseado y el caudal teórico a una determinada eficiencia, matemáticamente expresado de la siguiente manera:

$$Vel. Oper = Caudal deseado * \left(\frac{100 RPM}{Tasa teor. de la bomba} \right) * Eficiencia \quad (35)$$

4.1.2.2 Requerimiento de energía

Es la potencia requerida para poder accionar la bomba a la velocidad operacional, para determinar la potencia, se utiliza la siguiente formula:

$$HP = \frac{Q_D * (PDP - PIP) * 2.51}{136000 * Eficiencia} \quad (36)$$

Donde:

$HP = Potencia requerida (hp)$

$Q_D = Caudal deseado (bbl/dia)$

4.1.2.3 Requerimiento de torque

En el sistema ESPCP existe dos componentes de torque, denominados como torque por fricción y torque hidráulico.

El torque por fricción es determinado en un banco de prueba en función de la interferencia del rotor y estator, otra forma de estimar este torque es mediante el torque hidráulico.

$$Torque_{fricción} = 10\%(Torque_{hidráulico}) \quad (37)$$

El torque hidráulico es el generado para vencer la presión diferencial de la bomba al levantar fluido, puede determinarse, mediante, la siguiente ecuación:

$$Torque_{hidráulico} = Caudal * Presion\ diferencial * 0.0897 \quad (38)$$

4.1.2.4 Carga axial

La carga axial es una fuerza de compresión generada por el peso de la columna hidrostática sobre el rotor de la bomba PCP, la unidad utilizada es el kips (kilo libras).

4.1.3 Selección del motor

La selección del motor relaciona la potencia requerida por la bomba y protectores; y el torque generado a un caudal deseado, generalmente, es sobredimensionado. En el presente estudio el diámetro interno del casing de producción, no es problema para los motores serie 456.

- Torque requerido por la bomba.
- Hp requeridos por la bomba y protectores.
- Diámetro interno del casing.
- Temperatura del pozo.

Generalmente, los motores PMM trabajan con una velocidad de fluido de paso de 0.5 ft/s, la mitad requerida de un motor tipo jaula de ardilla; cuando no se tiene la velocidad apropiada se recurren a accesorios extras en la instalación como camisas o capsulas que, acortan el área de flujo para optimizar este parámetro, la velocidad de paso y temperatura de carcasa son inversamente proporcionales, teniendo así a mayor velocidad de paso, disminución de temperatura.

4.1.4 Selección del protector

La selección del protector depende de la carga axial generada por la bomba, el total de kilo libras necesarias para soportar esta carga determina, que protector utilizar, también debe considerarse la velocidad operacional y el torque transmitido por el motor que este dentro del rango óptimo del componente para una eficiencia aceptable.

4.1.5 Selección del cable

La selección de este componente depende de dos consideraciones, la técnica y la económica. En la consideración económica incluye el ahorro de costos del sistema como utilización de un cable usado, tipo de cable y tamaño.

Dentro de la consideración técnica se debe tener en cuenta lo siguiente:

- Caída de tensión, no debe perder 30v por cada 1000 pies.
- Amperaje utilizado, en función de la placa del motor.
- Espacio entre tubería de revestimiento y de producción.

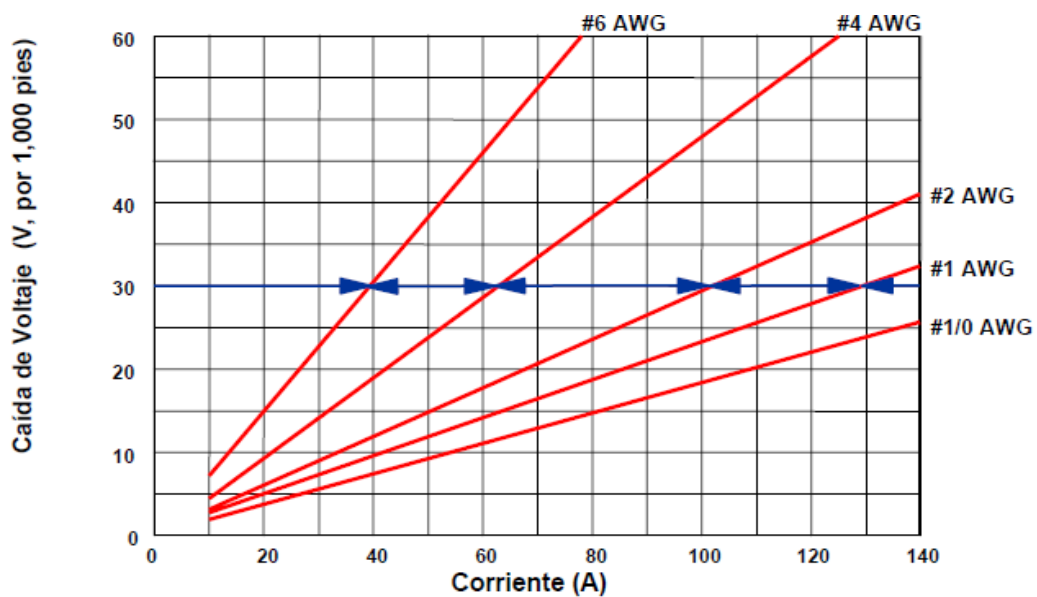


Figura 18. Caída de tensión en el cable cada 1000 pies.

Fuente: Schlumberger.

Para el desarrollo del proyecto, se utiliza un software de simulación a condiciones de operación y selección de componentes para el sistema ESPCP, el software manejado es el PC-Pump.

4.1.6 Simulación en el Software PC-Pump

Es un software de la compañía C-FER Technologies, confiable y con un entorno amigable al usuario, desarrollado específicamente para simulación de componentes de bombeo de cavidad progresiva, cuenta con una base amplia de modelos de distintos fabricantes para la selección de componentes y simulación de sistemas PCP y ESPCP.

Se utiliza el software en el proyecto con la finalidad de omitir los cálculos manuales que, generalmente, conlleva un gasto de tiempo innecesario y un porcentaje de error considerable al realizar análisis de parámetros requeridos para la selección de componentes de fondo y condiciones de operación.

Los datos ingresados en el software deben ser exactos para obtener una buena simulación, ya que los resultados son el reflejo de las parámetros ingresados y componentes seleccionados, de tal manera se deben seguir los pasos mencionados a continuación:

- Ingresar la geometría del pozo.
- Ingresar información de revestimiento de pozo y tubing de producción.
- Especificar las propiedades del fluido
- Especificar las condiciones de operación.
- Selección y Configuración de los equipos del sistema
- Examinar los resultados.

4.1.6.1 Ingreso de la geometría del pozo

Es importante ingresar estos datos para saber la profundidad y DLS donde se instalará la bomba PCP. En la pestaña Wellbore Geometry se ingresan el survey del pozo, existen dos formas de ingreso de datos; la forma manual, es indicando en cada celda la profundidad MD, inclinacion y azimuth; la otra forma es exportar un archivo .xml con los datos mencionados en la forma manual. El programa va calculando en forma directa el dogleg y profundidad TVD.

The screenshot shows the 'Wellbore Geometry' window with a 'Table' tab selected. The table has columns for 'Stn #', 'Measured Depth (ftKB)', 'Hole Angle (°)', 'Azimuth (°)', and a 'Dogleg Severity' section with sub-columns for 'Overall (°/100ft)', 'Vertical (°/100ft)', 'Plan (°/100ft)', 'Hole Angle Change (°/100ft)', 'Vertical Depth (ft)', 'Horizontal Distance (ft)', 'Latitude (ft)', 'Departure (ft)', and 'Vertical Section (ft)'. Two rows of data are visible, both with values of 0.00.

Stn #	Measured Depth (ftKB)	Hole Angle (°)	Azimuth (°)	Dogleg Severity									
				Overall (°/100ft)	Vertical (°/100ft)	Plan (°/100ft)	Hole Angle Change (°/100ft)	Vertical Depth (ft)	Horizontal Distance (ft)	Latitude (ft)	Departure (ft)	Vertical Section (ft)	
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.00	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Figura 19. Ingreso de geometría de pozo.

Fuente: PC-Pump, C-FER Technologies.

4.1.6.2 Ingreso de información de revestimiento y tubing de producción

En la pestaña Tubulars, se selecciona el tipo de casing por diámetro externo y peso, luego se ingresa la profundidad a la que está la tubería; el mismo procedimiento se sigue para registrar el tubing de producción, también está disponible otra pestaña llamada “Shroud”, que es utilizada para encamisar al motor.

The screenshot shows the 'Tubulars' window with the 'Production casing' tab selected. The table has columns for 'Casing Size and Weight', 'Length (ft)', 'Top (ftKB)', 'Bottom (ftKB)', and 'Drift Diameter (in)'. Two rows of data are visible.

Casing Size and Weight	Length (ft)	Top (ftKB)	Bottom (ftKB)	Drift Diameter (in)
9.625 in x 47.00 lbs/ft	7156.0	0.0	7156.0	8.5
7.000 in x 26.00 lbs/ft	1598.0	7156.0	8754.0	6.2

Figura 20. Ingreso de casing y tubing

Fuente: PC-Pump, C-FER Technologies.

4.1.6.3 Especificar las propiedades del fluido

En esta pestaña se ingresa las propiedades del fluido y se escoge el tipo de fluido multifásico, además se especifica la viscosidad del petróleo, este dato es del pozo EDYJ-081, tomado del PVT para el yacimiento M2, siendo el pozo más representativo por similares características.

Las correlaciones utilizadas en los pozos, están dadas por el BOD, el cual facilitó la empresa operadora Petroamazonas EP, estas son:

- Dead Oil Viscosity → Beggs and Robinson
- Saturated Oil Viscosity → Beggs and Robinson
- Solution GOR → Standing
- Bubble Point → Standing

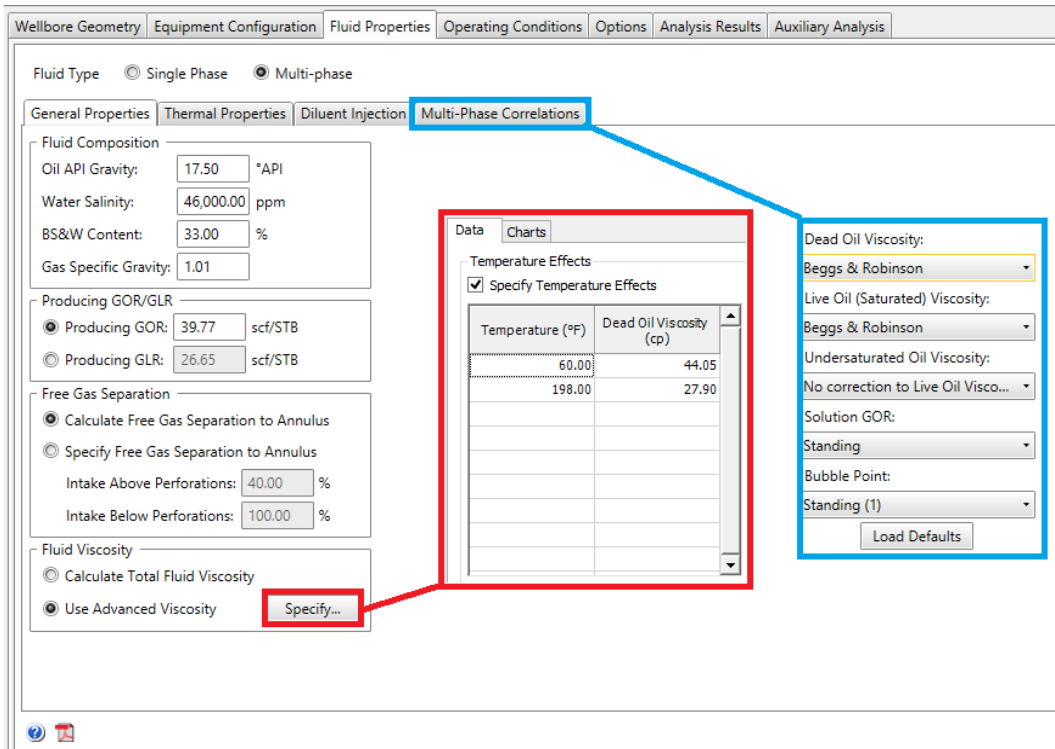


Figura 21. Especificación de propiedades del fluido.

Fuente: PC-Pump, C-FER Technologies.

4.1.6.4 Especificar las condiciones de operación

En este segmento se deben especificar las condiciones de operación que va a trabajar la bomba, para la simulación de este proyecto se selecciona el caudal requerido y se especifica el IPR en el modelo lineal “Índice de Productividad”, se utiliza este modelo por la razón de que el IP está presente en el BOD de los pozos.

Otros datos requeridos son la presión de tubing y casing, así mismo la temperatura de fondo y de cabeza de pozo.

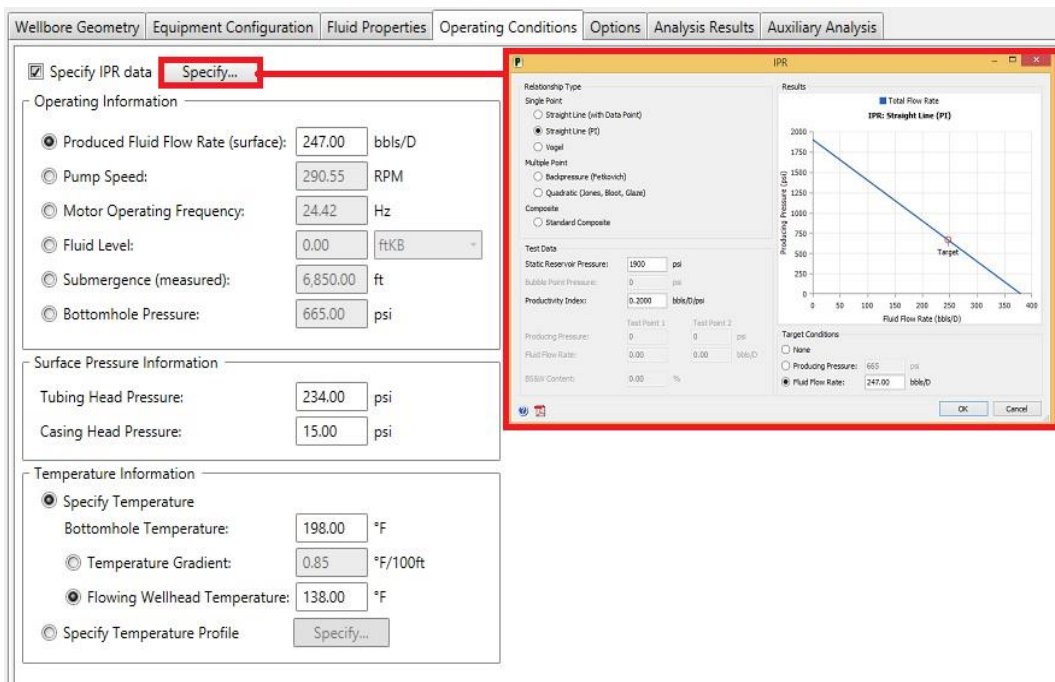


Figura 22. Especificación de condiciones de operación.

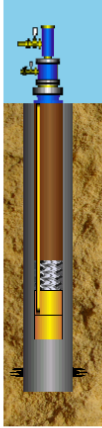
Fuente: PC-Pump, C-FER Technologies.

4.1.6.5 Selección y configuración de los equipos del sistema

En la pestaña Equipment Configuration se debe seleccionar la bomba, motor, protector y cable, de acuerdo, con los requerimientos del pozo. En el presente proyecto se utiliza una eficiencia para las bombas PCP de 90% y torque de fricción de 50 ft-lbs para todos los casos.

Wellbore Geometry | Equipment Configuration | Fluid Properties | Operating Conditions | Options | Analysis Results | Auxiliary Analysis

Artificial Lift Type
 PCP ESPCP



Pump Seating Measured Depth 6,850.00 ftKB
 Mid-perforations Measured Depth 8,096.00 ftKB

Tubulars

Type	Top (ftKB)	Bottom (ftKB)	Description
Production casing	0.0	7156.0	9.625 in x 47.00 lbs/ft
Production casing	7156.0	8754.0	7.000 in x 26.00 lbs/ft
Tubing	0.0	6833.6	API EUE:3.500 in x 9.30 lbs/ft

Downhole Drive Equipment

Description
Motor: Borets (Motor, PCP B 456 PL200P 48HP)
Drive Assembly: Borets (5MSB103)
Cable: Schlumberger 1/7 ELB G4F (REDALEAD)

Pump

Description
Borets (503-6600 10)
Pump Displacement: 1.006 bbls/D/RPM
Pressure: 2900.8 psi
Pump Friction Torque: 50 ft-lbs
Pump Volumetric Efficiency: 90.0 %

Figura 23. Selección y configuración de equipos.

Fuente: PC-Pump, C-FER Technologies.

4.1.6.6 Resultados

Después de ingresar todos los datos y especificar modelos, se procede a calcular y examinar los resultados, el software muestra un sumario de los principales parámetros hallados y los posibles errores que pueden presentarse en el diseño, así también los resultados detallados por componente, el mismo que se puede exportar a un archivo .pdf.

Analysis Results - Drive Equipment

Drive Assembly				
Company	Borets			
Model	5MSB103			
Type	Thrust Module, Seal			
Gearbox Reduction	1 :1			
Overall Efficiency	80.0 % Maximum			
Thrust Loading	49.8 %			
	Input	Output	Maximum	% Maximum
Speed	291 RPM	291 RPM	1500 RPM	19.4 %
Torque	339.4 ft-lbs	271.5 ft-lbs	985.4 ft-lbs	27.6 %
Power	18.8 hp	15.0 hp	187.7 hp	8.0 %

Figura 24. Resultados de la simulación.

Fuente: PC-Pump, C-FER Technologies.

4.2 SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS

El yacimiento M2 posee un crudo altamente viscoso y de gravedad API baja, es por ello que se seleccionó para el área de estudio de este proyecto, además de tener fallas prematuras en el sistema de levantamiento artificial actual en algunos pozos, que no da buen indicio que el sistema sea el correcto. Los pozos de este yacimiento presentan características aplicables para el sistema ESPCP que conllevan a un estudio de factibilidad técnico y económico.

A continuación, de manera promedio, se indican las características de los pozos en este yacimiento:

- Todos los pozos son desviados y horizontales.
- Las profundidades promedio de los pozos están en 9000 MD.
- Terminaciones con Casing intermedio de 9 5/8" y liner de 7".
- Bajo Índice de productividad promedio de 0.5 bbl/psi.
- GOR promedio de 66.3 scf/bbl.
- Viscosidad alta entre 27cp a 48 cp a temperatura de yacimiento.

Los pozos punzados en el yacimiento M2 son 32 en total, de los cuales 15 permanecen activos y 17 inactivos, se presentan en la tabla 6.

Tabla 6. Pozos perforados en el yacimiento M2.

POZO	Estado	TVD
EDYA-059M2	Inactivo	7683,84
EDYC-028M2	Inactivo	7684,65
EDYC-094R1M2	Inactivo	7800,14
EDYC-123R1M2	Inactivo	7698
EDYD-014M2	Activo	7700,05
EDYD-038M2	Activo	7749
EDYD-066M2	Activo	7667,57
EDYD-085M2	Inactivo	7640,8
EDYD-089M2	Inactivo	7685,74
EDYD-113M2	Inactivo	7675,05

EDYD-176M2	Inactivo	7764,43
EDYD-178M2	Inactivo	7661,86
EDYD-180M2	Activo	7679,78
EDYD-183M2	Inactivo	7637,27
EDYF-117M2	Inactivo	7654,99
EDYG-034M2	Inactivo	7757
EDYG-036M2	Inactivo	7740,54
EDYG-045M2	Activo	7775,72
EDYG-046S1M2	Inactivo	7745,01
EDYG-170M2	Activo	7700,37
EDYG-171M2	Activo	7696
EDYH-137M2	Activo	7719
EDYH-147HM2	Activo	7505,81
EDYJ-071M2	Inactivo	7596,62
EDYJ-072M2	Inactivo	7690,7
EDYJ-081M2	Activo	7705,39
EDYJ-82HS1M2	Activo	7494,15
EDYK-126M2	Activo	7546,34
EDYK-129HM2	Activo	7234,69
EDYK-135S1M2	Inactivo	7242,85
EDYK-167S1M2	Activo	7677,11
EDYT-158HM2	Activo	7491,93

Fuente: Departamento de Operaciones, Petroamazonas EP.

Elaborado por: Salcedo Terán Pedro Bernardo.

4.2.1 Criterios para la selección de pozos.

Como ya se mencionó en el capítulo 2 los rangos de operación del sistema ESPCP, se elabora criterios de aplicabilidad en función de estos rangos, con el objetivo de seleccionar pozos que presenten estas características y poder estudiar la factibilidad, las consideraciones para la selección de pozos en el yacimiento M2 son las siguientes:

- Pozos con estado inactivo: este criterio es en base a la parte económica por el recobro de la inversión, ya que, al reactivarlos, se incrementa la producción del campo y se tiene un ingreso neto al recuperar el caudal producido por el pozo.

- Días operativos (Run Life) debido a falla prematura < 365 días: la falla prematura del sistema indica su ineficiencia ya sea por características del yacimiento o incorrecto manejo operacional.
- Pozos con bajo índice de productividad (IP) < 0.5 bbl/psi: pozos con un caudal bajo, debido a que la bomba PCP no es aplicable a grandes volúmenes.
- Severidad de pata de perro DLS < 3.5°/100ft.: al momento de la instalación puede afectarse el cable al pasar por DLS altos; así también el asentamiento de la bomba no puede aplicarse en DLS >1.5°/100ft.
- Profundidad menor a 10000 TVD: considerada la máxima profundidad de aplicación del sistema ESPCP.

Los pozos seleccionados por los criterios antes descritos se muestran en la tabla 7, donde el sistema ESP presentó ineficiencia, dando fallas prematuras debido a la baja gravedad API, alta viscosidad y contenido de sólidos.

Tabla 7. Selección de pozos para la implementación del sistema ESPCP.

POZO	Días de operación	Problema	Fecha Instalación/ Fecha Apagado
EDYD-113M2	221	Atascamiento del eje	26/04/2017 03/12/2017
EDYJ-071M2	322	Taponamiento ESP	02/05/2016 20/03/2017
EDYJ-072M2	150	Taponamiento/Ruptura de eje	22/10/2017 21/03/2018

Fuente: Departamento de Operaciones, Petroamazonas EP.

Elaborado por: Salcedo Terán Pedro Bernardo.

4.2.2 Selección de equipos del sistema ESPCP

Para la selección de componentes del sistema, se elige un solo equipo ESPCP para todos los pozos, ya que estos presentan similares características operacionales, luego se procede a la simulación y obtención de resultados para evaluar individual y técnicamente, la aplicación.

El equipo seleccionado es de la empresa Borets y proviene de las condiciones de operación de los pozos, encontrándose presiones diferenciales no mayores a 3000 psi y caudales máximos de 320 BFPD, se presenta los componentes con sus especificaciones en la tabla 8.

Tabla 8. Detalle del Equipo seleccionado ESPCP.

