



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**DETERMINACIÓN DEL MÉTODO DE PRODUCCIÓN ÓPTIMO PARA LOS
POZOS DEL CAMPO MPE-3, PERTENECIENTE A LA EMPRESA MIXTA
PETROLERA SINOVENSA, S.A.**

REALIZADO POR:

**YEIMAR DEL VALLE ROJAS SALAZAR
LUIS FELIPE DE JESÚS DURÁN GUZMÁN**

Trabajo Especial de Grado Presentado como Requisito Parcial para Optar al

Título de:

INGENIERO DE PETRÓLEO

MATURÍN, FEBRERO DE 2025



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA

DETERMINACIÓN DEL MÉTODO DE PRODUCCIÓN ÓPTIMO PARA LOS
POZOS DEL CAMPO MPE-3, PERTENECIENTE A LA EMPRESA MIXTA
PETROLERA SINOVENSA, S.A.

REALIZADO POR:

YEIMAR DEL VALLE ROJAS SALAZAR

C.I. V-26.762.790

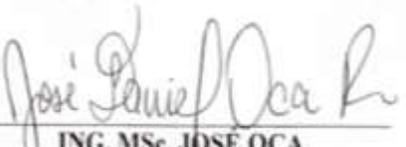
LUIS FELIPE DE JESÚS DURÁN GUZMÁN

C.I. V-25.431.461

REVISADO POR:


ING. MSc. MARÍA GAMBOA

Asesor Académico


ING. MSc. JOSÉ OCA

Co-Asesor Académico

MATURÍN, FEBRERO DE 2025



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA

DETERMINACIÓN DEL MÉTODO DE PRODUCCIÓN ÓPTIMO PARA LOS
POZOS DEL CAMPO MPE-3, PERTENECIENTE A LA EMPRESA MIXTA
PETROLERA SINOVENSA, S.A.

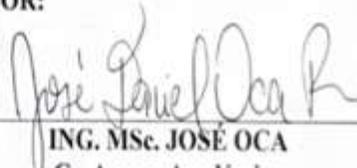
REALIZADO POR:

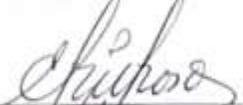
YEIMAR DEL VALLE ROJAS SALAZAR
C.I. V-26.762.790

LUIS FELIPE DE JESÚS DURÁN GUZMÁN
C.I. V-25.431.461

APROBADO POR:


ING. MSc. MARÍA GAMBOA
Asesor Académico


ING. MSc. JOSÉ OCA
Co-Asesor Académico


ING. MARYTHA ESPINOZA
Jurado Principal


ING. MSc. ANA HERNÁNDEZ
Jurado Principal

MATURÍN, FEBRERO DE 2025



ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
SUB-COMISIÓN DE TRABAJO DE GRADO

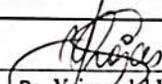
ACTA DE EVALUACIÓN DEL TRABAJO DE GRADO

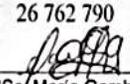
CTG-EICA-IP-2025

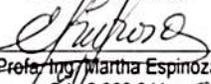
MODALIDAD: TRABAJO DE GRADO

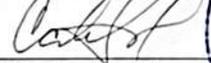
ACTA N° 000003156-00250-01-2025

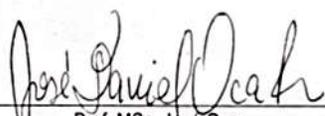
En Maturín, siendo las 10:00 am del día 6 de febrero del 2025 reunidos en la Sala "A1 Postgrado", Campus: Juanico del Núcleo de Monagas de la Universidad de Oriente, los miembros del jurado profesores: MSc. María Gamboa (Asesor Académico), José Oca (Co-Asesor Académico), Ing. Martha Espinoza (Jurado), MSc. Ana Hernández (Jurado). A fin de cumplir con el requisito parcial exigido por el Reglamento de Trabajo de Grado vigente para obtener el Título de Ingeniero de Petróleo, se procedió a la presentación del Trabajo de Grado, titulado: **DETERMINACIÓN DEL MÉTODO DE PRODUCCIÓN ÓPTIMO PARA LOS POZOS DEL CAMPO MPE-3, PERTENECIENTE A LA EMPRESA MIXTA PETROLERA SINOVENSA, S.A.** Por el Bachiller: **YEIMAR DEL VALLE ROJAS SALAZAR, C.I. 26 762 790.** El jurado, luego de la discusión del mismo acuerdan calificarlo como: Aprobado por unanimidad