Selección de la bomba	Modelo	Borets (503-6600 10)	
	Conexión del estator	3.5	pg
	Levantamiento neto	6689	ft
	Presión diferencial	2901	psig
	Longitud de la bomba	16.40	ft
	Diámetro Externo	3.543	pg
	Angulo del rotor barrido	37	grad
Selección del motor PMM	Modelo	PCP B 456 PL200P 48 HP	
	Diámetro Externo	4.56	pg
	Longitud	28.90	ft
	Potencia Nominal	48	hp
	Voltaje de placa nominal	1025	volt
	Temperatura máx. bobinado	392	°F
	Numero de polos	10	-
	Identificación de placa	27	Amp
Selección Protector y accionamiento	Modelo	5MSB103	
	Tipo	Accionamiento y Protector	
	Diámetro Externo	4.055	pg
	Longitud	14.80	ft
	Requerimiento de potencia	3.75	hp
	Max. Torque	985.38	Ft-lbs
	Max. Potencia	187.74	hp
	Max. Velocidad	1500	rpm
	Max. carga de empuje	22.03	kips
	Selección del cable eléctrico	Modelo	SLB 1/7 ELB G4F
Tipo		FLAT	
Max. Temp. del conductor		450	°F
Espesor total		0.669	pg
Longitud total del equipo		60.1	ft

Fuente: Software PC-Pump.

Elaborado por: Salcedo Terán Pedro Bernardo.

En la figura 25 se presentan la carta de la bomba **Borets (503-6600 10)**, donde se observa la capacidad de producción vs la velocidad de operación, además en la figura 26 muestra la potencia de eje requerida vs el diferencial de presión de operación.

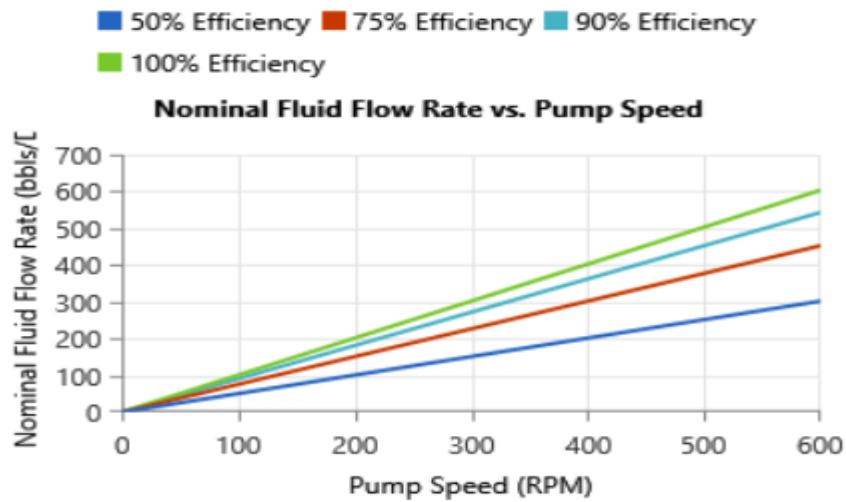


Figura 25. Carta de Q nominal vs Velocidad de la bomba Borets (503-6600 10)

Fuente: PC-Pump, C-FER Technologies.

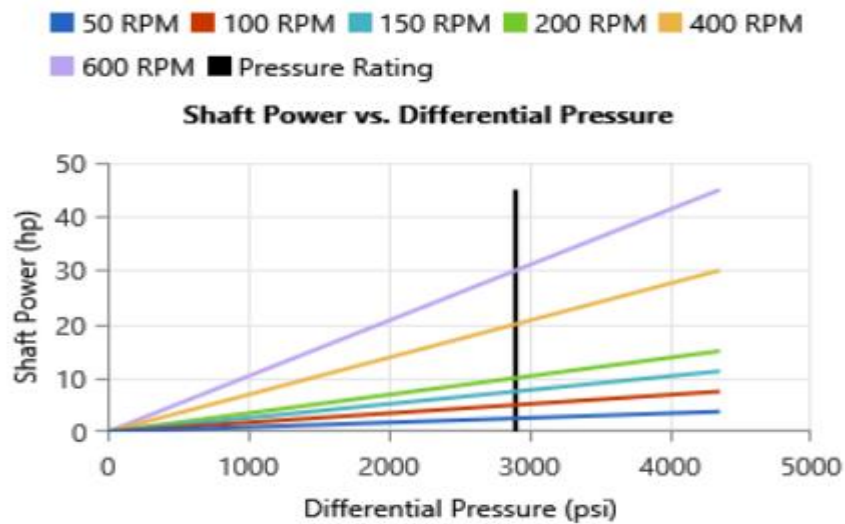


Figura 26. Carta de Potencia de eje vs Presión diferencial de la bomba Borets (503-6600 10)

Fuente: PC-Pump, C-FER Technologies.

4.2.3 Pozo EDYD-113

4.2.3.1 Reacondicionamientos

De acuerdo con información de Petroamazonas, posee 6 reacondicionamientos, a continuación, se presenta los trabajos realizados solo en el yacimiento M2.

Reacondicionamiento No.4, inició el 15 de mayo de 2013, se disparó intervalos de la arenisca M2 5 DPP normal y 5 DPP propelente de 8080 – 8088ft. Se bajó una completación con Y tool y equipo ESP FLEX-10 (119+119 etapas), motor 120hp, 2125V y 35Amp.

Reacondicionamiento No.5, inició el 19 de abril de 2017, se recupera equipo anterior con anomalías en los siguientes componentes: eje roto entre protector, intake y bomba; protector superior dos cámaras contaminadas; se baja completación con Y tool y equipo ESP WD1000 de (132+132+88 etapas), motor 200HP, 2140V y 54Amp.

Reacondicionamiento No.6, inició el 5 de enero de 2018, se recupera equipo anterior con anomalías en los siguientes componentes: descarga, giro de conjunto trabado; bomba superior, internamente con solidos; protector superior las tres cámaras con fluido de pozo. Se baja completación con Y tool y equipo ESP WE1500 de la compañía ALKHORAYEF, motor 200hp, 2140V y 54Amp.

4.2.3.2 Historial de producción

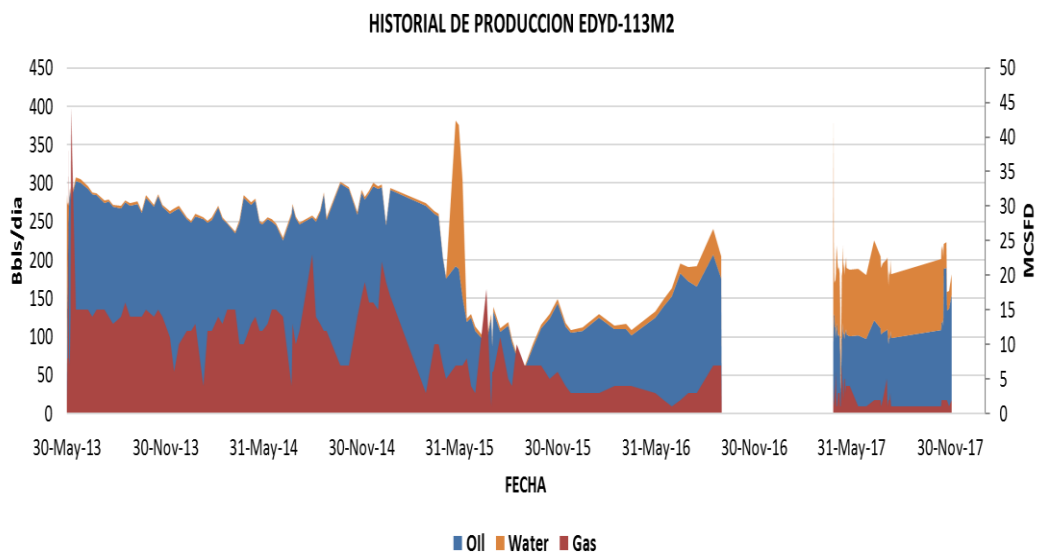


Figura 27. Historial de producción EDYD-113M2.

Fuente: Departamento de Operaciones, Petroamazonas EP.

4.2.3.3 Datos del pozo

La tabla 9 muestra los datos de entrada del pozo EDYD-113 al software PC-Pump, para obtener los resultados de la simulación con el equipo seleccionado.

Tabla 9. Información del pozo EDYD-113.

Casing	Superficial	13.325	pg
		54.5	lb/ft
	Intermedio	9.625	pg
		47	lb/ft
	Producción	7	pg
		26	lb/ft
Tubing		3.5	pg
		9.2	lb/ft
Mitad de perforados		7046 TVD	ft
		8096 MD	ft
Profundidad del pozo		7596.62 TVD	Ft
Profundidad propuesta Intake ESP		6850 MD	Ft
		5995 TVD	ft
Máximo DLS		3.1 @ 1000 MD	°/100ft
DLS @ Profundidad Intake		0.1	°/100ft
Presión de reservorio		1900	Psig
Presión de fondo fluyente		665	Psig
Datos de producción			
Producción deseada (Qd)		247	BFPD
Corte de agua		33	%
Índice de productividad (IP)		0.20	STB/psig
Presión en la cabeza del pozo (Pwh)		234	psig
Relación gas-petróleo (GOR)		39.77	SCF/STB
Condiciones del fluido del pozo			
Temperatura de fondo (BHT)		198	°F
Gravedad específica del agua (SGwater)		1.03	
Gravedad API del petróleo		17.5	°API
Gravedad específica del gas		1.01	
Salinidad del agua		46000	ppm
Presión del punto de burbuja (Pb)		637	psig
Viscosidad		17.5 @ 198°F	cp

Fuente: Departamento de Operaciones, Petroamazonas EP.

Elaborado por: Salcedo Terán Pedro Bernardo.

4.2.3.4 Simulación y resultados

Inicialmente, se realizó la simulación con la profundidad propuesta del BOD con el sistema de levantamiento artificial anterior, presentando una PIP 235.96 psi menor a la Pb y la velocidad del fluido al paso del motor de 0.06 ft/s.

La PIP es muy baja, teniendo que dar mayor profundidad a la bomba con el objetivo de disminuir la viscosidad del crudo por temperatura y que no exista gas libre en el intake por motivo de conservar el elastómero, la velocidad del fluido tampoco es la apropiada para el motor y se debería encamisar para optimizar ese flujo.

Para la selección de una nueva profundidad de asentamiento se considera que se debe de escoger la profundidad con un Dogleg bajo con un máximo de 1.5. En la figura 28, se presenta el dog leg vs profundidad MD, la profundidad escogida es de 8097ft @ 0.27DLS, las nuevas condiciones de operación para la bomba se presentan en la tabla 10.

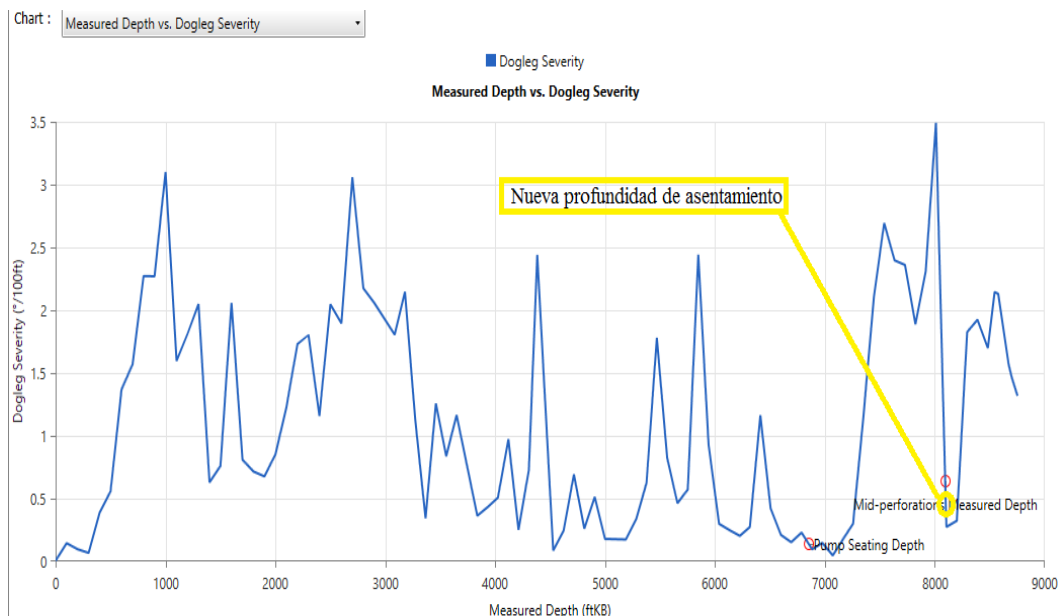


Figura 28. Profundidad MD vs DLS, pozo EDYD-113.

Fuente: Departamento de Operaciones, Petroamazonas EP.

Tabla 10. Condiciones de operación para la bomba del pozo EDYD-113

Parámetros	Cálculos	Unidades
PIP	681.40	Psig
PDP	3552.61	Psig
Presión diferencial	2871.21	Psig
Perdidas de flujo	4.48	Psig
Gas dentro de la bomba	0	%
Eficiencia de separación gas	100	%
Frecuencia de operación	24.04	Hz
Velocidad de operación	285.81	Rpm

Fuente: Software PC-Pump.

Elaborado por: Salcedo Terán Pedro Bernardo.

Los resultados de la simulación se encuentran en el anexo 2, en la tabla 11 se presentan un resumen de los resultados de parámetros de fondo con los componentes seleccionados y un criterio que cumplen las condiciones de operación en el rango de especificación por fabricante. El encamisado utilizado es de 5.5”, para la instalación además se debe considerar bajar con protectores de equipo en cada brida para dar seguridad al cable y centralizador de 6”.

Tabla 11. Resultados de la simulación ESPCP Pozo EDYD-113.

Componente	Parámetros	Resultados	Criterio
Bomba	Torque	308.20 ft-lbs	Puede manejar el volumen de producción deseado.
	Carga axial	12.82 kips	
	Potencia	16.77 hp	
Conjunto de accionamiento y Protector	Carga de empuje	58.20%	81.7% Eficiencia, los resultados operan dentro del rango.
	Torque	31.28%	
	Potencia	8.93%	
	Velocidad	19.05%	
Motor	Salida de potencia	20.53 hp	84.1% Eficiencia, carga de operación dentro de los parámetros.
	Carga de motor	74.12%	
	Temperatura de skin	214.25°F	
	Velocidad del fluido	0.732 ft/s	
Cable	Voltaje de superficie	634 V	Las pérdidas del cable son menores a 30V/1000ft
	Voltaje del motor	591 V	
	Consumo de corriente	18.4 Amp	
	Perdida voltaje/1000ft	0.0053V/1000ft	

Fuente: Software PC-Pump.

Elaborado por: Salcedo Terán Pedro Bernardo.

4.2.3.5 Consideraciones para el trabajo de reacondicionamiento

El diagrama que se muestra en el anexo 1, indica que el pozo presenta una completación de fondo con tope a 7856.27ft, como propuesta para asentar la bomba debajo de los perforados se debe retirar la completación fondo, aislar la arenisca U Inferior y bajar una completación simple de producción.

Para aislar la Arenisca U Inferior, se debe realizar un trabajo de squeeze y bajar dos tapones CIBP con el objetivo de evitar comunicación entre arenas, el intervalo a realizar la cementación es de 8334 – 8340ft, para ello se debe colocar un tapón CIBP a 8346ft y retenedor a 8330ft, bombear la lechada y asentar tapón CIBP a +/- 8200ft, las profundidades en MD.

4.2.4 Pozo EDYJ-071

4.2.4.1 Reacondicionamientos

De acuerdo con información de Petroamazonas, posee 8 reacondicionamientos, a continuación, se presenta los trabajos realizados solo en el yacimiento M2.

Reacondicionamiento No.4, inició el 15 de septiembre de 2011 se disparó la arenisca M2 con propelente los intervalos de 8290 – 8304ft y de 8248 – 8264ft. Se bajo una completación simple y equipo ESP GN-1300 de 103 etapas.

Reacondicionamiento No.5, inició el 18 de marzo de 2012, se recuperó completación simple y equipo anterior. Se asentó un tapón CIBP a 8280ft para aislar el cuerpo inferior, se disparó la arenisca M2 de 8228 – 8233ft más propelente y se re-disparó de 8248 – 8264ft. Se bajo un equipo ESP D1150N 178.

Reacondicionamiento No.6, inició el 11 de octubre de 2013, se recuperó equipo anterior, realizaron una limpieza y se realizó fracturamiento hidráulico con

15000lbs de carbolita a una presión de 3545, se bajó un equipo ESP P3(260 +260 etapas) motor 120HP, 2125 V y 35Amp.

Reacondicionamiento No.7 inició el 28 de octubre de 2014, se recuperó equipo anterior con anomalías: bomba inferior giro trabado, eje roto y juego axial duro; se bajó equipo ESP P-8X de 226 etapas en encapsulado de 7" BTC sin Y tool.

Reacondicionamiento No.8, inició el 26 de abril de 2016, recuperan equipo anterior, descarga taponada con sólidos, bomba superior e inferior con giro trabado y presencia de solidos; se bajó completación simple y equipo ESP D460N con encamisado de 5 ½".

4.2.4.2 Historial de producción

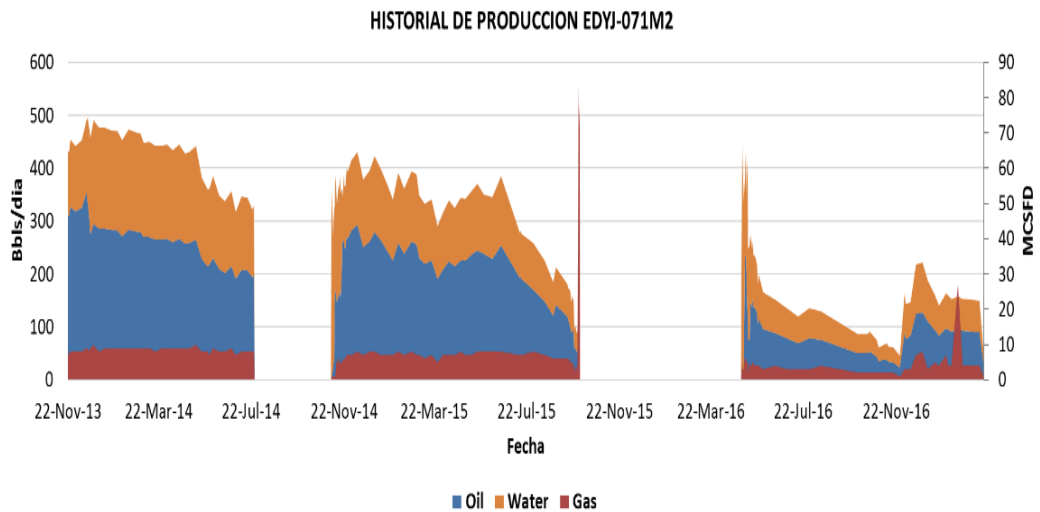


Figura 29. Historial de producción Pozo EDYJ-071M2.

Fuente: Departamento de Operaciones, Petroamazonas EP.

4.2.4.3 Datos del pozo

La tabla 12 muestra los datos de entrada del pozo EDYJ-071 al software PC-Pump, para realizar un análisis de los resultados de la simulación con el equipo seleccionado.

Tabla 12. Información del pozo EDYJ-071.

Datos del pozo			
Casing	Superficial	13.325	pg
		54.5	lb/ft
	Intermedio	9.625	Pg
		47	lb/ft
	Producción	7	Pg
		26	lb/ft
Tubing		2.875	pg
		8.6	lb/ft
Mitad de perforados		8266 MD	ft
		7051 TVD	ft
Profundidad del pozo		7596.62 TVD	ft
Profundidad propuesta Intake ESP		6900 MD	ft
		5935 TVD	ft
Máximo DLS		2.99 @ 1625 MD	°/100ft
DLS @ Profundidad Intake		0.29	°/100ft
Presión de reservorio		2180	psig
Presión de fondo fluyente		995	psig
Datos de producción			
Producción deseada (Qd)		320	BFPD
Corte de agua		40	%
Índice de productividad (IP)		0.27	STB/psig
Presión en la cabeza del pozo (Pwh)		230	psig
Relación gas-petróleo (GOR)		60	SCF/STB
Condiciones del fluido del pozo			
Temperatura de fondo (BHT)		198	°F
Gravedad específica del agua (SGwater)		1.02	
Salinidad del agua		30000	ppm
Gravedad API del petróleo		16	°API
Gravedad específica del gas		0.98	
Presión del punto de burbuja (Pb)		637	Psig
Viscosidad		17.95 @ 198°F	Cp

Fuente: Departamento de Operaciones, Petroamazonas EP.

Elaborado por: Salcedo Terán Pedro Bernardo.

4.2.4.4 Simulación y resultados

Al igual que el pozo anterior se realizó la simulación con la profundidad propuesta del sistema de levantamiento artificial anterior, teniendo como resultado una PIP de 532.21 psi menor a la Pb, profundizando la bomba obtendremos una PIP mayor para evitar tener gas libre en la bomba, en la figura 30 se observa que no se tiene

DLS altos después del primer asentamiento propuesto, siendo factible, técnicamente, profundizar un poco más, se selecciona a 7360 pies con un dog leg de 0.04°

Con la nueva simulación la velocidad de fluido de paso al motor es 0.072 ft/s, no apropiada para la refrigeración, ya que la temperatura de carcasa del mismo está en 267.62°F , ligeramente sobrepasando con la de especificación de fabricante. Para optimizar la velocidad del flujo al paso del motor y por ende disminuir la temperatura de carcasa se debería instalar el motor con una camisa de 5.5”.

Una nueva simulación se realiza con el objetivo de tomar las consideraciones planteadas encamisando el motor, además se recomienda bajar con protectores de equipo para dar seguridad al cable y no se aplaste en el momento de la instalación.

En la tabla 13 se muestran las condiciones de operación para la selección de la bomba con la nueva profundidad de asentamiento.

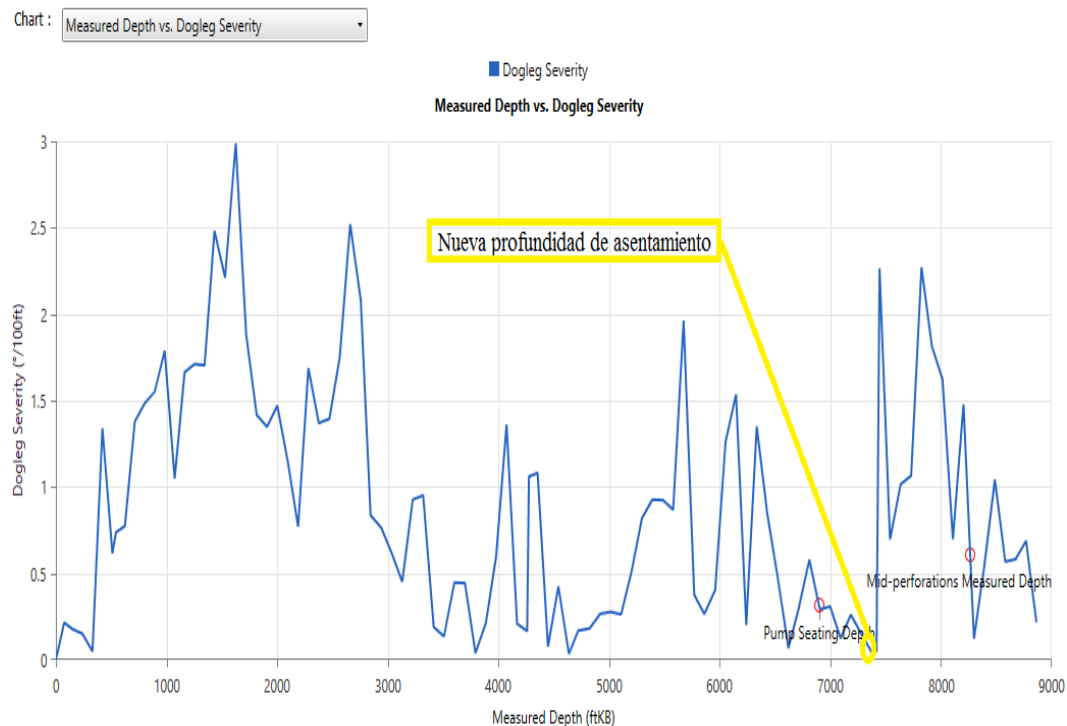


Figura 30. Profundidad MD vs DLS, pozo EDYJ-071.

Fuente: Departamento de Operaciones, Petroamazonas EP.

Tabla 13. Condiciones de operación para la bomba del pozo EDYJ-071

Parámetros	Cálculos	Unidades
PIP	689.61	Psig
PDP	2826.80	Psig
Presión diferencial	2137.19	Psig
Perdidas de flujo	14.20	Psig
Gas dentro de la bomba	0	%
Eficiencia de separación gas	58.81	%
Frecuencia de operación	31.11	Hz
Velocidad de operación	371.08	rpm

Fuente: Software PC-Pump.

Elaborado por: Salcedo Terán Pedro Bernardo.

Los resultados de la simulación se encuentran en el anexo 2, en la tabla 14 se presentan un resumen de los resultados de parámetros de fondo con los componentes seleccionados y un criterio que cumplen el rango de especificación con las condiciones de operación.

Tabla 14. Resultados de la simulación ESPCP Pozo EDYJ-071.

Componente	Parámetros	Resultados	Criterio
Bomba	Torque	242.19 ft-lbs	Puede manejar el volumen de producción deseado.
	Carga axial	9.57 kips	
	Potencia	17.11 hp	
Conjunto de accionamiento y Protector	Carga de empuje	43.4%	82% Eficiencia, los resultados operan dentro del rango.
	Torque	24.6%	
	Potencia	9.1%	
	Velocidad	24.7%	
Motor	Salida de potencia	20.87 hp	86.34% Eficiencia, carga de operación dentro de los parámetros.
	Carga de motor	58.22%	
	Temperatura de skin	202.51°F	
	Velocidad del fluido	0.951ft/s	
Cable	Voltaje de superficie	795 V	96.28% Eficiencia, las pérdidas del cable son menores a 30V/1000ft
	Voltaje del motor	765 V	
	Consumo de corriente	14.1 Amp	
	Perdida voltaje/1000ft	0.0040V/1000ft	

Fuente: Software PC-Pump.

Elaborado por: Salcedo Terán Pedro Bernardo.

4.2.4.5 Consideraciones para el trabajo de reacondicionamiento

De acuerdo, con el diagrama del pozo que se encuentra en el anexo 1, indica que posee una completación simple y un tapón CIBP a 8280', el cual a la nueva profundidad de asentamiento de la bomba no influye en condiciones mecánicas, el trabajo es de solo pulling.

4.2.5 Pozo EDYJ-072

4.2.5.1 Reacondicionamientos

De acuerdo, con información de Petroamazonas, posee 5 reacondicionamientos, a continuación, se presenta los trabajos realizados solo en el yacimiento M2.

Reacondicionamiento No.3, inició el 28 de junio de 2013, se recuperó equipo anterior y se realizó un trabajo de fracturamiento a la arenisca M2, se baja equipo ESP compuesta por dos bombas FLEX 10 (119 y 85 etapas), motor de 126 hp, 2300 volt y 33 amp.

Reacondicionamiento No.4, inició el 19 de julio de 2016, se recuperó equipo ESP anterior con los siguientes detalles: protector con la cámara 1,2 contaminada, se baja equipo ESP compuesto de dos bombas Novomet NHV200 (86+179 etapas) y N406 MPP 940 de 13 etapas, motor 100hp, 1980volts, 32.5amp.

Reacondicionamiento No.5, inicio el 12 de octubre de 2017, se recuperó equipo anterior con detalles de contaminación en la cámara 1,2,3 en el protector. Se realiza disparos en los intervalos 8145 – 8151ft y 8156 – 8162ft a 12 DPP con cargas PJ NOVA, las unidades en MD, se bajó equipo ESP 3 bombas NHV250(103+103+13 etapas), motor 135hp, 3150volts, 21.3amp, reinician operaciones el 26 de octubre porque en la evaluación la salinidad no corresponde a la arenisca M2 e incrementa drásticamente en la presión intake por posible daño mecánico, sacando equipo ESP con

los siguientes detalles: las tres bombas con giro atascado y presencia de sólidos, protector con la primera cámara contaminada.

Luego bajan equipo ESP con las mismas características y realizan arranque, sin presentar novedad en los giros, realizan prueba de producción y finalizan operaciones el 1 de noviembre de 2017.

4.2.5.2 Historial de producción

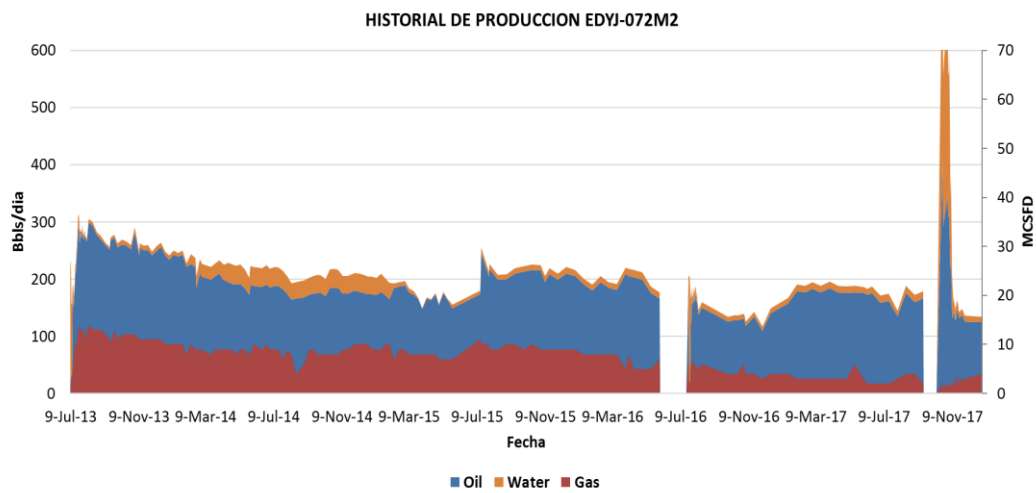


Figura 31. Historial de producción Pozo EDYJ-072M2

Fuente: Departamento de Operaciones, Petroamazonas EP.

4.2.5.3 Datos del pozo

La información que se muestra en la tabla 15 es la ingresada en el software PC-Pump para realizar la simulación con el equipo seleccionado ESPCP.

Tabla 15. Información del pozo EDYJ-072.

Datos del pozo			
Casing	Superficial	13.325	Pg
		54.5	lb/ft
	Intermedio	9.625	Pg
		47	lb/ft
Producción	7	Pg	

		26	lb/ft
Tubing		2.875	pg
		8.6	lb/ft
Mitad de perforados		8156 MD	ft
		7040 TVD	ft
Profundidad del pozo		7690.70 TVD	ft
Profundidad propuesta Intake		7500 MD	ft
		6472 TVD	ft
Máximo DLS		3.63 @ 7837.8 ft	°/100ft
DLS @ Profundidad Intake		0.76	°/100ft
Presión de reservorio		2450	psig
Presión de fondo fluente		632	psig
Datos de producción			
Producción deseada (Qd)		200	BFPD
Corte de agua		6	%
Índice de productividad (IP)		0.11	STB/psig
Presión en la cabeza del pozo (Pwh)		260	psig
Relación gas-petróleo (GOR)		42	SCF/STB
Condiciones del fluido del pozo			
Temperatura de fondo (BHT)		203	°F
Gravedad específica del agua (SGwater)		1.01	
Salinidad del agua		45000	ppm
Gravedad API del petróleo		17	°API
Gravedad específica del gas		0.98	
Presión del punto de burbuja (Pb)		337	Psig
Viscosidad		4.86 @ 203°F	Cp

Fuente: Departamento de Operaciones, Petroamazonas EP.

Elaborado por: Salcedo Terán Pedro Bernardo.

4.2.5.4 Simulación y resultados

Se realiza la simulación con la profundidad propuesta del BOD para sistema ESP, dando como resultado una PIP de 407.64 psi mayor a la Pb en este pozo, además, técnicamente, no es factible bajar por debajo de los perforados, porque al observar la figura 32, se refleja un DLS de 3.63°/100ft a 7837ftMD, no siendo recomendable bajar la completación de ESPCP, dejando de tal manera la profundidad propuesta del BOD.

La velocidad del flujo de paso al motor es 0.135 considerada no apropiada, así como la temperatura de carcasa con un valor de 277.96°F sobrepasando la especificación

del fabricante en rangos de operación, teniéndose que considerar en la instalación el motor con una camisa, para optimizar la velocidad de paso y disminuir la temperatura, el encamisado de 5.5” es el propuesto.

Con estas nuevas consideraciones se realiza una nueva simulación, se recomienda bajar con centralizador de 6” y protectores de cable en cada brida para dar seguridad al momento de la instalación. En la tabla 16 se muestran las condiciones de operación para la selección de la bomba con la profundidad propuesta del BOD.

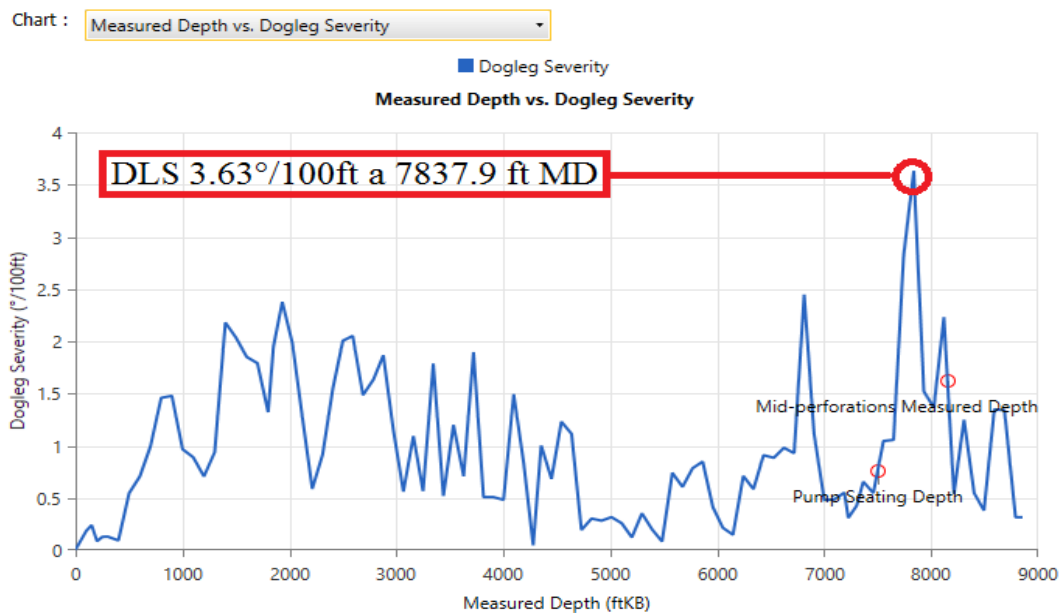


Figura 32. Profundidad MD vs DLS, pozo EDYJ-072.

Fuente: Departamento de Operaciones, Petroamazonas EP.

Tabla 16. Condiciones de operación para la bomba del pozo EDYJ-072.

Parámetros	Cálculos	Unidades
PIP	420.40	Psig
PDP	2833.90	Psig
Presión diferencial	2413.50	Psig
Perdidas de flujo	4.07	Psig
Gas dentro de la bomba	0	%
Eficiencia de separación	22.19	%
Frecuencia de operación	19.70	Hz
Velocidad de operación	233.89	rpm

Fuente: Software PC-Pump.

Elaborado por: Salcedo Terán Pedro Bernardo.

Los resultados de la simulación se encuentran en el anexo 2, en la tabla 17 se presentan un resumen de los resultados de parámetros de fondo con los componentes seleccionados y un criterio de cumplir las condiciones de operación.

Tabla 17. Resultados de la simulación Pozo EDYJ-072.

Componente	Parámetros	Resultados	Criterio
Bomba	Torque	267.94 ft-lbs	Puede manejar el volumen de producción deseado.
	Carga axial	10.80 kips	
	Potencia	11.89 hp	
Conjunto de accionamiento y Protector	Carga de empuje	49%	76% Eficiencia, los resultados operan dentro del rango.
	Torque	27.1%	
	Potencia	6.3%	
	Velocidad	15.6%	
Motor	Salida de potencia	15.65 hp	83.22% Eficiencia, carga de operación dentro de los parámetros.
	Carga de motor	68.96%	
	Temperatura skin	230.56°F	
	Velocidad del fluido	0.599ft/s	
Cable	Voltaje de superficie	522 V	92.79% Eficiencia, Las pérdidas del cable son menores a 30V/1000ft
	Voltaje del motor	485 V	
	Consumo de corriente	17.2 Amp	
	Perdida voltaje/1000ft	0.0050V/1000ft	

Fuente: Software PC-Pump.

Elaborado por: Salcedo Terán Pedro Bernardo.

4.2.4.5 Consideraciones para el trabajo de reacondicionamiento

El diagrama del pozo que se encuentra en el anexo 1, indica que posee una completación de producción simple, la profundidad propuesta es la misma que con el sistema ESP, el trabajo de reacondicionamiento solo es de pulling.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS ECONÓMICO

El análisis económico se realiza con el objetivo de evaluar el proyecto a los diferentes escenarios propuestos con indicadores económicos para ver la factibilidad de ejecución, en el presente estudio la factibilidad de implementación del sistema ESPCP tiene dos propuestas en diferentes escenarios, ya que Petroamazonas EP desde hace varios años realiza renta de equipos de levantamiento artificial, se plantea el estudio en las dos situaciones: en la adquisición y alquiler.

5.1 ESTIMACIÓN DEL PRECIO DEL BARRIL

Para el análisis económico de los pozos seleccionados y ver la factibilidad económica en función de indicadores, es necesario fijar un precio al barril de petróleo, en este análisis se realiza un promedio mensual a corte en septiembre 2019 con el crudo referencial WTI.

Tabla 18. Precios del crudo WTI

Precio Crudo WTI	
Periodo	Precio (dólares)
Enero 2019	51,63
Febrero 2019	54,98
Marzo 2019	58,16
Abril 2019	63,87
Mayo 2019	60,73
Junio 2019	54,68
Julio 2019	57,51
Agosto 2019	54,84
Septiembre 2019	56,86
Promedio	57,03

Elaborado por: Salcedo Terán Pedro Bernardo.

Fuente: Banco Central del Ecuador

El petróleo del Yacimiento M2 posee 16°API, comparado con el crudo referencial WTI debe ser castigado por no tener las mismas características, se realiza el cálculo del precio barril por castigo, siendo menor a 25° se aplica la siguiente formula:

$$\$ \text{ Barril} = \left(1 + \left((API_{M2} - API_{WTI}) * \frac{1.3}{100} \right) \right) * (\text{Prec WTI} - \text{Castigo}) \quad (39)$$

Donde:

$\$ \text{ Barril} = \text{Precio del barril}$

$API_{M2} = 16^\circ$

$API_{WTI} = 39.6$

$\text{Precio WTI promedio de últimos 6 meses} = 57.03$

$\text{Castigo} = 6.05$

Utilizando la formula anterior, el precio promedio por barril castigado es de \$ 35,34.

5.2 ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

Los yacimientos, generalmente, van perdiendo energía, a su vez las tasas de producción decrecen con el tiempo, para el análisis económico se necesita estimar la producción con una declinación del caudal de petróleo, el yacimiento M2 se ajusta a una declinación exponencial utilizando la siguiente formula:

$$q = q_i e^{-D_i t} \quad (40)$$

Donde:

$q = \text{tasa de producción a cualquier periodo días, meses, años}$

$q_i = \text{tasa inicial de producción}$

$D_i = \text{tasa de declinación}$

$t = \text{periodo de tiempo de producción}$

Para realizar un modelo de estudio más ajustado, se definen las tasas de declinación por pozo, información que es otorgada por la empresa Petroamazonas EP.

- Tasa de declinación mensual pozo EDYD-113: 1.91%
- Tasa de declinación mensual pozo EDYJ-071: 4.16%
- Tasa de declinación mensual pozo EDYJ-072: 3.64%

5.3 INGRESOS

Los ingresos son el total de dólares generados por la venta de barriles de petróleo producidos, la producción es multiplicada por el precio de barril estimado en \$ 35,34.

5.3.1 Análisis de sensibilidad.

Para el estudio se plantea tres escenarios pesimista, probable y optimista, la tasa de variación para cada escenario es estimada por los precios de los últimos tres años.

Tabla 19. Precio del crudo WTI Anual

Año	Precio Anual(dólares)	Variación
2015	48,74	-
2016	43,21	-0,11
2017	50,91	0,18
2018	64,90	0,27
Promedio de Variación		0,11

Elaborado por: Salcedo Terán Pedro Bernardo.

Fuente: Banco Central del Ecuador

La tasa de variación para cada escenario es de 11%, de esta condición para el pesimista se considera un decremento al precio calculado, para el escenario optimista la tasa incrementa el precio del barril, quedando de la siguiente manera:

- Pesimista \$ 31,34
- Probable \$ 35,34
- Optimista \$ 39,34

5.4 EGRESOS

El costo operativo por barril es fijado por la empresa Petroamazonas EP, para el campo Edén Yuturi el valor es \$ 7,14. En la situación de adquisición de equipos es el único valor de egresos, mientras que para el alquiler de equipos debe sumarse el precio de renta diaria estimada en el 0.15% del costo total de equipos.

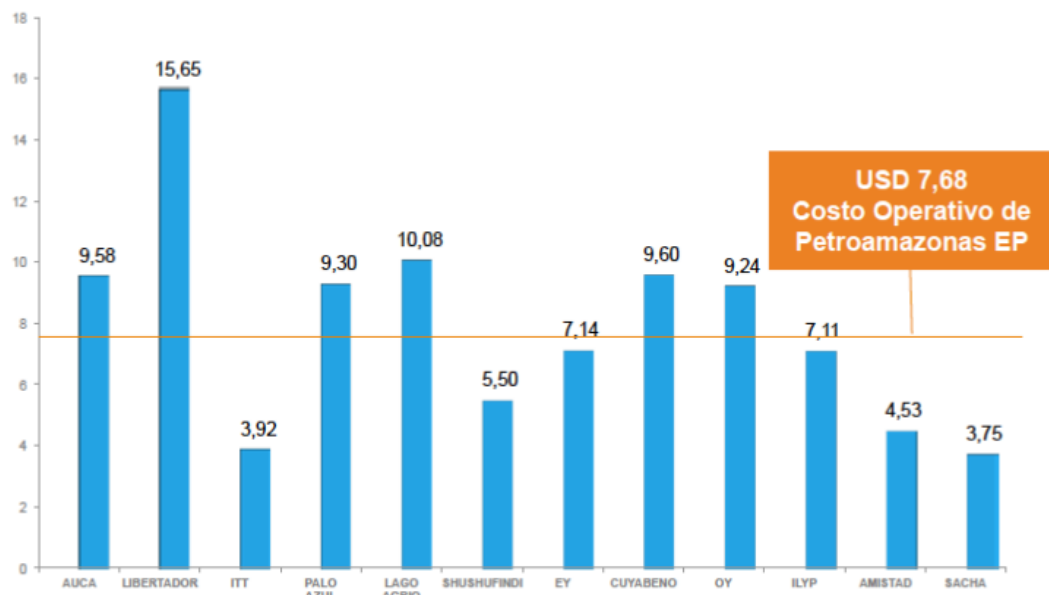


Figura 33. Costo Operativo de Petroamazonas EP.

Fuente: Petroamazonas EP.

5.5 INVERSIÓN

La inversión es el valor que representa implementar el sistema ESPCP a los tres pozos seleccionados, otro valor adicional a tomar en cuenta es que para instalar los componentes se necesita de un reacondicionamiento de pozo.

EL costo de equipos ESPCP tiene un valor de \$ 265106,24, el costo del reacondicionamiento varia por cada pozo, es así que se detalla individualmente en el análisis de costos estimados.

5.6 INDICADORES ECONÓMICOS

5.6.1 Valor Actual neto

“El Valor Actual Neto de un proyecto es el valor actual/presente de los flujos de efectivo netos de una propuesta, entendiéndose por flujos de efectivo netos la diferencia entre los ingresos periódicos y los egresos periódicos. Para actualizar esos flujos netos se utiliza una tasa de descuento denominada tasa de expectativa o alternativa/oportunidad, que es una medida de la rentabilidad mínima exigida por el proyecto que permite recuperar la inversión, cubrir los costos y obtener beneficios.” (Mete, 2014, p69).

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{\text{Flujo neto de caja}}{(1 + TMAR)^t} - I_0 \quad (41)$$

Donde:

$VAN =$ Valor Actual Neto

$TMAR =$ Tasa mínima aceptable de rendimiento(%)

$t =$ Periodo de tiempo

$I_0 =$ Inversión inicial

La tasa mínima aceptable de rendimiento para el proyecto es del 12% anual. De acuerdo al valor del VAN se determina si el proyecto es viable para su ejecución, de tal manera con los siguientes criterios:

- $VAN > 0$, el proyecto es considerado viable, genera beneficios
- $VAN \leq 0$, el proyecto es considerado indiferente no genera beneficios y no es viable

5.6.2 Tasa Interna de Retorno

“Es otro criterio utilizado para la toma de decisiones sobre los proyectos de inversión y financiamiento. Se define como la tasa de descuento que iguala el valor presente de los ingresos del proyecto con el valor presente de los egresos. Es la tasa

de interés que, utilizada en el cálculo del Valor Actual Neto, hace que este sea igual a 0.” (Mete, 2014, p71)

La ecuación utilizada es la siguiente:

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{\text{Flujo neto de caja}}{(1 + TIR)^t} - I_o \quad (42)$$

$$VAN = 0$$

Donde:

TIR = Tasa interna de retorno (%)

Para que el proyecto sea viable el valor del TIR, debe ser mayor a la tasa mínima aceptable de rendimiento.