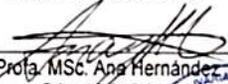

Br. Yeimar del Valle Rojas Salazar
C.I. 26 762 790


Profa. MSc. María Gamboa
C.I.: 15 323 035
Asesor Académico


Prof. Ing. Martha Espinoza
C.I. 8 369 941
Jurado


Profa. MSc. Carlos De La Cruz
C.I.: 12 664 336
Sub-Comisión de Trabajo de Grado


Prof. MSc. José Oca
C.I.: 17 463 904
Co-Asesor Académico


Profa. MSc. Ana Hernández
C.I.: 13 915 353
Jurado


Prof. Ing. Jesús Otahola
C.I.: 14 940 120
Jefe de Departamento



Según establecido en resolución de Consejo Universitario N° 034/2009 de fecha 11/06/2009 y Artículo 13 Literal J del Reglamento de Trabajo de Grado de la Universidad de Oriente. NOTA: Para que esta acta tenga validez debe ser asentada en la hoja N°- 410 del 15° libro de Actas de Trabajos de Grado del Departamento de Ingeniería de Petróleo, EICA de la Universidad de Oriente y estar debidamente firmada por el (los) asesor (es) y miembros del jurado.



ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
SUB-COMISIÓN DE TRABAJO DE GRADO

ACTA DE EVALUACIÓN DEL TRABAJO DE GRADO

CTG-EICA-IP-2025

MODALIDAD: TRABAJO DE GRADO

ACTA N° 000003157-00251-01-2025

En Maturín, siendo las 10:00 am del día 6 de febrero del 2025 reunidos en la Sala "A1 Postgrado", Campus: Juanico del Núcleo de Monagas de la Universidad de Oriente, los miembros del jurado profesores: MSc. María Gamboa (Asesor Académico), José Oca (Co-Asesor Académico), Ing. Martha Espinoza (Jurado), MSc. Ana Hernández (Jurado). A fin de cumplir con el requisito parcial exigido por el Reglamento de Trabajo de Grado vigente para obtener el Título de Ingeniero de Petróleo, se procedió a la presentación del Trabajo de Grado, titulado: **DETERMINACIÓN DEL MÉTODO DE PRODUCCIÓN ÓPTIMO PARA LOS POZOS DEL CAMPO MPE-3, PERTENECIENTE A LA EMPRESA MIXTA PETROLERA SINOVENSA, S.A.** Por el Bachiller: **LUIS FELIPE DE JESÚS DURÁN GUZMÁN, C.I. 25 431 461.** El jurado, luego de la discusión del mismo acuerdan calificarlo como: Aprobado por unanimidad

Br. Luis Felipe de Jesús Durán Guzmán
C.I. 25 431 461

Profa. MSc. María Gamboa
C.I.: 15 323 035
Asesor Académico

Profa. Ing. Martha Espinoza
C.I.: 8 369 941
Jurado

Profa. MSc. Carlos De La Cruz
C.I.: 12 664 336
Sub-Comisión de Trabajo de Grado

Prof. MSc. José Oca
C.I.: 17 463 904
Co-Asesor Académico

Profa. MSc. Ana Hernández
C.I.: 13 915 353
Jurado

Prof. Ing. Jesús Otahola
C.I.: 14 940 176
Jefe de Departamento



Según establecido en resolución de Consejo Universitario N° 034/2009 de fecha 11/06/2009 y Artículo 13 Literal J del Reglamento de Trabajo de Grado de la Universidad de Oriente. NOTA: Para que esta acta tenga validez debe ser asentada en la hoja N° 411 del 15° libro de Actas de Trabajos de Grado del Departamento de Ingeniería de Petróleo, EICA de la Universidad de Oriente y estar debidamente firmada por el (los) asesor (es) y miembros del jurado.

RESOLUCIÓN

De acuerdo con el artículo 41 del reglamento de Trabajo de Grado: “Los trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad De Oriente y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”.



DEDICATORIA

A mis padres, Pedro Manuel Rojas Carreño y Gumercinda del Valle Salazar Jiménez; por haberme regalado la vida y haber sacrificado tanto para hacerme quien soy, por todo el apoyo, consejos, comprensión, todo lo que soy se lo debo a ustedes. Este triunfo también es de ustedes.