- $TIR > TMAR$, el proyecto es considerado viable

5.6.3 Relación Beneficio/costo

La relación Beneficio/costo determina la viabilidad del proyecto entre la razón del flujo de caja a una tasa mínima aceptable de rendimiento y la inversión inicial, el criterio para hallar que el proyecto sea beneficioso es el siguiente:

- $\text{Beneficio/costo} > 1$, el proyecto es considerado viable para la ejecución

Matemáticamente, es expresada de la siguiente manera:

$$\text{Beneficio/costo} = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{\text{Flujo neto de caja}}{(1 + TMAR)^t}}{I_o} \quad (43)$$

5.6.4 Periodo de recuperación de inversión

También llamado PRI por sus abreviaturas, es un indicador que expresa en que tiempo se va a recuperar el monto invertido, de acuerdo, con el valor logra darse que el periodo puede ser extenso siendo deprimente, o en corto tiempo siendo viable. Para determinar se utiliza de manera gráfica el FNE vs Tiempo, como se observa en la figura 34 en la intersección del eje, o con la siguiente formula que de igual manera se debe visualizar en el flujo de caja el ultimo valor negativo y seguido el valor correspondiente a positivo:

$$PRI = \frac{-FNE_{negativo}}{(-FNE_{negativo} + FNE_{positivo}) + NPeriodo_{negativo}} \quad (44)$$

Donde:

$FNE_{negativo}$ = Flujo Neto efectivo negativo

$FNE_{positivo}$ = Flujo Neto efectivo positivo

$NPeriodo_{negativo}$ = Numero de Periodo del ultimo valor negativo

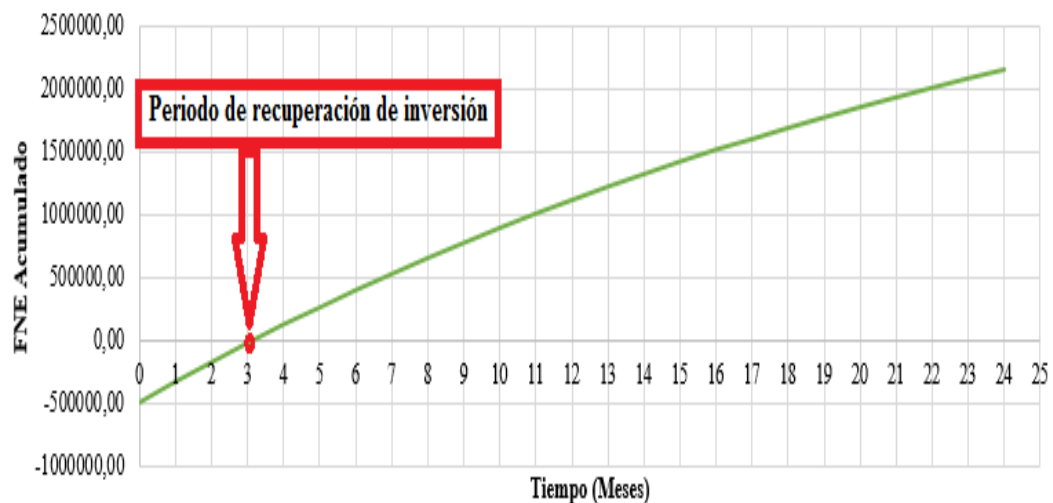


Figura 34. Representación del Periodo de recuperación de inversión

Elaborado por: Salcedo Terán Pedro Bernardo.

5.7 ANÁLISIS ECONÓMICO EDYD-113

5.7.1 Análisis de la declinación del pozo EDYD-113M2

Como se mencionó, el pozo EDYD-113 para el yacimiento M2 se ajusta a una declinación exponencial con una tasa mensual de 1.91%

Tabla 20. Declinación de la tasa de petróleo del pozo EDYD-113M2

Días	MESES	PETRÓLEO	MENSUAL	ACUMULADO
		BPPD	MB/MES	MBARRILES
31	oct-19	165	5,130	5,130
30	nov-19	162	4,870	10,000
31	dic-19	159	4,937	14,937
31	ene-20	156	4,843	19,780
29	feb-20	153	4,444	24,225
31	mar-20	150	4,661	28,885
30	abr-20	147	4,424	33,310
31	may-20	145	4,485	37,795
30	jun-20	142	4,258	42,053
31	jul-20	139	4,316	46,369
31	ago-20	137	4,234	50,603
30	sep-20	134	4,019	54,622
31	oct-20	131	4,074	58,697
30	nov-20	129	3,868	62,565
31	dic-20	126	3,921	66,486
31	ene-21	124	3,846	70,332
28	feb-21	122	3,408	73,740
31	mar-21	119	3,702	77,442
30	abr-21	117	3,514	80,956
31	may-21	115	3,562	84,518
30	jun-21	113	3,382	87,900
31	jul-21	111	3,428	91,327
31	ago-21	108	3,363	94,690
30	sep-21	106	3,192	97,882

Fuente: Departamento de Operaciones, Petroamazonas EP.

Elaborado por: Salcedo Terán Pedro Bernardo.

5.7.2 Situación con adquisición de equipos del sistema ESPCP Pozo EDYD-113

Tabla 21. Costos estimados con adquisición de equipos ESPCP del pozo EDYD-113.

Evento	Descripción	Cantidad	Unidad	Precio Unitario	Total con IVA
Movilización	Movilización de torre	1	día	32000,00	35840,00
Pulling	Servicio de torre	4	día	7773,36	34824,65
	Servicio de slickline	24	hora	120,00	3225,60
	Servicio de llave hidráulica	1	EA	13800,00	15456,00
Running	Servicio de torre	3	día	7773,36	26118,49
	Servicio de slickline	24	hora	120,00	3225,60
	Servicio inspección de tubería	1	EA	5000,00	5600,00
	Servicio de corrida de tubería	1	EA	15000,00	16800,00
	Materiales de completación		EA	33727,50	38326,71
	Tubing 3 1/2 (225 reutilizados)	44	EA	341,23	16815,81
	Bandas	40	EA	6,95	311,19
	Protectores de cable	269	EA	70,37	21199,71
Generales	Servicio de transporte	1	día	5000,00	5600,00
	Servicio de catering	100	EA	7,00	784,00
	Servicio camión vacum	72	Hora	43,85	3536,06
	Permiso SH	1	EA	2500,00	2800,00
	Materiales generales	1	EA	9200,00	10304,00
	Combustibles y lubricantes	1	EA	4640,00	5196,80
	Aceite, grasas	1	EA	136,00	152,32
	Rentas generales (frak tank)	1	día	448,00	501,76
	Materiales química del pozo	1	EA	6606,66	7399,46
Cementación	Servicio de torre	2	día	7773,36	17412,33
	Servicio de squeeze	1	día	17500,00	19600,00
	Materiales CIBP	1	EA	4500,00	5040,00
Contingencias (20%)					51548,76
Costo de reacondicionamiento					267240,21
Sistema de producción	Equipo ESPCP				265106,24
	Equipo de superficie			86400	96768
	Equipo de fondo			150302	168338,24
COSTO TOTAL DE LA IMPLEMENTACIÓN					532346,45

Fuente: Departamento de Operaciones, Petroamazonas EP.

Elaborado por: Salcedo Terán Pedro Bernardo.

El valor de inversión correspondiente a la implementación con adquisición de equipos es de \$ 532346,45, en el anexo 3 se encuentra el flujo de caja realizado para la obtención de los valores de indicadores económicos propuestos, se representa de manera gráfica el periodo de recuperación de la inversión en la figura 35.

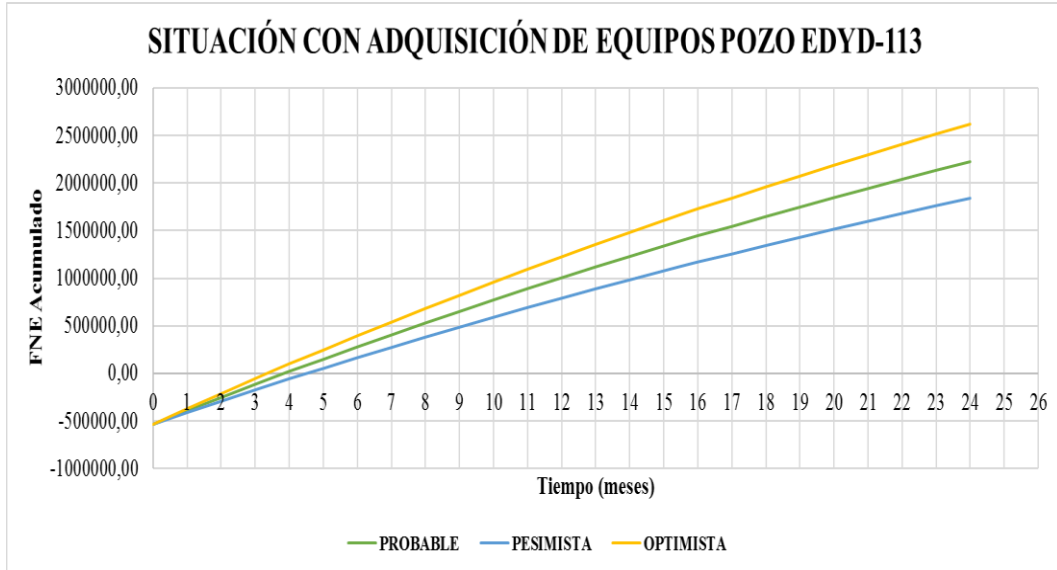


Figura 35. Representación del periodo de recuperación con adquisición de equipo pozo EDYD-113.

Elaborado por: Salcedo Terán Pedro Bernardo.

En la tabla 22, se presenta los resultados obtenidos del análisis económico con los indicadores para la evaluación del proyecto, el cual muestra en los diferentes escenarios con la adquisición de equipos una ejecución del proyecto, económicamente, rentable, siendo el $VAN > 0$, $TIR > TMAR$, Relación beneficio/costo > 1 .

Tabla 22. Resultado del Análisis económico con adquisición de equipos pozo EDYD-113

Situación con adquisición de equipos ESPCP al pozo EDYD-113			
CRITERIOS	PROBABLE	PESIMISTA	OPTIMISTA
VAN	1933328,56	1583700,94	2282956,18
TIR	24,79%	20,92%	28,63%
BENEFICIO -COSTO	4,63	3,97	5,29
PRI	3 meses, 24 días	4 meses, 15 días	3 meses, 10 días

Elaborado por: Salcedo Terán Pedro Bernardo.

5.7.3 Situación con alquiler de equipos del sistema ESPCP Pozo EDYD-113

Tabla 23. Costos estimados con alquiler de equipos ESPCP del pozo EDYD-113.

Evento	Descripción	Cantidad	Unidad	Precio Unitario	Total con IVA
Movilización	Movilización de torre	1	día	32000,00	35840,00
Pulling	Servicio de torre	4	día	7773,36	34824,65
	Servicio de slickline	24	hora	120,00	3225,60
	Servicio de llave hidráulica	1	EA	13800,00	15456,00
Running	Servicio de torre	3	día	7773,36	26118,49
	Servicio de slickline	24	hora	120,00	3225,60
	Servicio inspección de tubería	1	EA	5000,00	5600,00
	Servicio de corrida de tubería	1	EA	15000,00	16800,00
	Materiales de completación		EA	33727,50	38326,71
	Tubing 3 1/2 (225 reutilizados)	44	EA	341,23	16815,81
	Bandas	40	EA	6,95	311,19
	Protectores de cable	269	EA	70,37	21199,71
Generales	Servicio de transporte	1	día	5000,00	5600,00
	Servicio de catering	100	EA	7,00	784,00
	Servicio camión vacuum	72	Hora	43,85	3536,06
	Permiso SH	1	EA	2500,00	2800,00
	Materiales generales	1	EA	9200,00	10304,00
	Combustibles y lubricantes	1	EA	4640,00	5196,80
	Aceite, grasas	1	EA	136,00	152,32
	Rentas generales (frak tank)	1	día	448,00	501,76
	Materiales química del pozo	1	EA	6606,66	7399,46
Cementación	Servicio de torre	2	día	7773,36	17412,33
	Servicio de squeeze	1	día	17500,00	19600,00
	Materiales CIBP	1	EA	4500,00	5040,00
Contingencias (20%)					51548,76
Costo de reacondicionamiento					267240,21
Sistema de producción	Equipo ESPCP				0
	Equipo de superficie			-	-
	Equipo de fondo			-	-
COSTO TOTAL DE LA IMPLEMENTACIÓN					267240,21

Fuente: Departamento de Operaciones, Petroamazonas EP.

Elaborado por: Salcedo Terán Pedro Bernardo.

El valor de inversión correspondiente a la implementación con alquiler de equipos es de \$ 267240,21, en el anexo 3 se encuentra el flujo de caja realizado para obtener el resultado de los indicadores económicos.

En la figura 36, se muestra el valor actual neto con sus respectivos periodos, para de esta manera ilustrar en que tiempo se recupera la inversión.

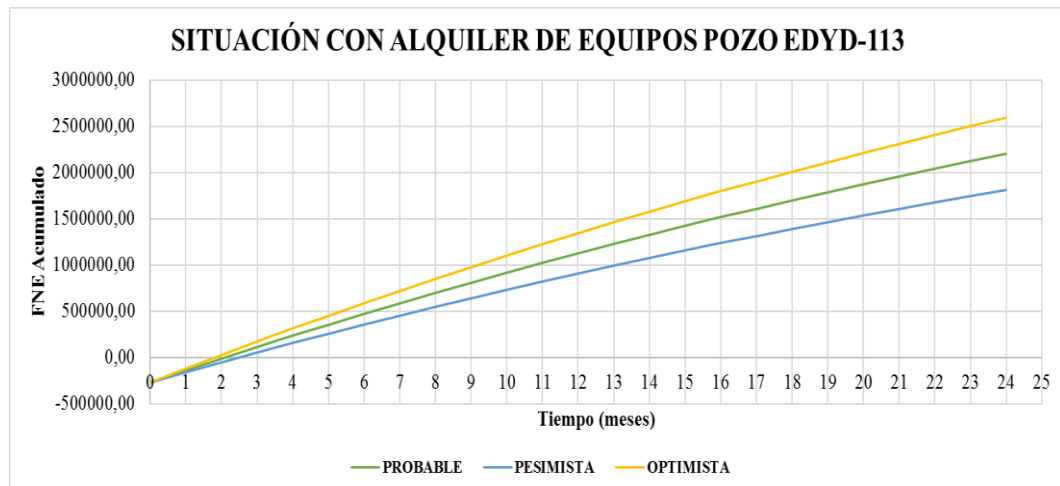


Figura 36. Representación del periodo de recuperación con alquiler de equipos pozo EDYD-113.

Elaborado por: Salcedo Terán Pedro Bernardo.

En la tabla 24, se presenta los resultados obtenidos del análisis económico con los indicadores para la evaluación del proyecto, el cual muestra en los diferentes escenarios con el alquiler de equipos para el sistema ESPCP una ejecución del proyecto, económicamente rentable, siendo el $VAN > 0$, $TIR > TMAR$, relación beneficio/costo > 1 y periodo de recuperación no mayores a 2 meses y 14 días en el peor escenario.

Tabla 24. Resultado del Análisis económico con alquiler de equipos pozo EDYD-113.

Situación con alquiler de equipos ESPCP al pozo EDYD-113			
CRITERIOS	PROBABLE	PESIMISTA	OPTIMISTA
VAN	1941110,45	1591482,82	2290738,07
TIR	47%	39,14%	54,42%
BENEFICIO -COSTO	8,26	6,96	9,57
PRI	2 meses, 1 día	2 meses, 14 días	1 mes, 24 días

Elaborado por: Salcedo Terán Pedro Bernardo.

5.8 ANÁLISIS ECONÓMICO EDYJ-071

5.8.1 Análisis de la declinación del pozo EDYJ-071

Para el pozo EDYJ-071 en el yacimiento M2, la tasa mensual de declinación es de 4.16%, los cálculos realizados están representados en la tabla 27.

Tabla 25. Declinación de la tasa de petróleo del pozo EDYJ-071

Días	MESES	PETRÓLEO	MENSUAL	ACUMULADO
		BPPD	MB/MES	MBARRILES
31	oct-19	192	5,952	5,952
30	nov-19	184	5,525	11,477
31	dic-19	177	5,477	16,954
31	ene-20	169	5,254	22,208
29	feb-20	163	4,714	26,922
31	mar-20	156	4,834	31,757
30	abr-20	150	4,488	36,244
31	may-20	143	4,448	40,693
30	jun-20	138	4,129	44,822
31	jul-20	132	4,093	48,915
31	ago-20	127	3,926	52,842
30	sep-20	121	3,645	56,487
31	oct-20	117	3,613	60,099
30	nov-20	112	3,354	63,453
31	dic-20	107	3,325	66,778
31	ene-21	103	3,189	69,967
28	feb-21	99	2,763	72,730
31	mar-21	95	2,934	75,665
30	abr-21	91	2,724	78,389
31	may-21	87	2,700	81,089
30	jun-21	84	2,507	83,595
31	jul-21	80	2,485	86,080
31	ago-21	77	2,383	88,464
30	sep-21	74	2,213	90,676

Fuente: Departamento de Operaciones, Petroamazonas EP.

Elaborado por: Salcedo Terán Pedro Bernardo.

5.8.2 Situación con adquisición de equipos del sistema ESPCP Pozo EDYJ-071

Tabla 26. Costos estimados con adquisición de equipos ESPCP del pozo EDYJ-071.

Evento	Descripción	Cantidad	Unidad	Precio Unitario	Total con IVA
Movilización	Movilización de torre	1	día	32000,00	35840,00
Pulling	Servicio de torre	3	día	7773,36	26118,49
	Servicio de slickline	24	hora	120,00	3225,60
	Servicio de llave hidráulica	1	EA	13800,00	15456,00
Running	Servicio de torre	3	día	7773,36	26118,49
	Servicio de slickline	24	hora	120,00	3225,60
	Servicio inspección de tubería	1	EA	5000,00	5600,00
	Servicio de corrida de tubería	1	EA	15000,00	16800,00
	Materiales de completación		EA	17351,35	19717,44
	Tubing 2 7/8 (224 reutilizados)	5	EA	251,00	1405,60
	Bandas	34	EA	6,95	264,51
Generales	Protectores de cable	229	EA	70,37	18047,33
	Servicio de transporte	1	día	5000,00	5600,00
	Servicio de catering	100	EA	7,00	784,00
	Servicio camión vacum	72	hora	43,85	3536,06
	Permiso SH	1	EA	2500,00	2800,00
	Materiales generales	1	EA	9200,00	10304,00
	Combustibles y lubricantes	1	EA	4640,00	5196,80
	Aceite, grasas	1	EA	136,00	152,32
	Rentas generales (frak tank)	1	día	448,00	501,76
Materiales química del pozo	1	EA	6606,66	7399,46	
Contingencias (20%)					37675,20
Costo de reacondicionamiento					226051,23
Sistema de producción	Equipo ESPCP				265106,24
	Equipo de superficie			86400	96768
	Equipo de fondo			150302	168338,24
COSTO TOTAL DE LA IMPLEMENTACIÓN					491157,47

Fuente: Departamento de Operaciones, Petroamazonas EP.

Elaborado por: Salcedo Terán Pedro Bernardo.

El valor de inversión correspondiente a la implementación con adquisición de equipos es de \$ 491157,47, en el anexo 3 se encuentra el flujo de caja realizado para obtener valores de los indicadores económicos.

En la figura 37, se muestra el flujo neto de efectivo con sus respectivos periodos, para determinar el periodo de recuperación de la inversión, en el periodo no mayor a 3 meses y 20 días en el escenario pesimista se logra recuperar la inversión.

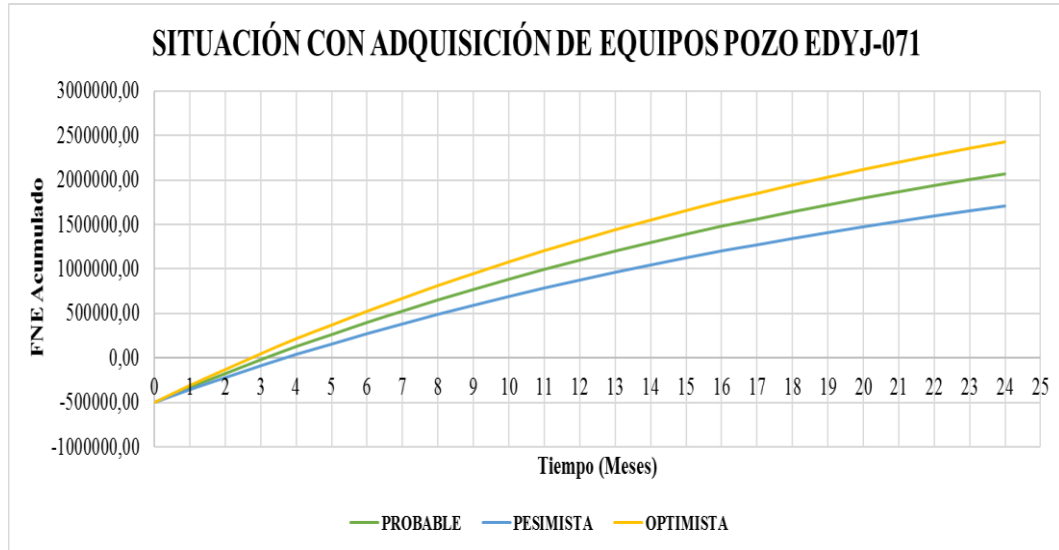


Figura 37. Representación del periodo de recuperación con adquisición de equipos pozo EDYJ-071.

Elaborado por: Salcedo Terán Pedro Bernardo.

En la tabla 27, se presenta los resultados obtenidos del análisis económico con los indicadores para la evaluación del proyecto, el cual muestra en los diferentes escenarios con la adquisición de equipos, una ejecución del proyecto, económicamente, rentable, siendo el $VAN > 0$, $TIR > TMAR$, relación beneficio/costo > 1 .

Tabla 27. Resultado del Análisis económico con adquisición de equipos pozo EDYJ-071.

Situación con adquisición de equipos ESPCP al pozo EDYJ-071			
CRITERIOS	PROBABLE	PESIMISTA	OPTIMISTA
VAN	1816638,20	1489397,54	2143878,85
TIR	29,59%	24,77%	34,40%
BENEFICIO -COSTO	4,70	4,03	5,36
PRI	3 meses, 3 días	3 meses, 19 días	2 meses, 21 días

Elaborado por: Salcedo Terán Pedro Bernardo.

5.8.3 Situación con alquiler de equipos del sistema ESPCP Pozo EDYJ-071

Tabla 28. Costos estimados con alquiler de equipos ESPCP del pozo EDYJ-071.

Evento	Descripción	Cantidad	Unidad	Precio Unitario	Total con IVA
Movilización	Movilización de torre	1	día	32000,00	35840,00
Pulling	Servicio de torre	3	día	7773,36	26118,49
	Servicio de slickline	24	hora	120,00	3225,60
	Servicio de llave hidráulica	1	EA	13800,00	15456,00
Running	Servicio de torre	3	día	7773,36	26118,49
	Servicio de slickline	24	hora	120,00	3225,60
	Servicio inspección de tubería	1	EA	5000,00	5600,00
	Servicio de corrida de tubería	1	EA	15000,00	16800,00
	Materiales de completación		EA	17351,35	19717,44
	Tubing 2 7/8 (224 reutilizados)	5	EA	251,00	1405,60
	Bandas	34	EA	6,95	264,51
Generales	Protectores de cable	229	EA	70,37	18047,33
	Servicio de transporte	1	día	5000,00	5600,00
	Servicio de catering	100	EA	7,00	784,00
	Servicio camión vacum	72	Hora	43,85	3536,06
	Permiso SH	1	EA	2500,00	2800,00
	Materiales generales	1	EA	9200,00	10304,00
	Combustibles y lubricantes	1	EA	4640,00	5196,80
	Aceite, grasas	1	EA	136,00	152,32
	Rentas generales (frak tank)	1	día	448,00	501,76
Materiales química del pozo	1	EA	6606,66	7399,46	
Contingencias (20%)					37675,20
Costo de reacondicionamiento					226051,23
Sistema de producción	Equipo ESPCP				0
	Equipo de superficie			-	-
	Equipo de fondo			-	-
COSTO TOTAL DE LA IMPLEMENTACIÓN					226051,23

Fuente: Departamento de Operaciones, Petroamazonas EP.

Elaborado por: Salcedo Terán Pedro Bernardo.

El valor de inversión correspondiente a la implementación con adquisición de equipos es de \$ 226051,23, en el anexo 3 se encuentra el flujo de caja realizado para la obtención de valores para los indicadores económicos

En la figura 38, se muestra el flujo neto efectivo acumulado con sus respectivos periodos, para de esta manera ilustrar el periodo de recuperación de la inversión, la figura indica no más de 1 mes y 23 días en el escenario pesimista, siendo el mayor tiempo para recuperar el valor de inversión.

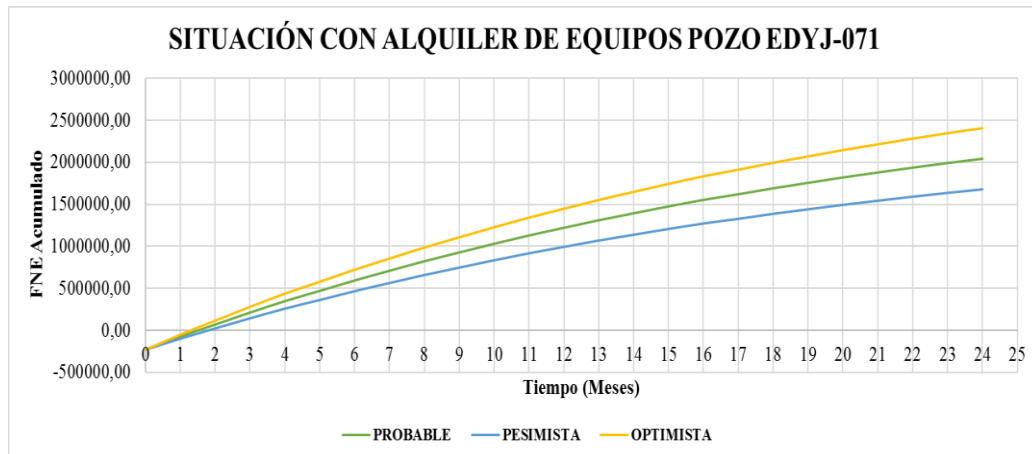


Figura 38. Representación del periodo de recuperación con alquiler de equipos pozo EDYJ-071.

Elaborado por: Salcedo Terán Pedro Bernardo.

En la tabla 29, se presenta los resultados obtenidos del análisis económico con los indicadores para la evaluación del proyecto, el cual muestra en los diferentes escenarios con el alquiler de equipos una ejecución del proyecto económicamente, rentable, siendo el $VAN > 0$, $TIR > TMAR$ y relación beneficio/costo > 1 .

Tabla 29. Resultado del Análisis económico con alquiler de equipos pozo EDYJ-071.

Situación con alquiler de equipos ESPCP al pozo EDYJ-071			
CRITERIOS	PROBABLE	PESIMISTA	OPTIMISTA
VAN	1824420,08	1497179,42	2151660,74
TIR	63,57%	53,06%	74,06%
BENEFICIO -COSTO	9,07	7,62	10,52
PRI	1 mes y 15 días	1 mes y 23 días	1 mes y 8 días

Elaborado por: Salcedo Terán Pedro Bernardo.

5.9 ANÁLISIS ECONÓMICO EDYJ-072

5.9.1 Análisis de la declinación del pozo EDYJ-072

Para el pozo EDYJ-072 en el yacimiento M2, la tasa mensual de declinación es de 3.64%, los cálculos realizados están representados en la tabla 34.

Tabla 30. Declinación de la tasa de petróleo del pozo EDYJ-072.

Días	MESES	PETRÓLEO	MENSUAL	ACUMULADO
		BPPD	MB/MES	MBARRILES
31	oct-19	188	5,828	5,828
30	nov-19	181	5,438	11,266
31	dic-19	175	5,419	16,685
31	ene-20	169	5,225	21,910
29	feb-20	163	4,713	26,624
31	mar-20	157	4,858	31,482
30	abr-20	151	4,533	36,015
31	may-20	146	4,517	40,532
30	jun-20	141	4,215	44,748
31	jul-20	135	4,200	48,947
31	ago-20	131	4,050	52,997
30	sep-20	126	3,779	56,776
31	oct-20	121	3,765	60,542
30	nov-20	117	3,514	64,056
31	dic-20	113	3,501	67,557
31	ene-21	109	3,376	70,933
28	feb-21	105	2,940	73,873
31	mar-21	101	3,139	77,012
30	abr-21	98	2,929	79,941
31	may-21	94	2,919	82,859
30	jun-21	91	2,723	85,583
31	jul-21	88	2,714	88,296
31	ago-21	84	2,617	90,913
30	sep-21	81	2,442	93,355

Fuente: Departamento de Operaciones, Petroamazonas EP.

Elaborado por: Salcedo Terán Pedro Bernardo.

5.9.2 Situación con adquisición de equipos del sistema ESPCP Pozo EDYJ-072

Tabla 31. Costos estimados con adquisición de equipos ESPCP del pozo EDYJ-072.

Evento	Descripción	Cantidad	Unidad	Precio Unitario	Total con IVA
Movilización	Movilización de torre	1	día	32000,00	35840,00
Pulling	Servicio de torre	3	día	7773,36	26118,49
	Servicio de slickline	24	hora	120,00	3225,60
	Servicio de llave hidráulica	1	EA	13800,00	15456,00
Running	Servicio de torre	3	día	7773,36	26118,49
	Servicio de slickline	24	hora	120,00	3225,60
	Servicio inspección de tubería	1	EA	5000,00	5600,00
	Servicio de corrida de tubería	1	EA	15000,00	16800,00
	Materiales de completación		EA	16737,70	19020,11
	Bandas	44	EA	6,95	342,30
	Protectores de cable	237	EA	70,37	18677,81
Generales	Servicio de transporte	1	día	5000,00	5600,00
	Servicio de catering	100	EA	7,00	784,00
	Servicio camión vacum	72	hora	43,85	3536,06
	Permiso SH	1	EA	2500,00	2800,00
	Materiales generales	1	EA	9200,00	10304,00
	Combustibles y lubricantes	1	EA	4640,00	5196,80
	Aceite, grasas	1	EA	136,00	152,32
	Rentas generales (frak tank)	1	día	448,00	501,76
	Materiales química del pozo	1	EA	6606,66	7399,46
Contingencias (20%)					37622,87
Costo de reacondicionamiento					225214,43
Sistema de producción	Equipo ESPCP				265106,24
	Equipo de superficie			86400	96768
	Equipo de fondo			150302	168338,24
COSTO TOTAL DE LA IMPLEMENTACIÓN					490320,67

Fuente: Departamento de Operaciones, Petroamazonas EP.

Elaborado por: Salcedo Terán Pedro Bernardo.

El valor de inversión correspondiente a la implementación con adquisición de equipos es de \$ 490320,67, en el anexo 3 se encuentra el flujo de caja realizado para obtener los valores de los indicadores económicos.

De acuerdo con la figura 39, donde se representa el flujo neto de efectivo en función del tiempo, el periodo de recuperación no es más de 3 meses y 20 días para el escenario pesimista, siendo atractivo el proyecto.

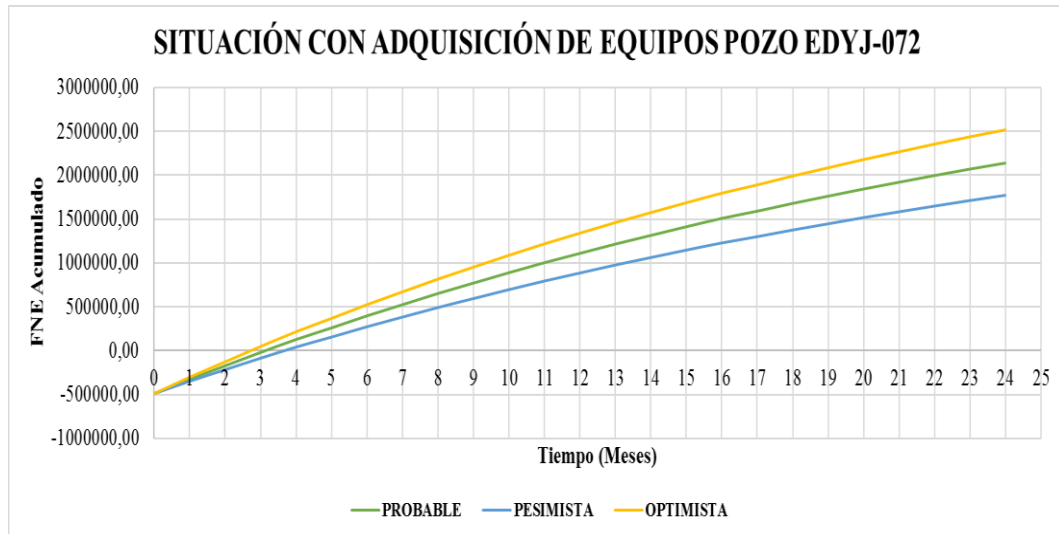


Figura 39. Representación del periodo de recuperación con adquisición de equipos pozo EDYJ-072.

Elaborado por: Salcedo Terán Pedro Bernardo.

En la tabla 32, se presenta los resultados obtenidos del análisis económico con los indicadores para la evaluación del proyecto, el cual muestra en los diferentes escenarios con la adquisición de equipo una ejecución del proyecto, económicamente, rentable, siendo el $VAN > 0$, $TIR > TMAR$ y relación beneficio/costo > 1 .

Tabla 32. Resultado del Análisis económico con adquisición de equipos pozo EDYJ-072.

Situación con adquisición de equipos ESPCP al pozo EDYJ-072			
CRITERIOS	PROBABLE	PESIMISTA	OPTIMISTA
VAN	1880075,25	1543958,00	2216192,49
TIR	29,44%	24,71%	34,15%
BENEFICIO -COSTO	4,83	4,15	5,52
PRI	3 meses y 10 días	3 meses y 20 días	2 meses y 22 días

Elaborado por: Salcedo Terán Pedro Bernardo.

5.9.3 Situación con alquiler de equipos del sistema ESPCP Pozo EDYJ-072

Tabla 33. Costos estimados con alquiler de equipos ESPCP del pozo EDYJ-072.

Evento	Descripción	Cantidad	Unidad	Precio Unitario	Total con IVA
Movilización	Movilización de torre	1	día	32000,00	35840,00
Pulling	Servicio de torre	3	día	7773,36	26118,49
	Servicio de slickline	24	hora	120,00	3225,60
	Servicio de llave hidráulica	1	EA	13800,00	15456,00
Running	Servicio de torre	3	día	7773,36	26118,49
	Servicio de slickline	24	hora	120,00	3225,60
	Servicio inspección de tubería	1	EA	5000,00	5600,00
	Servicio de corrida de tubería	1	EA	15000,00	16800,00
	Materiales de completación		EA	16737,70	19020,11
	Bandas	44	EA	6,95	342,30
	Protectores de cable	237	EA	70,37	18677,81
Generales	Servicio de transporte	1	día	5000,00	5600,00
	Servicio de catering	100	EA	7,00	784,00
	Servicio camión vacum	72	hora	43,85	3536,06
	Permiso SH	1	EA	2500,00	2800,00
	Materiales generales	1	EA	9200,00	10304,00
	Combustibles y lubricantes	1	EA	4640,00	5196,80
	Aceite, grasas	1	EA	136,00	152,32
	Rentas generales (frak tank)	1	día	448,00	501,76
	Materiales química del pozo	1	EA	6606,66	7399,46
Contingencias (20%)					37622,87
Costo de reacondicionamiento					225214,43
Sistema de producción	Equipo ESPCP				0
	Equipo de superficie			-	-
	Equipo de fondo			-	-
COSTO TOTAL DE LA IMPLEMENTACIÓN					225214,43

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Salcedo Terán Pedro Bernardo.

El valor de inversión correspondiente a la implementación con alquiler de equipos es de \$ 225214,43, en el anexo 3 se encuentra el flujo de caja realizado para obtener los valores de los indicadores económicos.

En la figura 40, se muestra el flujo neto de efectivo con sus respectivos periodos, el periodo de recuperación de la inversión es menor a 2 meses para los 3 escenarios propuestos.

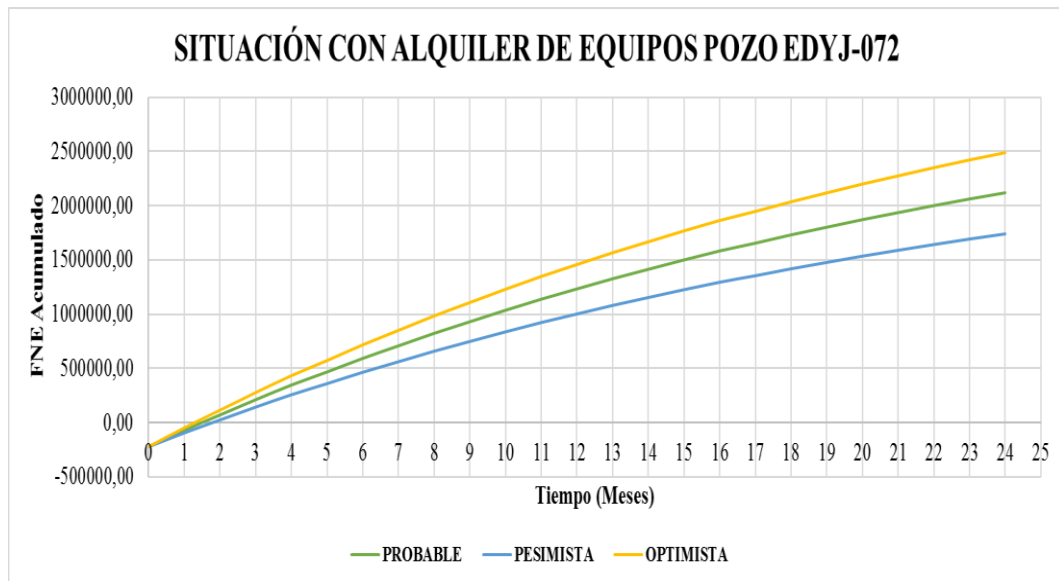


Figura 40. Representación del periodo de recuperación con alquiler de equipos pozo EDYJ-072.

Elaborado por: Salcedo Terán Pedro Bernardo.

En la tabla 35, se presenta los resultados obtenidos del análisis económico con los indicadores para la evaluación del proyecto, el cual muestra en los diferentes escenarios con el alquiler de equipos una ejecución del proyecto, económicamente, rentable, siendo el $VAN > 0$, $TIR > TMAR$ y relación beneficio/costo > 1 .

Tabla 34. Resultado del Análisis económico con alquiler de equipos pozo EDYJ-072.

Situación con alquiler de equipos ESPCP al pozo EDYJ-072			
CRITERIOS	PROBABLE	PESIMISTA	OPTIMISTA
VAN	1887857,14	1551739,89	2223974,38
TIR	62,82%	52,50%	73,13%
BENEFICIO -COSTO	9,38	7,89	10,87
PRI	1 mes y 16 días	1 mes y 24 días	1 mes y 9 días

Elaborado por: Salcedo Terán Pedro Bernardo.

A continuación, se presenta un resumen en las tablas 41 y 42, en adquisición y alquiler de equipos, respectivamente, de los resultados del análisis económico de cada pozo.

Tabla 35. Resumen de resultados del análisis económico con adquisición de equipos.

Situación con adquisición de equipos ESPCP					
POZO	ESCENARIO	VAN	TIR	B/C	PRI
EDYD-113	PROBABLE	1933328,56	24,79%	4,63	3 meses y 24 días
	PESIMISTA	1583700,94	20,92%	3,97	4 meses y 15 días
	OPTIMISTA	2282956,18	28,63%	5,29	3 meses y 10 días
EDYJ-071	PROBABLE	1816638,20	29,59%	4,70	3 meses y 3 días
	PESIMISTA	1489397,54	24,77%	4,03	3 meses y 19 días
	OPTIMISTA	2143878,85	34,40%	5,36	2 meses y 21 días
EDYJ-072	PROBABLE	1880075,25	29,44%	4,83	3 meses y 4 días
	PESIMISTA	1543958,00	24,71%	4,15	3 meses y 20 días
	OPTIMISTA	2216192,49	34,15%	5,52	2 meses y 22 días

Elaborado por: Salcedo Terán Pedro Bernardo.

Tabla 36. Resumen de resultados del análisis económico con alquiler de equipos.

Situación con alquiler de equipos ESPCP					
POZO	ESCENARIO	VAN	TIR	B/C	PRI
EDYD-113	PROBABLE	1941110,45	47%	8,26	2 meses y 2 días
	PESIMISTA	1591482,82	39,14%	6,96	2 meses y 14 días
	OPTIMISTA	2290738,07	54,42%	9,57	1 mes y 24 días
EDYJ-071	PROBABLE	1497179,42	53,06%	7,62	1 mes y 23 días
	PESIMISTA	1497179,42	53,06%	7,62	1 mes y 23 días
	OPTIMISTA	2151660,74	74,06%	10,5	1 mes y 8 días
EDYJ-072	PROBABLE	1887857,14	62,82%	9,38	1 mes y 16 días
	PESIMISTA	1551739,89	52,50%	7,89	1 mes y 24 días
	OPTIMISTA	2223974,38	73,13%	10,8	1 mes y 9 días

Elaborado por: Salcedo Terán Pedro Bernardo

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- El sistema de levantamiento actual instalado en el campo Edén Yuturi presenta fallas prematuras, por trabajar con un crudo pesado, viscoso y con contenido de sólidos, características petrofísicas del yacimiento M2 del campo Edén Yuturi, se planteó implementar el sistema ESPCP para aumentar la vida operativa de los pozos, logrando manejar la producción deseada con el equipo seleccionado en este estudio.
- El rango de aplicación del sistema, permite evaluar las condiciones de operación de los pozos seleccionados y mejorar los resultados con mayor asentamiento de la bomba, para obtener un flujo monofásico en la entrada de ésta, en el pozo EDYD-113 se realizó esta corrida de simulación con mayor asentamiento a 8097 ft obteniendo la PIP mayor a la Pb, determinando la efectividad. Así mismo en el pozo EDYJ-071 se logró profundizar la bomba a 7360 ft, obteniendo resultados favorables en las condiciones de operación.
- Los equipos seleccionados, mediante, la simulación a condiciones de operación, trabajan óptimamente cumpliendo los rangos de especificación en carga, torque y velocidad, resultando, técnicamente, factible la implementación del sistema de levantamiento artificial ESPCP, así mismo, la eficiencia de cada componente es mayor al 76%.
- La declinación de producción del yacimiento M2 se ajustó al modelo exponencial, logrando aplicar para cada pozo una tasa mensual y ajustar los valores de caudales para el análisis económico.

- Con respecto al estudio económico en adquisición de equipos los resultados del análisis con los criterios propuestos, presentaron un entorno rentable y viable en los tres escenarios planteados, porcentajes de TIR mayores a la tasa fijada, relación beneficio/costo mayor a 1, y periodos de recuperación no mayores a 4 meses y 15 días en escenarios pesimistas.
- Los resultados del análisis económico en alquiler de equipos en los diferentes escenarios propuestos, presentaron altos porcentajes de TIR, y periodos de recuperación menores comparados con la adquisición de equipos, el mayor PRI se da en el pozo EDYD-113 en el escenario pesimista con 2 meses y 14 días, en los otros pozos y en diferentes escenarios existe un PRI muy similar no mayor a 2 meses, siendo la manera mas factible para la implementación del sistema ESPCP.

6.2 RECOMENDACIONES

- Es recomendable que el estudio se realice a pozos activos que presenten historiales de fallas prematuras en el sistema ESP y determinar otros posibles candidatos para la implementación.
- Es importante, considerar la completación de producción del pozo, para que se ajusten a la implementación del nuevo sistema, en el sistema ESPCP es recomendable bajar una completación simple, pues con el trabajo de la bomba y el eje flexible puede generar vibraciones al poseer completación con Y-tool, afectando la eficiencia del sistema.
- Se deben manejar presiones sobre la P_b , con la finalidad de tener fluido monofásico a la entrada de la bomba y preservar el elastómero, este elastómero debe ser puesto a un banco de pruebas con el fluido a producir para determinar con exactitud cual utilizar.
- Es recomendable realizar algún método de estimulación al pozo EDYD-113 para que mejore su productividad, gran número de pozos se le ha realizado fracturamiento hidráulico en el yacimiento M2 dando buenos resultados.
- Si se ejecutara el proyecto, es importante monitorear el comportamiento de la bomba para que sirva como modelo en las instalaciones futuras del sistema ESPCP.
- Se sugiere realizar las simulaciones con equipos ESPCP de otras empresas, para comparar beneficio – costo y que se estime otro análisis de inversión para seleccionar el mejor equipo en aspectos técnicos y económicos.

BIBLIOGRAFÍA

Bahamon, C. C. T., Hill, C. R., Sanita, C., Artola, R., Lapania, F., & Doval, J. (2017, October 9). Implementation of ESPCP Technology to Decrease Well Intervention Index in Casabe Field. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/187215-MS

Bánzer. C. (1996). "Correlaciones Numéricas P.V.T.". Universidad del Zulia. Instituto de Investigaciones Petroleras. Maracaibo, Venezuela.

BORETS SERVICES COMPANY. PMM-PCP SYSTEM: PMM-PCP Systems Offer Improved Operational Performance and Efficiency in Crooked, Deviated, Horizontal Wellbores.

BORETS SERVICES COMPANY. PERMANENT MAGNET MOTOR. Borets high efficiency Permanent Magnet Motor (PMM) lowers operating cost and enhances reliability for a successful producing environment.

Departamento de Operaciones, Petroamazonas EP.

Departamento de Geología, Petroamazonas EP.

Dunn, L. J., Matthews, C. M., & Zahacy, T. A. (1995, January 1). Progressing Cavity Pumping System Applications in Heavy Oil Production. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/30271-MS

Guachamín, D. y Obando S. (Julio de 2012). Estudio técnico- económico de completaciones dobles en pozos del Campo Edén Yuturi. Obtenido de Repositorio Escuela Politécnica Nacional:
<http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/4730/1/CD-4365.pdf>

Hirschfeldt, M. (2008) Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. Versión 2008V1. [Manual en línea]. Disponible: www.oilproduction.net/pcpoiltools.htm [Consulta: junio 2008].