A mi hermano Yerdin Manuel Rojas Salazar, por formar parte de este logro, de esta meta ya alcanzada, por todo su apoyo y sacrificios.

Yeimar Rojas Salazar

DEDICATORIA

A DIOS TODOPODEROSO, por siempre haber guiado mis pasos, y llenarme de salud, sabiduría y fortaleza para saber seguir el camino correcto día tras día.

A mis padres Luis Felipe Durán y Midaly Josefina Guzmán; por haberme regalado la vida y haber sacrificado tanto para hacerme quien soy, por ser mi ejemplo a seguir y haberme mostrado que en la vida sólo se necesitan las ganas, y la constancia para llegar a donde quieras.

A mi hermana Paola Carolina, por su apoyo y motivación incondicional. Quien espero siempre me considere un gran hermano.

A mi cuñado Ángel, por siempre ser como un hermano mayor para mí.

A mis abuelas Libia y Rita, por siempre tenerme presente en sus oraciones y su amor incondicional.

Luis Felipe Durán

AGRADECIMIENTOS

A DIOS TODOPODEROSO, por siempre guiar mis pasos, darme salud, sabiduría y fortaleza para saber seguir el camino correcto día tras día.

A mis padres, Pedro y Gumerinda y mi hermano, Yerdin, gracias por sus consejos y palabras de aliento, por motivarme. Gracias por su incondicional apoyo y por estar pendiente de mí en todo momento.

A todos mis profesores de la carrera, en especial la profesora María Esther Gamboa y el profesor José Oca, por ser parte fundamental de este logro. Siempre los recordaré.

A mi compañero de investigación, Luis Felipe Durán, por confiar en mí para conformar este equipo y por tener la paciencia que esto amerita. Gracias por cada uno de los momentos compartidos en esta travesía.

A mis compañeros y amigos que la Universidad de Oriente me regaló, agradezco su compañía, solidaridad y motivación cuando más largo parecía el camino, a ustedes: Ana Rivas, Elber Becerra, Misael Fernández e Iregmilis Romero, los considero familia. Siempre están en mi mente y corazón los recuerdos que construimos juntos.

Al personal de la empresa Mixta Sinovensa S.A, especialmente al Ing. William Araque, Ing. Carlos Osuna y Ing. Víctor Marcano, primeramente, por la oportunidad brindada, por su orientación y contribución a lo largo del desarrollo de esta investigación.

Yeimar Rojas Salazar

AGRADECIMIENTOS

A DIOS TODOPODEROSO, por haberme permitido cumplir con esta meta satisfactoriamente y haberme rodeado de las personas indicadas que paso a paso recorrieron conmigo el camino.

A mis padres: Luis Felipe y Midaly, gracias por sus palabras de aliento y consejos, por motivarme y siempre procurar mi progreso. Gracias por su incondicional apoyo y por estar pendiente de mí en cada momento.

Paola, siempre has sido impulsora y motivadora de mis logros. Gracias por tus palabras y tus consejos durante mi etapa universitaria.

A mi compañera de tesis, Yeimar Rojas, por siempre confiar en mí, estar incondicionalmente conmigo, apoyándome en cada momento que he necesitado.

A ustedes amigos y compañeros de la Universidad de Oriente, en especial a Ana Rivas, Elber Becerra, Iregmilis Romero y Misael Fernández, agradezco su compañía, solidaridad y motivación cuando más largo y empinado parecía el camino.

A todos mis profesores y preparadores, en especial a la profesora María Esther Gamboa y al profesor José Oca, por ser parte fundamental de este logro Siempre los recordaré. Gracias por todas las lecciones y conocimientos compartidos.

Al personal de la empresa Mixta Petrolera Sinovensa, S.A, especialmente al Ing. William Araque, Ing. Carlos Osuna e Ing. Víctor Marcano, primeramente, por la oportunidad brindada, por su orientación y contribución al desarrollo de esta investigación.