Kudu Schlumberger. Kudu PCP. Positive displacement pump with a helical rotor spinning inside a fixed stator

Kudu Schlumberger. Kudu Rodless PCP. Technical Description.

Mete, Marcos Roberto. (2014). Valor actual neto y tasa de retorno: su utilidad como herramientas para el análisis y evaluación de proyectos de inversión. *Fides et Ratio - Revista de Difusión cultural y científica de la Universidad La Salle en Bolivia*, 7(7), 67-85. Recuperado en 08 de octubre de 2019, de http://www.scielo.org.bo/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S2071-081X2014000100006&lng=es&tlng=es.

Mills, R. A. R., & Gaynard, R. (1996, January 1). New Applications for Wellbore Progressing Cavity Pumps. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/35541-MS

Pinta, M. (2017). Optimización de la producción aplicando la tecnología PCP en los campos del activo Cuyabeno. Obtenido de Repositorio Escuela Politécnica Nacional: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/18864>

Refai, A., Abdou, H. A. M., Seleim, A., Biasin, G., Reda, W., & Letunov, D. (2013, April 15). Permanent Magnet Motor application for ESP Artificial Lift. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/164666-MS

Repsol. (2013). Informe Pozo Daimi A-21. Quito.

Schlumberger. Curso BES avanzado en español.

Taufan, M., Adriansyah, R., & Satriana, D. (2005, January 1). Electrical Submersible Progressive Cavity Pump (ESPCP) Application in Kulin Horizontal Wells. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/93594-MS

Vallejo et al., (2013). Proyecto sedimentológico y estratigráfico para los miembros M1, M2, U Superior, U Inferior y T de la formación napo en el bloque 12. Informe no publicado.

Zhu, S., Hao, Z., Zhang, L., & Wang, Q. (2016, November 7). A Robust and Environment Friendly Artificial Lift System: ESPCP with PMM. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/183366-MS

Wiggins, M. L., Russell, J. E., & Jennings, J. W. (1996, December 1). Analytical Development Of Vogel-Type Inflow Performance Relationships. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/23580-PA

Páginas Web:

Petroamazonas EP: Nuestra Producción

<https://www.petroamazonas.gob.ec/?p=148>

Banco Central del Ecuador: Precio promedio del crudo ecuatoriano y del mercado internacional

<https://www.bce.fin.ec/>

ANEXOS

ANEXO 1

DIAGRAMA DE LOS POZOS SELECCIONADOS

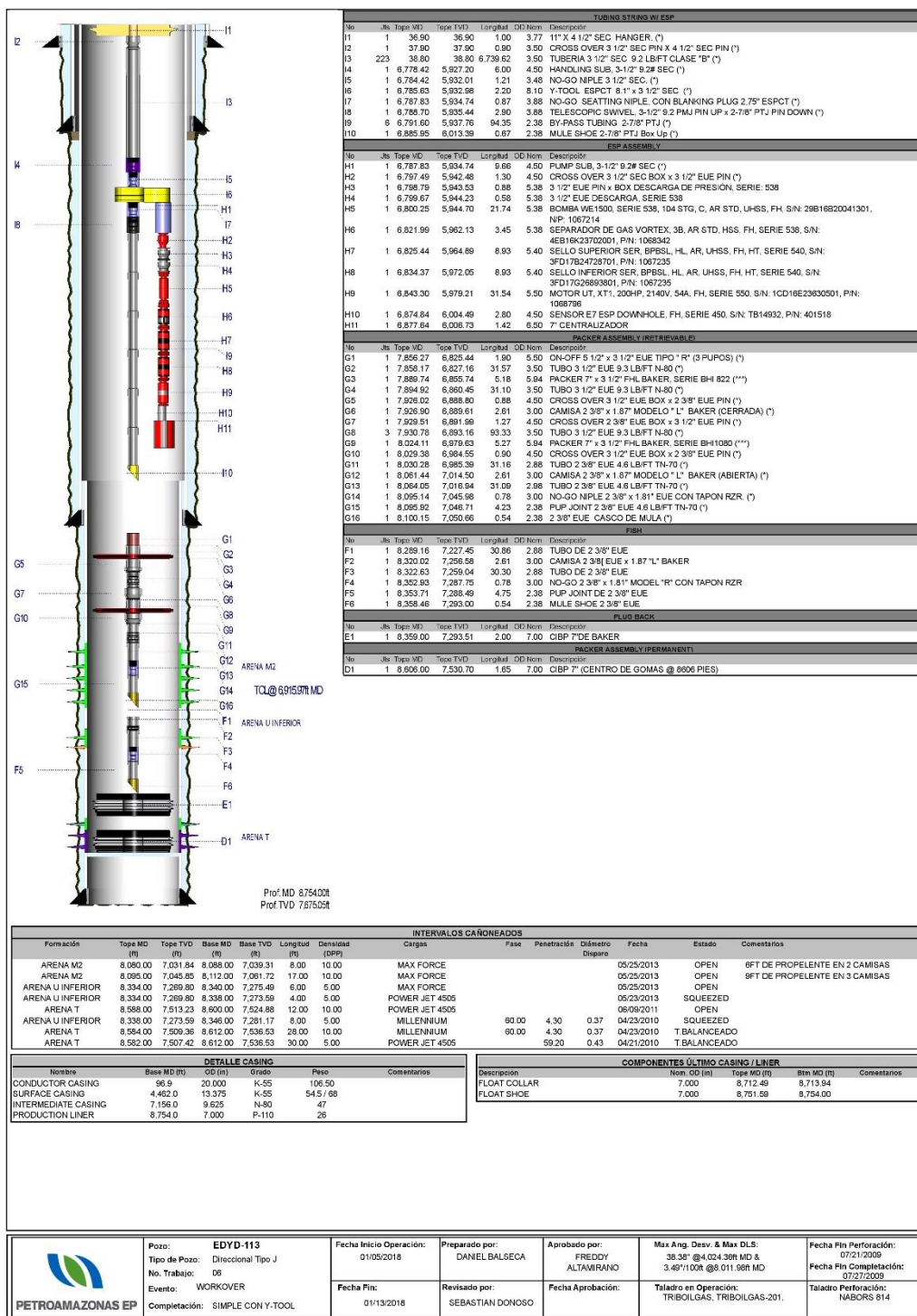


Figura 41. Diagrama Mecánico del pozo EDYD-113.

Fuente: Departamento de operaciones, Petroamazonas EP.

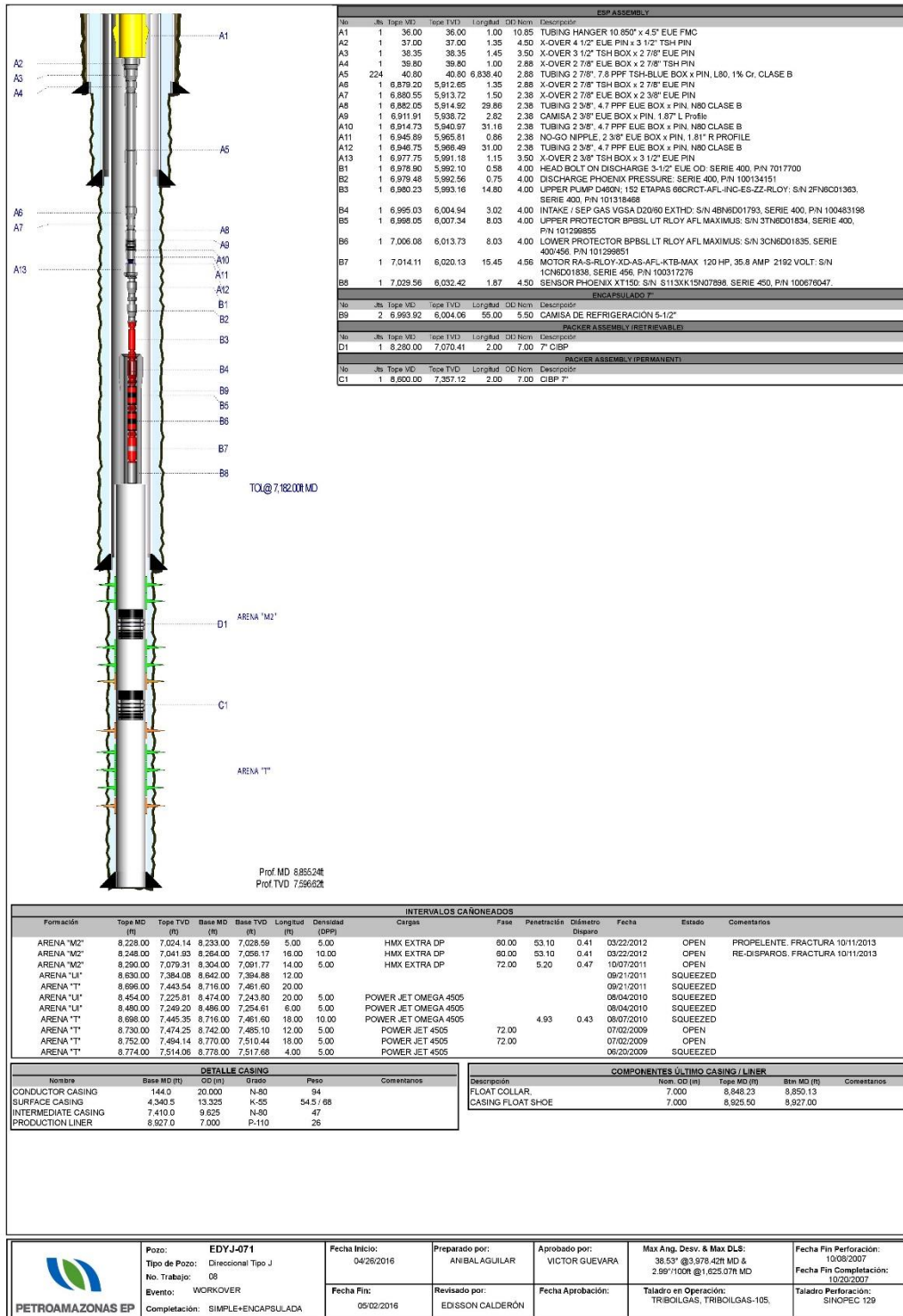


Figura 42. Diagrama Mecánico del pozo EDYJ-071.

Fuente: Departamento de operaciones, Petroamazonas EP.

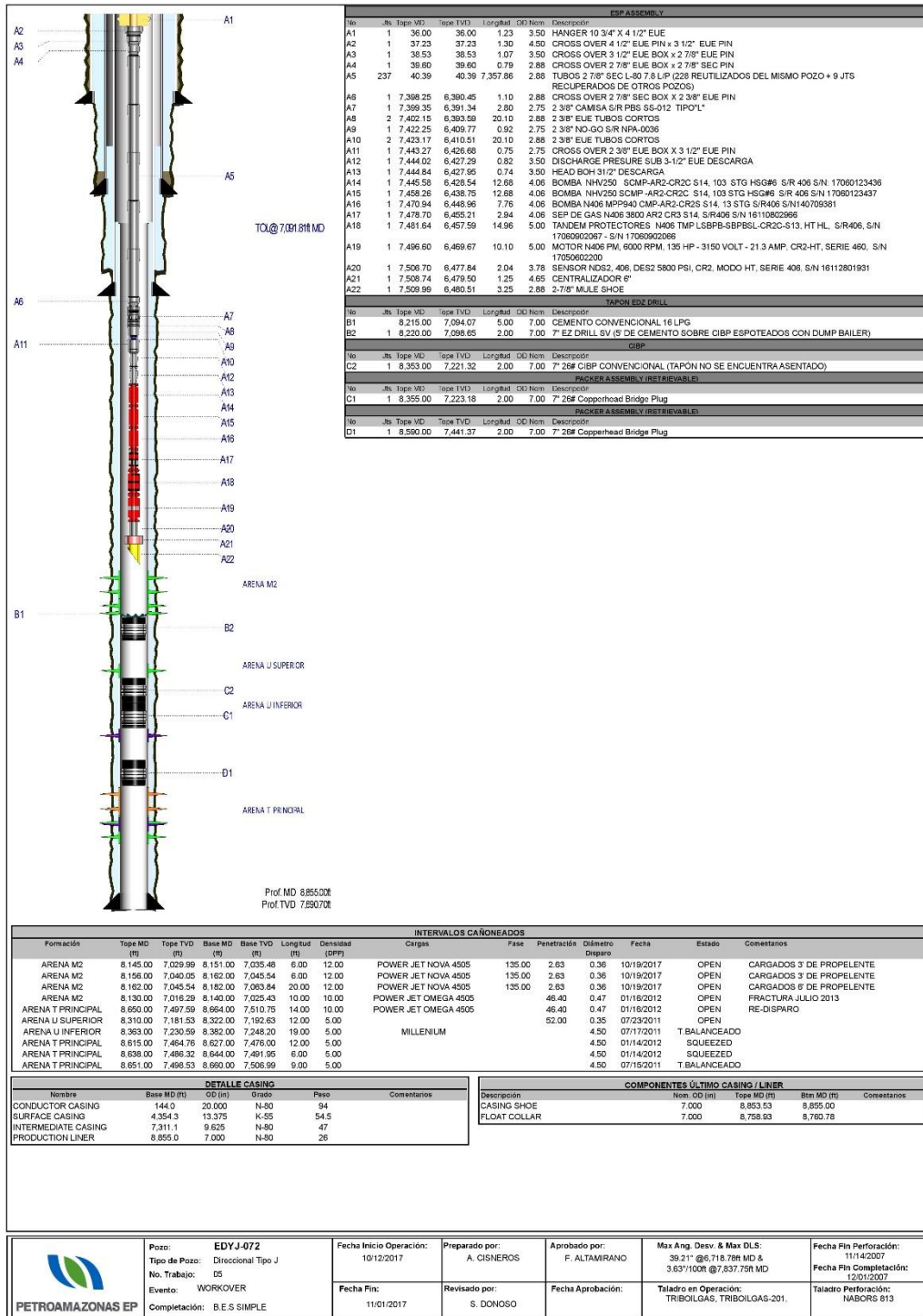


Figura 43. Diagrama Mecánico del pozo EDYJ-072.

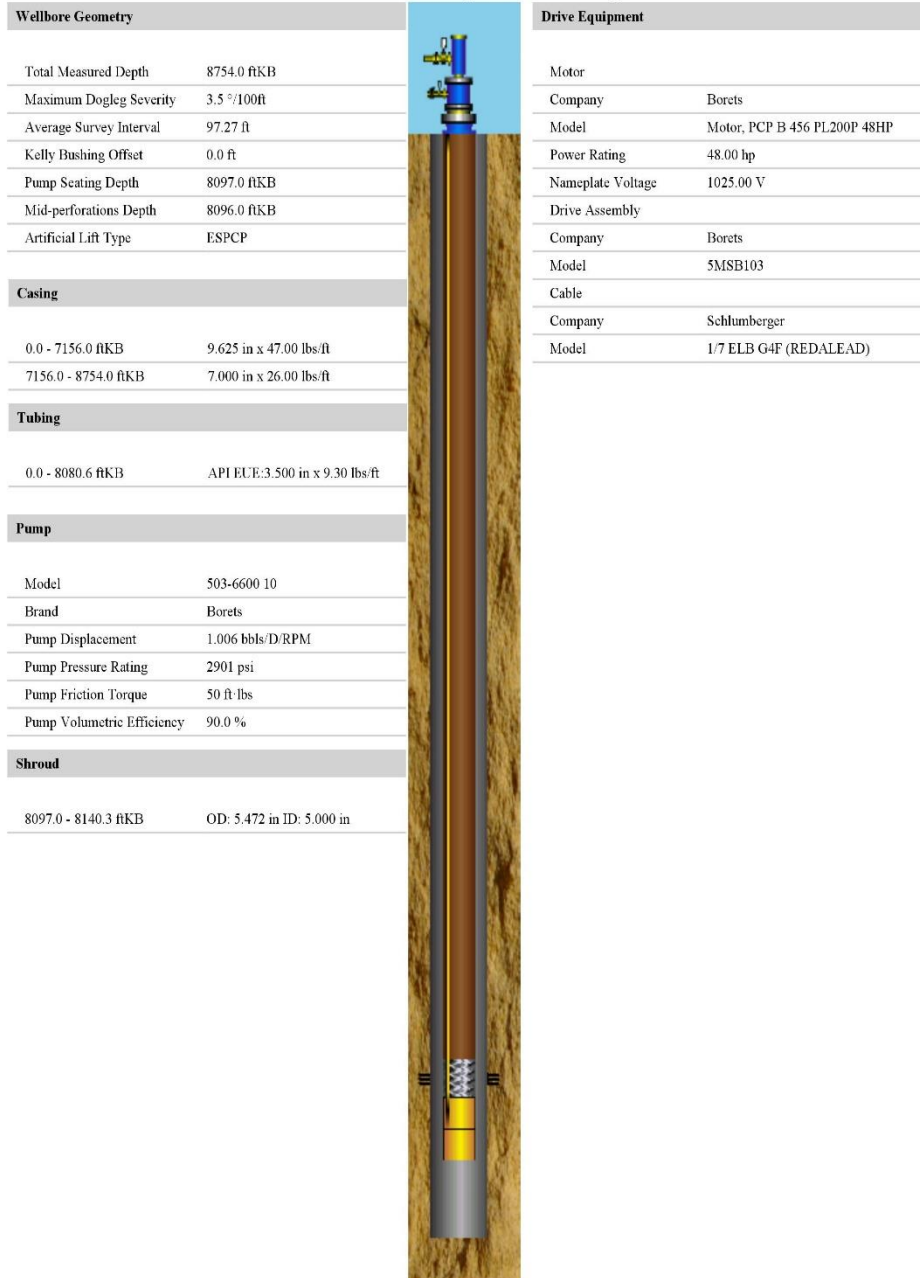
Fuente: Departamento de operaciones, Petroamazonas EP.

ANEXO 2

SIMULACIONES EN EL SOFTWARE PC PUMP

EDYD-113.pcp
Case: EDYD-113 ACTUAL PROF PERF

Wellbore Completion Diagram



octubre 08, 2019 15:17

PC-PUMP v3.7.3.5101 Copyright © 1995-2018

Figura 44. Diagrama de Simulación del pozo EDYD-113

Fuente: PC-Pump, C-FER Technologies.

EDYD-113.pcp
Case: EDYD-113 ACTUAL PROF PERFORADOS

Analysis Results - Drive Equipment

Drive Assembly				
Company	Borets			
Model	5MSB103			
Type	Thrust Module, Seal			
Gearbox Reduction	1 : 1			
Overall Efficiency	81.7 % Maximum			
Thrust Loading	58.2 %			
	Input	Output	Maximum	% Maximum
Speed	286 RPM	286 RPM	1500 RPM	19.1 %
Torque	377.2 ft-lbs	308.2 ft-lbs	985.4 ft-lbs	31.3 %
Power	20.5 hp	16.8 hp	187.7 hp	8.9 %
Motor				
Company	Borets	Output Power	20.53 hp	
Model	Motor, PCP B 456 PL200P 48HP	Operating Speed	285.81 RPM	
Power Rating	48.00 hp	Surface Motor Loading	74.12 % Maximum	
Poles	10	Motor Skin Temperature	214.25 °F	
Nameplate Frequency	41.67 Hz	Motor Winding Temperature	N/A	
Operating Frequency	24.04 Hz	Winding Temperature Rating	392.00 °F	
Current Draw	18.39 A	Flow Velocity Past Motor	0.732 ft/s	
Efficiency	84.12 %	Power Factor	0.97	
Slip	2.68 RPM			
Cable				
Company	Schlumberger	Surface Voltage	634 V	
Model	1/7 ELB G4F (REDAL EAD)	Motor Voltage	591 V	
Type	FLAT	Current Draw	18.4 A	
Conductor Temperature	204.2 °F	Voltage Loss in Cable	0.0053 V/1000R	
Allowable Conductor Temperature	450.0 °F	Total Energy Cost	23.43 \$/day	
Power Input At Surface	26.2 hp			

EDYD-113.pcp
Case: EDYD-113 ACTUAL PROF PERFORADOS

Analysis Results - Energy Flow

System Efficiency				
System Mechanical/Electrical Efficiency	53.67 %			
System Overall Efficiency	48.31 %			
Pump Volumetric Efficiency	90.00 %			
Mechanical Power Train				
Component	Power Input (hp)	Power Loss (hp)	Power Output (hp)	Efficiency (%)
Electrical Cable	26.18	1.78	24.40	93.21
Downhole Motor	24.40	3.87	20.53	84.12
Drive Assembly	20.53	3.75	16.77	81.71
Pump	16.77	2.72	14.05	83.78
Hydraulic Power Train				
Component	Pressure (psi)	Torque (ft-lbs)	Power (hp)	Efficiency (%)
Wellhead Pressure Differential	219.00	19.69	1.07	7.63
Net Hydrostatic Head	2647.73	238.11	12.96	92.22
Flow Losses	4.48	0.40	0.02	0.16
Total Hydraulic Load on Pump	2871.21	258.20	14.05	100.00
Component	Pressure (psi)	Torque (ft-lbs)	Power (hp)	Percent of Total (%)
Pump Friction		50.00	2.72	
Pump Viscous Torque		0.00	0.00	
Total Pump Load		308.20	16.77	

Figura 45. Resultados de la simulación del pozo EDYD-113.

Fuente: PC-Pump, C-FER Technologies.

Analysis Results - Summary

Input Parameters		Output Parameters	
Fluid Properties		Basic Parameters	
Fluid Type	Multi-phase	Pump Intake Pressure	681.40 psi
Oil API Gravity	17.50 °API	Pump Discharge Pressure	3552.61 psi
Water Salinity	46000.00	Differential Pressure	2871.21 psi
Gas Specific Gravity	1.01	Net Hydrostatic Head	2647.73 psi
BS&W Content	33.00 %	Flow Losses	4.48 psi
Producing GOR	39.77 scf/STB	Pump Pressure Loading	98.98 % rated
Free Gas Separation	100.00	Pump Torque	308.20 ft·lbs
Oil Heat Capacity	0.44 Btu/lbm·°F	Pump Axial Load	12.82 kips
Oil Thermal Conductivity	0.07 Btu/h·ft·°F	Cable Conductor Temperature	204.18 °F
Water Heat Capacity	1.00 Btu/lbm·°F	Motor Winding Temperature	N/A
Water Thermal Conductivity	0.35 Btu/h·ft·°F		
Operating Conditions		Downhole Parameters	
Surface Liquid Flow Rate (specified)	247.00 bbls/D	System Input Power	26.18 hp
Pump Speed	285.81 RPM	Downhole Motor Output Power	20.53 hp
Operating Frequency	24.04 Hz	Energy Cost	23.43 \$/day
Pump Volumetric Efficiency	90.00 %	Drive Assembly Thrust Loading	58.20 %
Fluid Level	6462.51 ftKB	Drive Assembly Torque Loading	31.28 %
Submergence	1634.49 ft	Drive Assembly Power Loading	8.93 %
Bottomhole Pressure	665.00 psi	Drive Assembly Speed Loading	19.05 %
Tubing Head Pressure	234.00 psi	Downhole Motor Loading	74.12 %
Casing Head Pressure	15.00 psi		
Bottomhole Temperature	198.00 °F	System Efficiency	
Flowing Wellhead Temperature	138.00 °F	System Mechanical/Electrical Efficiency	53.67 %
		System Overall Efficiency	48.31 %
		Pump Volumetric Efficiency	90.00 %
Equipment			
Motor	Borets (Motor, PCP B 456 PL200P 48HP)		
Drive Assembly	Borets (SMSB103)		
Cable	Schlumberger 1/7 ELB G4F (REDALEAD)		
Pump	Borets (503-6600 10)		
Pump Displacement	1.006 bbls/D/RPM		
Pump Pressure Rating	2901 psi		
Pump Cavity Flow Index	8.07 ft/s per 629 bbls/D		

Figura 46. Sumario de resultados de la simulación del pozo EDYD-113

Fuente: PC-Pump, C-FER Technologies.

EDYJ-071.pcp

Case: EDYDJ-071 PROFUNDIZAR CON SHROUD ARRIBA PERFORADOS

Wellbore Completion Diagram



octubre 08, 2019 15:14

PC-PUMP v3.7.3.5101 Copyright © 1995-2018

Figura 47. Diagrama de Simulación del pozo EDYJ-071.

Fuente: PC-Pump, C-FER Technologies.

EDYJ-071.pcp
 Case: EDYJ-071 PROFUNDIZAR CON SIROUD ARRIBA PERFORADOS

Analysis Results - Drive Equipment

Drive Assembly				
Company	Borets			
Model	5MSB103			
Type	Thrust Module, Seal			
Gearbox Reduction	1 :1			
Overall Efficiency	82.0 % Maximum			
Thrust Loading	43.4 %			
	Input	Output	Maximum	% Maximum
Speed	371 RPM	371 RPM	1500 RPM	24.7 %
Torque	295.3 ft-lbs	242.2 ft-lbs	985.4 ft-lbs	24.6 %
Power	20.9 hp	17.1 hp	187.7 hp	9.1 %
Motor				
Company	Borets	Output Power	20.87 hp	
Model	Motor, PCP B 456 P1.200P 48HP	Operating Speed	371.08 RPM	
Power Rating	48.00 hp	Surface Motor Loading	58.22 % Maximum	
Poles	10	Motor Skin Temperature	202.51 °F	
Nameplate Frequency	41.67 Hz	Motor Winding Temperature	N/A	
Operating Frequency	31.11 Hz	Winding Temperature Rating	392.00 °F	
Current Draw	14.09 A	Flow Velocity Past Motor	0.951 ft/s	
Efficiency	86.34 %	Power Factor	0.96	
Slip	2.24 RPM			
Cable				
Company	Schlumberger	Surface Voltage	795 V	
Model	1/7 ELB G4F (REDALEAD)	Motor Voltage	765 V	
Type	FLAT	Current Draw	14.1 A	
Conductor Temperature	195.2 °F	Voltage Loss in Cable	0.0040 V/1000ft	
Allowable Conductor Temperature	450.0 °F	Total Energy Cost	22.46 \$/day	
Power Input At Surface	25.1 hp			

EDYJ-071.pcp
 Case: EDYJ-071 PROFUNDIZAR CON SIROUD ARRIBA PERFORADOS

Analysis Results - Energy Flow

System Efficiency				
System Mechanical/Electrical Efficiency	54.10 %			
System Overall Efficiency	48.69 %			
Pump Volumetric Efficiency	90.00 %			
Mechanical Power Train				
Component	Power Input (hp)	Power Loss (hp)	Power Output (hp)	Efficiency (%)
Electrical Cable	25.10	0.93	24.17	96.28
Downhole Motor	24.17	3.30	20.87	86.34
Drive Assembly	20.87	3.75	17.11	82.01
Pump	17.11	3.53	13.58	79.36
Hydraulic Power Train				
Component	Pressure (psi)	Torque (ft-lbs)	Power (hp)	Efficiency (%)
Wellhead Pressure Differential	180.00	16.19	1.14	8.42
Net Hydrostatic Head	1942.98	174.73	12.35	90.91
Flow Losses	14.20	1.28	0.09	0.66
Total Hydraulic Load on Pump	2137.19	192.19	13.58	100.00
Component	Pressure (psi)	Torque (ft-lbs)	Power (hp)	Percent of Total (%)
Pump Friction		50.00	3.53	
Pump Viscous Torque		0.00	0.00	
Total Pump Load		242.19	17.11	

Figura 48. Resultados de la simulación del pozo EDYJ-071.

Fuente: PC-Pump, C-FER Technologies.

Analysis Results - Summary

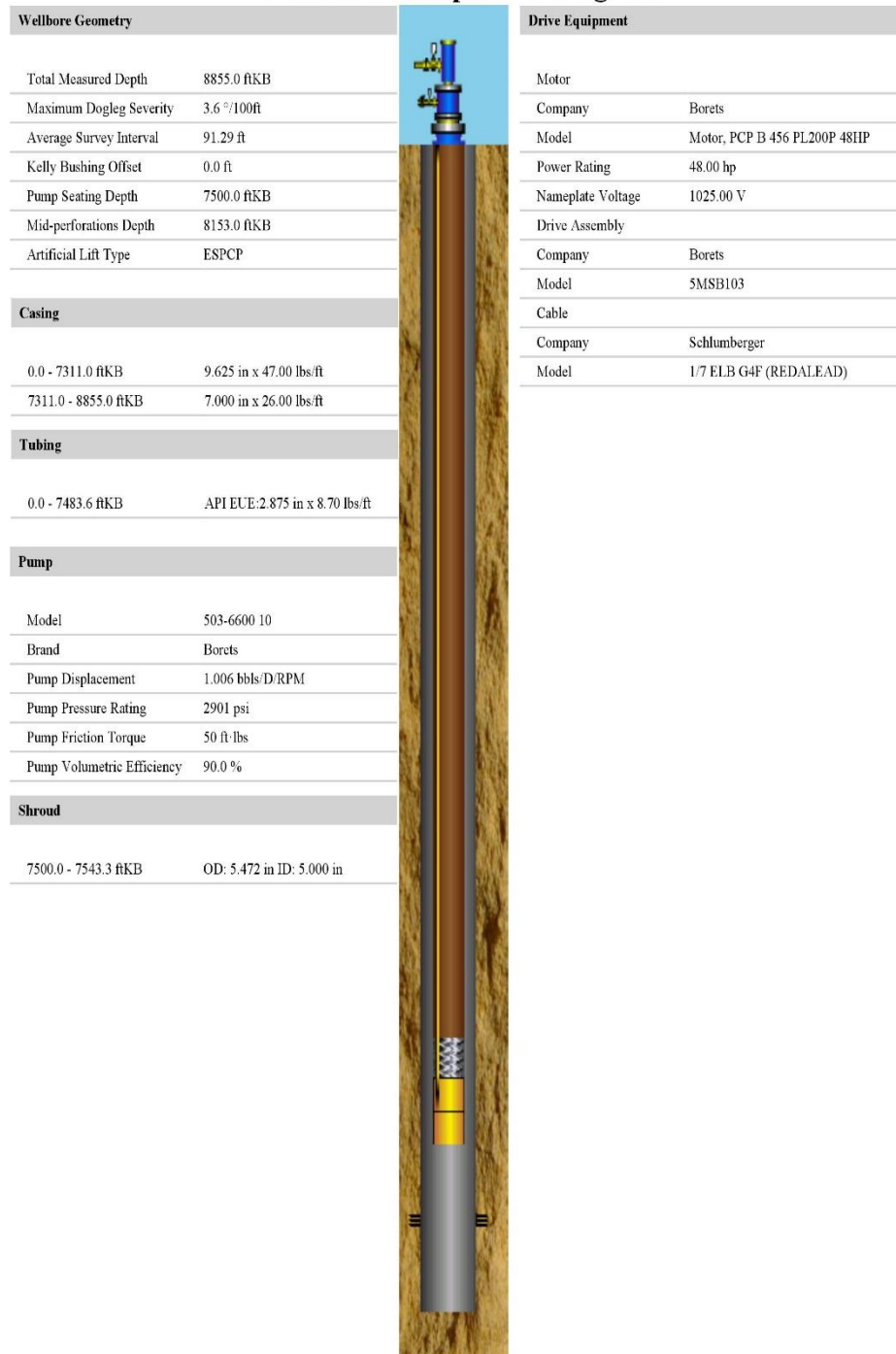
Input Parameters		Output Parameters	
Fluid Properties		Basic Parameters	
Fluid Type	Multi-phase	Pump Intake Pressure	689.61 psi
Oil API Gravity	16.00 °API	Pump Discharge Pressure	2826.80 psi
Water Salinity	30000.00	Differential Pressure	2137.19 psi
Gas Specific Gravity	0.98	Net Hydrostatic Head	1942.98 psi
BS&W Content	40.00 %	Flow Losses	14.20 psi
Producing GOR	60.00 scf/STB	Pump Pressure Loading	73.68 % rated
Free Gas Separation	58.81	Pump Torque	242.19 ft-lbs
Oil Heat Capacity	0.44 Btu/lbm·°F	Pump Axial Load	9.57 kips
Oil Thermal Conductivity	0.07 Btu/h·ft·°F	Cable Conductor Temperature	195.21 °F
Water Heat Capacity	1.00 Btu/lbm·°F	Motor Winding Temperature	N/A
Water Thermal Conductivity	0.35 Btu/h·ft·°F		
Operating Conditions		Downhole Parameters	
Surface Liquid Flow Rate (specified)	320.00 bbls/D	System Input Power	25.10 hp
Pump Speed	371.08 RPM	Downhole Motor Output Power	20.87 hp
Operating Frequency	31.11 Hz	Energy Cost	22.46 \$/day
Pump Volumetric Efficiency	90.00 %	Drive Assembly Thrust Loading	43.45 %
Fluid Level	5415.33 ftKB	Drive Assembly Torque Loading	24.58 %
Submergence	1944.67 ft	Drive Assembly Power Loading	9.11 %
Bottomhole Pressure	994.81 psi	Drive Assembly Speed Loading	24.74 %
Tubing Head Pressure	230.00 psi	Downhole Motor Loading	58.22 %
Casing Head Pressure	50.00 psi		
Bottomhole Temperature	198.00 °F	System Efficiency	
Flowing Wellhead Temperature	137.00 °F	System Mechanical/Electrical Efficiency	54.10 %
		System Overall Efficiency	48.69 %
		Pump Volumetric Efficiency	90.00 %
Equipment			
Motor	Borets (Motor, PCP B 456 PL200P 48HP)		
Drive Assembly	Borets (5MSB103)		
Cable	Schlumberger 1/7 ELB G4F (REDALEAD)		
Pump	Borets (503-6600 10)		
Pump Displacement	1.006 bbls/D/RPM		
Pump Pressure Rating	2901 psi		
Pump Cavity Flow Index	8.07 ft/s per 629 bbls/D		
Output Messages			
Downhole heat generation will change wellhead temperature from input value			
Please contact manufacturer for temperature information			
NOTE: Gas separation calculated as 58.81 %			
NOTE: Multiphase flow-apparent volumetric efficiency is 86%			
NOTE: 0.00 ft-lbs torque from viscous flow in the pump is being considered			
NOTE: Other auxiliary equipment or adapters may also be required			
NOTE: Tubing truncated at surface			
NOTE: Custom adapters may be required to connect downhole motor and downhole drive assembly			
NOTE: Motor operating frequency adjusted to 31.11 hz			
...			

Figura 49. Sumario de resultados de la simulación del pozo EDYJ-071.

Fuente: PC-Pump, C-FER Technologies.

EDYJ-072.pcp
 Case: EDYJ-072 ACTUAL WITH SHROUD

Wellbore Completion Diagram



octubre 08, 2019 15:11

PC-PUMP v3.7.3.5101 Copyright © 1995-2018

Figura 50. Diagrama de Simulación del pozo EDYJ-072.

Fuente: PC-Pump, C-FER Technologies.

tmp6220.pcp
Case: EDYJ-072 ACTUAL WITH SHROUD

Analysis Results - Drive Equipment

Drive Assembly				
Company	Borets			
Model	5MSB103			
Type	Thrust Module, Seal			
Gearbox Reduction	1 : 1			
Overall Efficiency	76.0 % Maximum			
Thrust Loading	49.0 %			
	Input	Output	Maximum	% Maximum
Speed	234 RPM	234 RPM	1500 RPM	15.6 %
Torque	351.4 ft-lbs	267.0 ft-lbs	985.4 ft-lbs	27.1 %
Power	15.6 hp	11.9 hp	187.7 hp	6.3 %
Motor				
Company	Borets		Output Power	15.65 hp
Model	Motor, PCP B 456 PL200P 48HP		Operating Speed	233.89 RPM
Power Rating	48.00 hp		Surface Motor Loading	68.96 % Maximum
Poles	10		Motor Skin Temperature	230.56 °F
Nameplate Frequency	41.67 Hz		Motor Winding Temperature	N/A
Operating Frequency	19.70 Hz		Winding Temperature Rating	392.00 °F
Current Draw	17.19 A		Flow Velocity Past Motor	0.599 ft/s
Efficiency	83.22 %		Power Factor	0.97
Slip	2.46 RPM			
Cable				
Company	Schlumberger		Surface Voltage	522 V
Model	1/7 ELB G4F (REDALEAD)		Motor Voltage	485 V
Type	FLAT		Current Draw	17.2 A
Conductor Temperature	210.0 °F		Voltage Loss in Cable	0.0050 V/1000ft
Allowable Conductor Temperature	450.0 °F		Total Energy Cost	18.13 \$/day
Power Input At Surface	20.3 hp			

tmp6220.pcp
Case: EDYJ-072 ACTUAL WITH SHROUD

Analysis Results - Energy Flow

System Efficiency				
System Mechanical/Electrical Efficiency	47.70 %			
System Overall Efficiency	42.93 %			
Pump Volumetric Efficiency	90.00 %			
Mechanical Power Train				
Component	Power Input (hp)	Power Loss (hp)	Power Output (hp)	Efficiency (%)
Electrical Cable	20.26	1.46	18.80	92.79
Downhole Motor	18.80	3.15	15.65	83.22
Drive Assembly	15.65	3.75	11.89	76.00
Pump	11.89	2.23	9.67	81.28
Hydraulic Power Train				
Component	Pressure (psi)	Torque (ft-lbs)	Power (hp)	Efficiency (%)
Wellhead Pressure Differential	210.00	18.88	0.84	8.70
Net Hydrostatic Head	2199.43	197.79	8.81	91.13
Flow Losses	4.07	0.37	0.02	0.17
Total Hydraulic Load on Pump	2413.50	217.04	9.67	100.00
Component	Pressure (psi)	Torque (ft-lbs)	Power (hp)	Percent of Total (%)
Pump Friction		50.00	2.23	
Pump Viscous Torque		0.00	0.00	
Total Pump Load		267.04	11.89	

Figura 51. Resultados de la simulación del pozo EDYJ-072.

Fuente: PC-Pump, C-FER Technologies.

Analysis Results - Summary

Input Parameters		Output Parameters	
Fluid Properties		Basic Parameters	
Fluid Type	Multi-phase	Pump Intake Pressure	420.40 psi
Oil API Gravity	17.00 °API	Pump Discharge Pressure	2833.90 psi
Water Salinity	45000.00	Differential Pressure	2413.50 psi
Gas Specific Gravity	0.98	Net Hydrostatic Head	2199.43 psi
BS&W Content	6.00 %	Flow Losses	4.07 psi
Producing GOR	42.00 scf/STB	Pump Pressure Loading	83.20 % rated
Free Gas Separation	22.19	Pump Torque	267.04 ft-lbs
Oil Heat Capacity	0.44 Btu/lbm-°F	Pump Axial Load	10.80 kips
Oil Thermal Conductivity	0.07 Btu/h-ft-°F	Cable Conductor Temperature	209.97 °F
Water Heat Capacity	1.00 Btu/lbm-°F	Motor Winding Temperature	N/A
Water Thermal Conductivity	0.35 Btu/h-ft-°F		
Operating Conditions		Downhole Parameters	
Surface Liquid Flow Rate (specified)	200.00 bbls/D	System Input Power	20.26 hp
Pump Speed	233.89 RPM	Downhole Motor Output Power	15.65 hp
Operating Frequency	19.70 Hz	Energy Cost	18.13 \$/day
Pump Volumetric Efficiency	90.00 %	Drive Assembly Thrust Loading	49.00 %
Fluid Level	6399.42 ftKB	Drive Assembly Torque Loading	27.10 %
Submergence	1100.58 ft	Drive Assembly Power Loading	6.33 %
Bottomhole Pressure	631.82 psi	Drive Assembly Speed Loading	15.59 %
Tubing Head Pressure	260.00 psi	Downhole Motor Loading	68.96 %
Casing Head Pressure	50.00 psi		
Bottomhole Temperature	203.00 °F	System Efficiency	
Flowing Wellhead Temperature	198.00 °F	System Mechanical/Electrical Efficiency	47.70 %
		System Overall Efficiency	42.93 %
		Pump Volumetric Efficiency	90.00 %
Equipment			
Motor	Borets (Motor, PCP B 456 PL200P 48IIP)		
Drive Assembly	Borets (5MSB103)		
Cable	Schlumberger 1/7 FLB G4F (REDALEAD)		
Pump	Borets (503-6600 10)		
Pump Displacement	1.006 bbls/D/RPM		
Pump Pressure Rating	2901 psi		
Pump Cavity Flow Index	8.07 ft/s per 629 bbls/D		
Output Messages			
Downhole heat generation will change wellhead temperature from input value			
Motor power factor may be over-estimated			
Please contact manufacturer for temperature information			
Large frequency scaling, errors may result			
Voltage drop in cable is 7.78 % of the motor voltage			
NOTE: Gas separation calculated as 22.19 %			
NOTE: Multiphase flow-apparent volumetric efficiency is 85%			
NOTE: 0.00 ft-lbs torque from viscous flow in the pump is being considered			
NOTE: Other auxiliary equipment or adapters may also be required			
...			

Figura 52. Sumario de resultados de la simulación del pozo EDYJ-072.

Fuente: PC-Pump, C-FER Technologies.

ANEXO 3
FLUJO DE CAJA

Tabla 37. Flujo de caja del pozo EDYD-113 realizando la adquisición de los equipos ESPCP.

PERI ODO	Producción Mensual	Egresos	PROBABLE			PESIMISTA			OPTIMISTA		
			Ingresos	FNE	FNE Acumulado	Ingresos	FNE	FNE Acumulado	Ingresos	FNE	FNE Acumulado
	BPPM	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)
0	0,00	532346,45	0,00	-532346,45	-532346,45	0,00	-532346,45	-532346,45	0,00	-532346,45	-532346,45
1	5130,19	36629,56	181293,5568	144664,00	-387682,45	160780,50	124150,94	-408195,50	201806,61	165177,06	-367169,39
2	4870,29	34773,85	172108,96	137335,11	-250347,34	152635,12	117861,27	-290334,23	191582,79	156808,94	-210360,45
3	4936,93	35249,65	174463,85	139214,21	-111133,13	154723,57	119473,92	-170860,31	194204,14	158954,50	-51405,95
4	4843,04	34579,31	171146,10	136566,79	25433,66	151781,21	117201,90	-53658,41	190510,99	155931,68	104525,73
5	4444,43	31733,22	157059,73	125326,51	150760,17	139288,69	107555,47	53897,07	174830,77	143097,55	247623,28
6	4660,59	33276,63	164698,67	131422,04	282182,21	146063,30	112786,66	166683,73	183334,05	150057,41	397680,69
7	4424,48	31590,79	156354,80	124764,00	406946,22	138663,52	107072,73	273756,46	174046,07	142455,28	540135,98
8	4485,02	32023,03	158494,13	126471,10	533417,32	140560,79	108537,76	382294,22	176427,47	144404,44	684540,42
9	4257,80	30400,70	150464,59	120063,89	653481,20	133439,78	103039,08	485333,29	167489,40	137088,70	821629,11
10	4316,06	30816,66	152523,33	121706,67	775187,87	135265,58	104448,92	589782,21	169781,09	138964,43	960593,54
11	4233,98	30230,62	149622,82	119392,19	894580,07	132693,25	102462,63	692244,83	166552,38	136321,76	1096915,30
12	4019,48	28699,10	142042,71	113343,61	1007923,68	125970,82	97271,72	789516,55	158114,60	129415,50	1226330,80
13	4074,48	29091,77	143986,22	114894,44	1122818,12	127694,42	98602,65	888119,20	160278,01	131186,24	1357517,03
14	3868,06	27617,94	136691,66	109073,72	1231891,84	121225,23	93607,29	981726,49	152158,09	124540,15	1482057,18
15	3920,98	27995,83	138561,96	110566,13	1342457,97	122883,91	94888,08	1076614,58	154240,01	126244,18	1608301,36
16	3846,42	27463,43	135926,95	108463,51	1450921,48	120547,04	93083,61	1169698,19	151306,85	123843,41	1732144,78
17	3408,12	24333,96	120437,97	96104,02	1547025,50	106810,62	82476,67	1252174,85	134065,33	109731,37	1841876,15
18	3701,52	26428,83	130806,30	104377,47	1651402,96	116005,79	89576,96	1341751,81	145606,81	119177,98	1961054,12
19	3513,99	25089,91	124179,46	99089,55	1750492,52	110128,76	85038,86	1426790,67	138230,15	113140,24	2074194,36
20	3562,07	25433,20	125878,55	100445,35	1850937,87	111635,61	86202,41	1512993,07	140121,50	114688,29	2188882,66
21	3381,61	24144,72	119501,36	95356,64	1946294,51	105979,99	81835,27	1594828,34	133022,74	108878,02	2297760,68
22	3427,88	24475,08	121136,45	96661,37	2042955,88	107430,07	82954,99	1677783,33	134842,83	110367,75	2408128,43
23	3362,69	24009,64	118832,81	94823,17	2137779,05	105387,08	81377,44	1759160,77	132278,54	108268,90	2516397,33
24	3192,34	22793,28	112812,57	90019,29	2227798,34	100048,02	77254,74	1836415,51	125577,12	102783,84	2619181,17

Elaborado por: Salcedo Terán Pedro Bernardo.

Tabla 38. Flujo de caja del pozo EDYD-113 realizando el alquiler de los equipos ESPCP.