Luis Felipe Durán

ÍNDICE GENERAL

RESOLUCIÓN	vi
DEDICATORIA	vii
AGRADECIMIENTOS	ix
ÍNDICE GENERAL	xi
LISTA DE FIGURAS	xiii
LISTA DE GRÁFICOS	xiv
LISTA DE TABLAS	xv
LISTA DE ABREVIATURAS	xvi
RESUMEN	xix
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	5
EL PROBLEMA Y SUS GENERALIDADES	5
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	5
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	7
1.2.1 Objetivo general.....	7
1.2.2 Objetivos específicos.....	7
1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	7
CAPÍTULO II	9
MARCO TEÓRICO	9
2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.....	9
2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	12
2.2.1 Ubicación del área de estudio.....	12
2.3 BASES TEÓRICAS.....	12
2.3.1 Yacimiento petrolífero.....	12
2.3.2 Reservas de hidrocarburos.....	13
2.3.3 Pozos Horizontales.....	13
2.3.4 Inyección de Diluyentes.....	15
2.3.5 Proceso de producción de un pozo.....	16
2.3.6 Métodos de levantamiento artificial.....	18
2.3.6.1 Bombeo de cavidad progresiva (BCP).....	18
2.3.6.2 Bombeo electrosumergible (BES).....	31
2.3.6.3 Bombeo mecánico (BM).....	42
2.3.6.4 Preselección del método de producción.....	54
2.3.7 Curva IPR (Curva de Oferta).....	55
2.3.8 Curva de Comportamiento de Eflujo (Curva de Demanda).....	56
2.3.9 Índice de Productividad (J).....	56
2.3.10 Análisis nodal para pozos productores de petróleo.....	57
2.3.11 Indicadores financieros.....	59
2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS.....	61

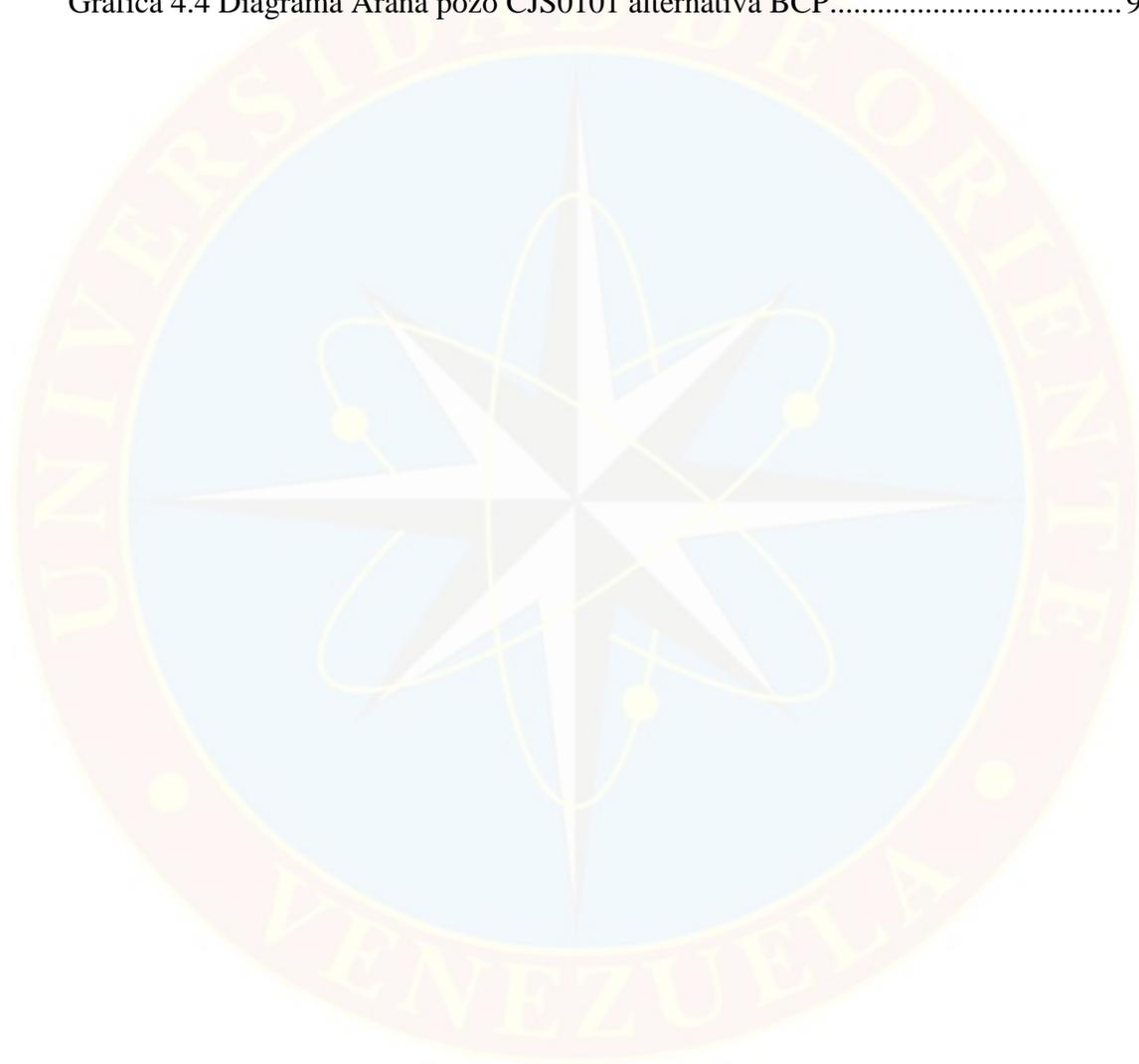
CAPÍTULO III	64
MARCO METODOLÓGICO	64
3.1 TIPO DE LA INVESTIGACIÓN	64
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	64
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA	65
3.3.1 Población	65
3.3.2. Muestra	65
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO	66
3.4.1 Descripción de las condiciones actuales de los pozos pertenecientes al Campo MPE-3, de la Empresa mixta Petrolera Sinovensa, S.A.	66
3.4.2 Establecimiento de los distintos métodos de levantamiento artificial a ser empleados en los pozos del Campo MPE-3	68
3.4.3 Determinación del potencial de producción óptimo y la factibilidad económica de la aplicación de los métodos de levantamiento artificial de los pozos sujetos a estudio.....	68
3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS PARA LA RECOLECCIÓN DE DATOS	70
3.5.1 Técnicas	70
3.5.2 Instrumentos	71
3.6 RECURSOS	74
3.6.1 Materiales	74
3.6.2 Humanos	74
3.6.3 Financieros.....	74
3.6.4 Recursos tecnológicos y materiales	75
CAPITULO IV	76
ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	76
4.1 DESCRIPCIÓN DE LAS CONDICIONES ACTUALES DE LOS POZOS PERTENECIENTES AL CAMPO MPE-3, DE LA EMPRESA MIXTA PETROLERA SINOVENSA, S.A.....	76
4.2 ESTABLECIMIENTO DE LOS DISTINTOS MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL A SER EMPLEADOS EN LOS POZOS DEL CAMPO MPE-3	82
4.3 DETERMINACIÓN DEL POTENCIAL DE PRODUCCIÓN ÓPTIMO Y LA FACTIBILIDAD ECONÓMICA DE LA APLICACIÓN DE LOS MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE LOS POZOS SUJETOS A ESTUDIO	84
CAPITULO V	95
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	95
5.1 CONCLUSIONES.....	95
5.2 RECOMENDACIONES	96
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	98
APÉNDICES	101
HOJAS METADATOS	212

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Ubicación del Campo Carabobo	12
Figura 2.2 Diagrama Mecánico Tipo Horizontal empleado en el Distrito Morichal	14
Figura 2.3 Proceso de producción pozo	16
Figura 2.4 Pérdida de energía sistema de producción.....	17
Figura 2.5 Sección transversal de una BCP	20
Figura 2.6 Disposición de las cavidades en una BCP.....	21
Figura 2.7 Componentes de subsuelo de una BCP	22
Figura 2.8 Corte longitudinal de un estator.....	23
Figura 2.9 Corte transversal de un Rotor	24
Figura 2.10 Niples de Paro.....	25
Figura 2.11 Equipo de superficie de poleas y correas.....	26
Figura 2.12 Evolución de los equipos de superficie	28
Figura 2.13 Variadores de Frecuencia	29
Figura 2.14 Cables de Potencia.....	36
Figura 2.15 Diagrama del Sistema del Bombeo Electrosumergible	42
Figura 3.1 Simulador PIPESIM versión 2017.....	72
Figura 3.2 Simulador WellFlo versión 2015.....	73

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfica 4.1 Comportamiento de producción del Pozo CJS0101.....	78
Gráfica 4.2 Comportamiento de producción del Pozo CJS0136.....	80
Gráfica 4.3 Comportamiento de producción del Pozo CJS0185.....	81
Gráfica 4.4 Diagrama Araña pozo CJS0101 alternativa BCP.....	94



LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1 Rangos de aplicabilidad Bombeo por Cavidades Progresivas	31
Tabla 2.2 Rangos de aplicabilidad Bombeo Electrosumergible	41
Tabla 2.3 Rangos de aplicabilidad Bombeo Mecánico	54
Tabla 4.1 Producción neta y potenciales de los pozos	76
Tabla 4.2 Pozos seleccionados para el estudio.....	77
Tabla 4.3 Parámetros de selección de los Sistemas de Levantamiento Artificial	83
Tabla 4.4 Resumen de los parámetros de los pozos en estudio	83
Tabla 4.5 Potencial optimo por método de levantamiento artificial del pozo CJS0101	85
Tabla 4.6 Potencial optimo por método de levantamiento artificial del pozo CJS0136	86
Tabla 4.7 Potencial optimo por método de levantamiento artificial del pozo CJS0185	87
Tabla 4.8 Costos Totales de la aplicación de los métodos de levantamiento artificial	88
Tabla 4.9 Gananciales pozos CJS0101 con cada método de levantamiento artificial (M.L.A)	89
Tabla 4.10 Gananciales pozos CJS0136 con cada método de levantamiento artificial (M.L.A).....	89
Tabla 4.11 Gananciales pozos CJS0185 con cada método de levantamiento artificial (M.L.A).....	90
Tabla 4.12 Indicadores económicos del proyecto del pozo CJS0101 alternativa BCP	90
Tabla 4.13 Resumen de indicadores económicos calculados por el simulador SEEPLUS para los métodos de levantamiento artificial pozo CJS0101	91
Tabla 4.14 Resumen de indicadores económicos calculados por el simulador SEEPLUS para los métodos de levantamiento artificial pozo CJS0136	92
Tabla 4.15 Resumen de indicadores económicos calculados por el simulador SEEPLUS para los métodos de levantamiento artificial pozo CJS0185	93

LISTA DE ABREVIATURAS

°API: American Petroleum Institute

°F: Grados Fahrenheit

%BSW: %A&S: Porcentaje de Agua y Sedimentos

μo: Viscosidad del Petróleo

BCP: PCP: Bombeo de Cavidades Progresivas

BES: ESP: Bombeo Electrosumergible

BH: Bombeo Hidráulico

BM: Rod Pump: Bombeo Mecánico

BN: Barriles Normales

BOP: Blowout Preventer (Válvula Preventora)

BOPD: Barriles de petróleo

BP: Barra Pulida

BPD: Barriles por día

BY: Barriles de Yacimiento

cP: Centipoise

d: Día

EI: Eficiencia de la inversión

Ft: Feet (pies)

GOR: Gas Oil Ratio: Relación gas petróleo

h: Altura/espesor

H₂S: Ácido Sulhídrico

Hp: Caballos de Fuerza

Hz: Hertz

IP: J: Índice de Productividad

IPR: Índice de Productividad

Km: Kilometro

Km²: Kilómetro cuadrado

Ko: Permeabilidad del petróleo

Kro: Permeabilidad relativa del petróleo

KVA: kilovatios - amperios

LAG: GLI: Gas Lift (Levantamiento artificial por Gas)

Lbs: Libras

Lpc: Psi: Libras por pulgada cuadrada

MB: Miles de Barriles

MBD: Miles de Barriles Diarios

mD: miliDarcy

MD: Midperf Depth (Profundidad media)

MDT: Modular Formation Dynamics Tester (Probador modular dinámico de formaciones)

MMBN: Millones de Barriles Normales

MPCN: Miles de Pies Cúbicos Normales

MTBF: Mean Time Between Failure (Tiempo Medio Entre Averías)

Pb: Presión de burbuja

PCN: Pies Cúbicos Normales

PDVSA: Petróleos de Venezuela S.A

Pe: Pws: Presión estática del Yacimiento.

PN: Producción neta

POT: Potencial

Psep: Presión del Separador

PSSA: Petrolera Sinovensa S.A

PVT: Presión-volumen-temperatura

Pwf: Presión de fondo fluyente

Pwfs: Presión de Fondo Sostenida en el Fluido

Pwh: Presión de cabezal

ql: Tasa de producción de liquido

re: Radio de drenaje

RFT: Repeat Formation Testing (Prueba de formación de repetición)

rpm: Revoluciones por minuto

rw: Radio del hoyo

S: Daño

SCF: Standard cubic foot (Pie cúbico estándar)

SPM: Strokes per minute

SSSV: Válvula de seguridad

STB: Barriles estándar

TPd: Tiempo de pago dinámico

TVD: True vertical depth (profundidad vertical verdadera)