PERI ODO	Producción Mensual	Egresos	PROBABLE			PESIMISTA			OPTIMISTA		
			Ingresos	FNE	FNE Acumulado	Ingresos	FNE	FNE Acumulado	Ingresos	FNE	FNE Acumulado
	BPPM	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)
0	0,00	267240,21	0,00	-267240,21	-267240,21	0,00	-267240,21	-267240,21	0,00	-267240,21	-267240,21
1	5130,19	48957,00	181293,5568	132336,56	-134903,65	160780,50	111823,50	-155416,70	201806,61	152849,62	-114390,59
2	4870,29	46703,63	172108,96	125405,33	-9498,32	152635,12	105931,49	-49485,21	191582,79	144879,16	30488,57
3	4936,93	47577,09	174463,85	126886,77	117388,45	154723,57	107146,48	57661,27	194204,14	146627,06	177115,63
4	4843,04	46906,75	171146,10	124239,35	241627,80	151781,21	104874,46	162535,73	190510,99	143604,24	320719,87
5	4444,43	43265,34	157059,73	113794,39	355422,19	139288,69	96023,35	258559,08	174830,77	131565,43	452285,30
6	4660,59	45604,07	164698,67	119094,60	474516,79	146063,30	100459,22	359018,31	183334,05	137729,97	590015,27
7	4424,48	43520,57	156354,80	112834,22	587351,01	138663,52	95142,95	454161,25	174046,07	130525,50	720540,77
8	4485,02	44350,47	158494,13	114143,66	701494,67	140560,79	96210,32	550371,57	176427,47	132077,00	852617,77
9	4257,80	42330,48	150464,59	108134,11	809628,78	133439,78	91109,29	641480,87	167489,40	125158,92	977776,69
10	4316,06	43144,10	152523,33	109379,23	919008,01	135265,58	92121,48	733602,34	169781,09	126636,99	1104413,68
11	4233,98	42558,06	149622,82	107064,75	1026072,76	132693,25	90135,19	823737,53	166552,38	123994,32	1228407,99
12	4019,48	40628,88	142042,71	101413,83	1127486,59	125970,82	85341,94	909079,47	158114,60	117485,72	1345893,71
13	4074,48	41419,21	143986,22	102567,00	1230053,59	127694,42	86275,21	995354,68	160278,01	118858,80	1464752,51
14	3868,06	39547,72	136691,66	97143,94	1327197,53	121225,23	81677,51	1077032,19	152158,09	112610,37	1577362,88
15	3920,98	40323,27	138561,96	98238,69	1425436,22	122883,91	82560,64	1159592,83	154240,01	113916,74	1691279,62
16	3846,42	39790,87	135926,95	96136,07	1521572,29	120547,04	80756,17	1240349,00	151306,85	111515,97	1802795,59
17	3408,12	35468,42	120437,97	84969,56	1606541,85	106810,62	71342,20	1311691,20	134065,33	98596,91	1901392,50
18	3701,52	38756,27	130806,30	92050,03	1698591,88	116005,79	77249,52	1388940,72	145606,81	106850,54	2008243,03
19	3513,99	37019,69	124179,46	87159,77	1785751,64	110128,76	73109,08	1462049,80	138230,15	101210,46	2109453,49
20	3562,07	37760,64	125878,55	88117,91	1873869,56	111635,61	73874,97	1535924,76	140121,50	102360,85	2211814,35
21	3381,61	36074,50	119501,36	83426,86	1957296,42	105979,99	69905,49	1605830,25	133022,74	96948,24	2308762,59
22	3427,88	36802,52	121136,45	84333,93	2041630,34	107430,07	70627,55	1676457,79	134842,83	98040,31	2406802,89
23	3362,69	36337,08	118832,81	82495,73	2124126,08	105387,08	69050,00	1745507,80	132278,54	95941,46	2502744,36
24	3192,34	34723,06	112812,57	78089,51	2202215,59	100048,02	65324,96	1810832,76	125577,12	90854,06	2593598,42

Elaborado por: Salcedo Terán Pedro Bernardo.

Tabla 39. Flujo de caja del pozo EDYJ-071 realizando la adquisición de los equipos ESPCP.

PERIODO	Producción Mensual	Egresos	PROBABLE			PESIMISTA			OPTIMISTA		
			Ingresos	FNE	FNE Acumulado	Ingresos	FNE	FNE Acumulado	Ingresos	FNE	FNE Acumulado
	BPPM	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)
0	0,00	491157,47	0,00	-491157,47	-491157,47	0,00	-491157,47	-491157,47	0,00	-491157,47	-491157,47
1	5952,00	42497,28	210335,14	167837,86	-323319,61	186536,08	144038,80	-347118,67	234134,21	191636,93	-299520,54
2	5525,30	39450,64	195256,16	155805,52	-167514,08	173163,26	133712,62	-213406,04	217349,07	177898,43	-121622,12
3	5476,83	39104,60	193543,48	154438,88	-13075,20	171644,36	132539,77	-80866,28	215442,59	176337,99	54715,88
4	5253,67	37511,22	185657,24	148146,02	135070,82	164650,44	127139,22	46272,94	206664,04	169152,82	223868,70
5	4714,47	33661,30	166602,51	132941,22	268012,03	147751,72	114090,43	160363,37	185453,30	151792,01	375660,70
6	4834,26	34516,59	170835,68	136319,09	404331,13	151505,92	116989,33	277352,69	190165,45	155648,86	531309,56
7	4487,69	32042,09	158588,43	126546,34	530877,47	140644,42	108602,33	385955,03	176532,44	144490,35	675799,92
8	4448,32	31761,03	157197,37	125436,34	656313,82	139410,76	107649,73	493604,76	174983,99	143222,96	819022,87
9	4129,42	29484,07	145927,86	116443,78	772757,60	129416,37	99932,29	593537,05	162439,34	132955,27	951978,14
10	4093,20	29225,45	144647,85	115422,40	888179,99	128281,19	99055,74	692592,79	161014,51	131789,05	1083767,20
11	3926,42	28034,62	138753,94	110719,33	998899,32	123054,17	95019,56	787612,35	154453,72	126419,10	1210186,30
12	3644,93	26024,81	128806,64	102781,83	1101681,15	114232,39	88207,58	875819,93	143380,89	117356,08	1327542,38
13	3612,96	25796,53	127676,81	101880,28	1203561,43	113230,40	87433,87	963253,79	142123,23	116326,70	1443869,07
14	3353,95	23947,17	118523,63	94576,46	1298137,89	105112,88	81165,71	1044419,51	131934,38	107987,21	1551856,28
15	3324,53	23737,12	117484,00	93746,88	1391884,78	104190,89	80453,77	1124873,27	130777,12	107040,00	1658896,28
16	3189,06	22769,91	112696,93	89927,02	1481811,79	99945,46	77175,55	1202048,83	125448,40	102678,48	1761574,76
17	2763,08	19728,36	97643,15	77914,78	1559726,58	86594,99	66866,63	1268915,46	108691,30	88962,94	1850537,70
18	2934,47	20952,13	103700,01	82747,88	1642474,46	91966,53	71014,40	1339929,86	115433,49	94481,36	1945019,06
19	2724,10	19450,06	96265,73	76815,67	1719290,12	85373,42	65923,36	1405853,22	107158,03	87707,97	2032727,03
20	2700,20	19279,46	95421,33	76141,88	1795432,00	84624,57	65345,12	1471198,34	106218,09	86938,64	2119665,66
21	2506,63	17897,31	88580,55	70683,25	1866115,25	78557,82	60660,51	1531858,85	98603,29	80705,99	2200371,65
22	2484,64	17740,32	87803,57	70063,25	1936178,50	77868,75	60128,43	1591987,27	97738,40	79998,07	2280369,73
23	2383,40	17017,46	84225,88	67208,41	2003386,91	74695,86	57678,40	1649665,67	93755,89	76738,43	2357108,15
24	2212,53	15797,48	78187,70	62390,22	2065777,13	69340,90	53543,42	1703209,09	87034,51	71237,03	2428345,18

Elaborado por: Salcedo Terán Pedro Bernardo.

Tabla 40. Flujo de caja del pozo EDYJ-071 realizando el alquiler de los equipos ESPCP.

PERI ODO	Producción Mensual	Egresos	PROBABLE			PESIMISTA			OPTIMISTA		
			Ingresos	FNE	FNE Acumulado	Ingresos	FNE	FNE Acumulado	Ingresos	FNE	FNE Acumulado
	BPPM	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)
0	0,00	226051,23	0,00	-226051,23	-226051,23	0,00	-226051,23	-226051,23	0,00	-226051,23	-226051,23
1	5952,00	54824,72	210335,14	155510,42	-70540,81	186536,08	131711,36	-94339,87	234134,21	179309,49	-46741,74
2	5525,30	51380,42	195256,16	143875,74	73334,94	173163,26	121782,84	27442,97	217349,07	165968,65	119226,90
3	5476,83	51432,04	193543,48	142111,44	215446,38	171644,36	120212,33	147655,30	215442,59	164010,55	283237,46
4	5253,67	49838,66	185657,24	135818,58	351264,96	164650,44	114811,78	262467,08	206664,04	156825,38	440062,84
5	4714,47	45193,42	166602,51	121409,09	472674,05	147751,72	102558,30	365025,38	185453,30	140259,88	580322,72
6	4834,26	46844,03	170835,68	123991,65	596665,71	151505,92	104661,89	469687,27	190165,45	143321,42	723644,14
7	4487,69	43971,87	158588,43	114616,56	711282,27	140644,42	96672,55	566359,82	176532,44	132560,57	856204,71
8	4448,32	44088,47	157197,37	113108,90	824391,17	139410,76	95322,29	661682,11	174983,99	130895,52	987100,23
9	4129,42	41413,85	145927,86	104514,00	928905,17	129416,37	88002,51	749684,63	162439,34	121025,49	1108125,72
10	4093,20	41552,90	144647,85	103094,96	1032000,13	128281,19	86728,30	836412,93	161014,51	119461,61	1227587,33
11	3926,42	40362,06	138753,94	98391,89	1130392,02	123054,17	82692,12	919105,04	154453,72	114091,66	1341678,99
12	3644,93	37954,59	128806,64	90852,05	1221244,07	114232,39	76277,80	995382,84	143380,89	105426,30	1447105,29
13	3612,96	38123,97	127676,81	89552,84	1310796,91	113230,40	75106,43	1070489,27	142123,23	103999,26	1551104,55
14	3353,95	35876,95	118523,63	82646,68	1393443,59	105112,88	69235,93	1139725,20	131934,38	96057,42	1647161,97
15	3324,53	36064,56	117484,00	81419,44	1474863,03	104190,89	68126,33	1207851,53	130777,12	94712,56	1741874,53
16	3189,06	35097,35	112696,93	77599,58	1552462,61	99945,46	64848,11	1272699,64	125448,40	90351,04	1832225,57
17	2763,08	30862,83	97643,15	66780,32	1619242,93	86594,99	55732,17	1328431,81	108691,30	77828,48	1910054,05
18	2934,47	33279,57	103700,01	70420,44	1689663,37	91966,53	58686,96	1387118,77	115433,49	82153,92	1992207,97
19	2724,10	31379,84	96265,73	64885,88	1754549,25	85373,42	53993,58	1441112,35	107158,03	75778,19	2067986,16
20	2700,20	31606,90	95421,33	63814,44	1818363,69	84624,57	53017,68	1494130,03	106218,09	74611,20	2142597,35
21	2506,63	29827,09	88580,55	58753,47	1877117,16	78557,82	48730,73	1542860,76	98603,29	68776,21	2211373,56
22	2484,64	30067,76	87803,57	57735,81	1934852,97	77868,75	47800,99	1590661,74	97738,40	67670,63	2279044,19
23	2383,40	29344,90	84225,88	54880,97	1989733,94	74695,86	45350,96	1636012,70	93755,89	64410,99	2343455,18
24	2212,53	27727,26	78187,70	50460,44	2040194,38	69340,90	41613,64	1677626,34	87034,51	59307,25	2402762,43

Elaborado por: Salcedo Terán Pedro Bernardo.

Tabla 41. Flujo de caja del pozo EDYJ-072 realizando la adquisición de los equipos ESPCP.

PERI ODO	Producción Mensual	Egresos	PROBABLE			PESIMISTA			OPTIMISTA		
			Ingresos	FNE	FNE Acumulado	Ingresos	FNE	FNE Acumulado	Ingresos	FNE	FNE Acumulado
	BPPM	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)
0	0,00	-490320,67	0,00	-490320,67	-490320,67	0,00	-490320,67	-490320,67	0,00	-490320,67	-490320,67
1	5828,00	41611,92	205953,16	164341,24	-325979,43	182649,91	141037,99	-349282,68	229256,41	187644,49	-302676,18
2	5438,40	38830,14	192185,10	153354,95	-172624,48	170439,68	131609,54	-217673,14	213930,51	175100,37	-127575,82
3	5418,80	38690,21	191492,52	152802,31	-19822,17	169825,47	131135,26	-86537,89	213159,58	174469,36	46893,55
4	5225,10	37307,21	184647,53	147340,32	127518,15	163754,98	126447,77	39909,88	205540,08	168232,87	215126,42
5	4713,27	33652,77	166560,30	132907,53	260425,68	147714,29	114061,52	153971,40	185406,31	151753,54	366879,96
6	4858,23	34687,75	171682,83	136995,08	397420,76	152257,21	117569,46	271540,86	191108,45	156420,70	523300,66
7	4533,45	32368,86	160205,75	127836,89	525257,65	142078,75	109709,89	381250,74	178332,76	145963,90	669264,56
8	4517,12	32252,21	159628,43	127376,21	652633,87	141566,74	109314,53	490565,27	177690,11	145437,90	814702,46
9	4215,15	30096,14	148957,19	118861,05	771494,92	132102,94	102006,80	592572,07	165811,44	135715,30	950417,76
10	4199,96	29987,68	148420,40	118432,72	889927,63	131626,88	101639,20	694211,28	165213,91	135226,23	1085643,99
11	4049,83	28915,76	143115,04	114199,28	1004126,92	126921,82	98006,06	792217,33	159308,26	130392,50	1216036,50
12	3779,09	26982,72	133547,73	106565,01	1110691,92	118437,03	91454,31	883671,64	148658,43	121675,70	1337712,20
13	3765,47	26885,49	133066,47	106180,98	1216872,90	118010,23	91124,74	974796,38	148122,71	121237,22	1458949,43
14	3513,75	25088,18	124170,91	99082,73	1315955,64	110121,19	85033,01	1059829,39	138220,64	113132,46	1572081,89
15	3501,09	24997,77	123723,44	98725,67	1414681,31	109724,35	84726,57	1144555,96	137722,54	112724,77	1684806,65
16	3375,94	24104,21	119300,89	95196,67	1509877,98	105802,20	81697,98	1226253,94	132799,58	108695,37	1793502,02
17	2940,24	20993,31	103903,86	82910,55	1592788,53	92147,32	71154,00	1297407,95	115660,41	94667,09	1888169,11
18	3138,90	22411,78	110924,39	88512,61	1681301,14	98373,48	75961,70	1373369,65	123475,29	101063,51	1989232,63
19	2929,07	20913,54	103509,04	82595,50	1763896,64	91797,17	70883,63	1444253,28	115220,91	94307,37	2083540,00
20	2918,51	20838,18	103136,03	82297,85	1846194,49	91466,36	70628,19	1514881,47	114805,69	93967,52	2177507,51
21	2723,41	19445,13	96241,34	76796,20	1922990,69	85351,79	65906,66	1580788,12	107130,88	87685,74	2265193,26
22	2713,59	19375,06	95894,51	76519,45	1999510,14	85044,21	65669,15	1646457,28	106744,81	87369,75	2352563,01
23	2616,60	18682,49	92466,72	73784,23	2073294,37	82004,27	63321,78	1709779,05	102929,17	84246,68	2436809,69
24	2441,67	17433,56	86285,27	68851,72	2142146,09	76522,24	59088,69	1768867,74	96048,31	78614,75	2515424,44

Elaborado por: Salcedo Terán Pedro Bernardo.

Tabla 42. Flujo de caja del pozo EDYJ-072 realizando el alquiler de los equipos ESPCP.

PER IOD O	Producción Mensual	Egresos	PROBABLE			PESIMISTA			OPTIMISTA		
			Ingresos	FNE	FNE Acumulado	Ingresos	FNE	FNE Acumulado	Ingresos	FNE	FNE Acumulado
	BPPM	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)
0	0,00	225214,43	0,00	-225214,43	-225214,43	0,00	-225214,43	-225214,43	0,00	-225214,43	-225214,43
1	5828,00	53939,36	205953,16	152013,80	-73200,63	182649,91	128710,55	-96503,88	229256,41	175317,05	-49897,38
2	5438,40	50759,92	192185,10	141425,17	68224,54	170439,68	119679,76	23175,87	213930,51	163170,59	113273,20
3	5418,80	51017,65	191492,52	140474,87	208699,41	169825,47	118807,82	141983,69	213159,58	162141,92	275415,13
4	5225,10	49634,65	184647,53	135012,88	343712,29	163754,98	114120,33	256104,02	205540,08	155905,43	431320,56
5	4713,27	45184,89	166560,30	121375,41	465087,70	147714,29	102529,40	358633,42	185406,31	140221,42	571541,98
6	4858,23	47015,19	171682,83	124667,64	589755,34	152257,21	105242,02	463875,44	191108,45	144093,26	715635,24
7	4533,45	44298,64	160205,75	115907,11	705662,45	142078,75	97780,11	561655,54	178332,76	134034,12	849669,36
8	4517,12	44579,65	159628,43	115048,77	820711,22	141566,74	96987,09	658642,63	177690,11	133110,46	982779,81
9	4215,15	42025,92	148957,19	106931,27	927642,49	132102,94	90077,02	748719,65	165811,44	123785,52	1106565,34
10	4199,96	42315,12	148420,40	106105,28	1033747,77	131626,88	89311,76	838031,41	165213,91	122898,79	1229464,13
11	4049,83	41243,20	143115,04	101871,84	1135619,61	126921,82	85678,62	923710,03	159308,26	118065,06	1347529,19
12	3779,09	38912,51	133547,73	94635,23	1230254,84	118437,03	79524,53	1003234,56	148658,43	109745,92	1457275,12
13	3765,47	39212,93	133066,47	93853,54	1324108,38	118010,23	78797,30	1082031,85	148122,71	108909,78	1566184,90
14	3513,75	37017,96	124170,91	87152,95	1411261,33	110121,19	73103,22	1155135,08	138220,64	101202,68	1667387,58
15	3501,09	37325,21	123723,44	86398,23	1497659,56	109724,35	72399,13	1227534,21	137722,54	100397,33	1767784,91
16	3375,94	36431,65	119300,89	82869,23	1580528,79	105802,20	69370,54	1296904,76	132799,58	96367,93	1864152,83
17	2940,24	32127,78	103903,86	71776,09	1652304,88	92147,32	60019,54	1356924,30	115660,41	83532,63	1947685,46
18	3138,90	34739,22	110924,39	76185,17	1728490,05	98373,48	63634,26	1420558,56	123475,29	88736,07	2036421,54
19	2929,07	32843,32	103509,04	70665,72	1799155,77	91797,17	58953,85	1479512,41	115220,91	82377,59	2118799,13
20	2918,51	33165,62	103136,03	69970,41	1869126,18	91466,36	58300,75	1537813,15	114805,69	81640,08	2200439,20
21	2723,41	31374,91	96241,34	64866,42	1933992,60	85351,79	53976,88	1591790,03	107130,88	75755,96	2276195,17
22	2713,59	31702,50	95894,51	64192,01	1998184,61	85044,21	53341,71	1645131,75	106744,81	75042,31	2351237,48
23	2616,60	31009,93	92466,72	61456,79	2059641,40	82004,27	50994,34	1696126,08	102929,17	71919,24	2423156,72
24	2441,67	29363,34	86285,27	56921,94	2116563,34	76522,24	47158,91	1743284,99	96048,31	66684,97	2489841,69

Elaborado por: Salcedo Terán Pedro Bernardo.

ANEXO 4
PRECIO DEL CRUDO

Período	CRUDO ORIENTE (1)	CRUDO NAPO (2)	CESTA ORIENTE Y NAPO (3)	CESTA REFERENCIAL OPEP (4)	PETRÓLEO WTI (5)	PETRÓLEO BRENT (6)	CRUDO URALS (7)
2014	85,81	81,58	84,32	96,19	93,17	99,00	98,01
2015	43,44	39,22	42,17	49,52	48,74	52,44	51,94
2016	37,17	31,72	35,25	40,68	43,21	43,69	42,09
2017	47,35	43,09	45,84	52,51	50,91	54,25	53,35
2018	63,20	57,19	60,91	69,52	64,90	70,94	69,86
2017 Enero- Septiembr	44,67	41,16	43,39	50,20	49,41	51,88	50,79
Enero	46,71	42,05	44,93	52,40	52,50	54,58	53,42
Febrero	45,89	42,19	44,57	53,37	53,40	55,06	53,67
Marzo	44,45	40,07	42,89	50,32	49,58	51,60	49,94
Abril	45,48	43,24	44,80	51,37	51,06	52,59	51,55
Mayo	42,40	40,22	41,54	49,20	48,56	50,45	49,04
Junio	41,51	38,32	40,48	45,21	45,17	46,42	45,52
Julio	42,74	37,79	40,95	46,93	46,67	48,51	47,82
Agosto	44,32	41,56	43,22	49,60	48,03	51,66	51,30
Septiembre	48,51	44,43	46,86	53,44	49,71	56,07	54,89
Octubre	52,32	47,99	50,68	55,50	51,57	57,28	56,81
Noviembre	56,12	52,32	54,72	60,74	56,67	62,63	62,53
Diciembre	58,41	52,05	57,14	62,06	57,94	64,14	63,75
2018 Enero- Septiembr	64,70	58,31	62,22	70,28	66,86	72,06	70,73
Enero	62,87	57,74	60,50	66,85	63,70	69,13	68,69
Febrero	59,30	54,66	58,03	63,48	62,15	65,16	63,01
Marzo	59,85	53,27	57,23	63,76	62,76	65,89	63,63
Abril	63,06	55,99	61,10	68,43	66,32	71,58	69,16
Mayo	66,48	59,56	63,75	74,11	69,89	76,85	75,23
Junio	65,60	57,94	62,25	73,22	67,70	74,17	73,55
Julio	69,76	64,02	67,33	73,27	71,03	74,33	73,20
Agosto	64,48	57,54	61,63	72,26	67,99	72,64	71,62
Septiembre	69,69	61,38	66,76	77,18	70,20	78,80	78,50
Octubre	70,32	65,11	68,61	79,39	70,75	81,12	80,16
Noviembre	57,21	52,63	55,28	65,33	56,75	64,66	64,41
Diciembre	48,70	43,32	46,90	56,94	49,52	56,96	57,18
2019 Enero-Septiembr	59,19	52,86	56,72	64,37	57,03	64,53	64,66
Enero	52,00	45,62	49,06	58,74	51,63	59,37	60,26
Febrero	56,19	50,20	54,05	63,83	54,98	64,00	64,10
Marzo	60,78	55,03	58,54	66,37	58,16	66,08	66,21
Abril	66,76	61,24	64,98	70,78	63,87	71,15	71,90
Mayo	62,78	56,97	60,84	69,97	60,73	70,85	71,68
Junio	57,27	51,78	55,34	62,92	54,68	64,03	62,47
Julio	59,43	54,73	57,51	64,71	57,51	63,91	63,73
Agosto	56,40	51,51	54,15	59,62	54,84	58,83	59,95
Septiembre	57,10	50,18	54,21	62,36	56,86	62,57	61,65

Figura 53. Precio del crudo ecuatoriano y del mercado internacional

Fuente: Banco Central del Ecuador