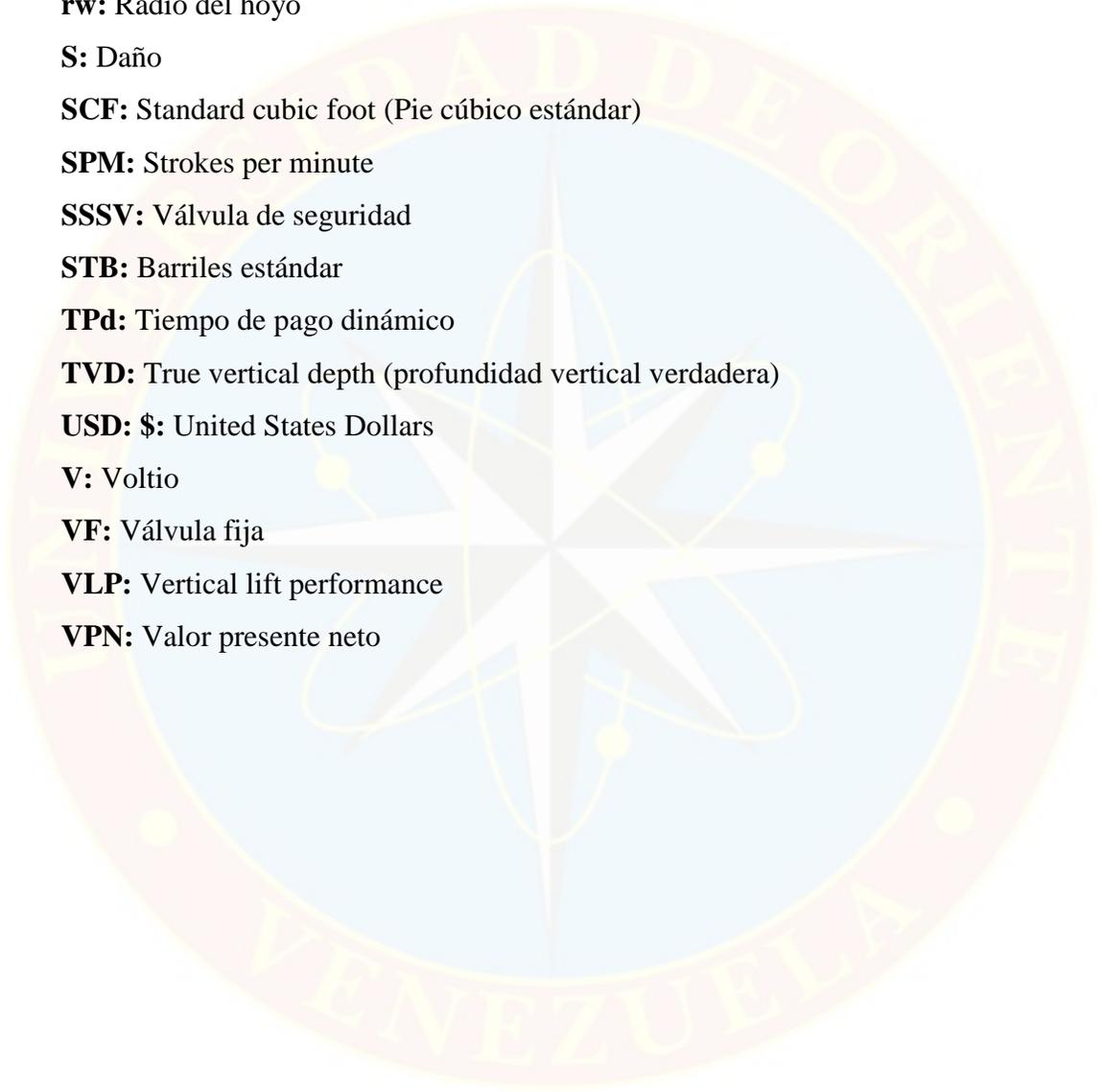
USD: \$: United States Dollars

V: Voltio

VF: Válvula fija

VLP: Vertical lift performance

VPN: Valor presente neto





**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**DETERMINACIÓN DEL MÉTODO DE PRODUCCIÓN ÓPTIMO PARA LOS
POZOS DEL CAMPO MPE-3, PERTENECIENTE A LA EMPRESA MIXTA
PETROLERA SINOVENSA, S.A.**

Autores:

Yeimar del Valle Rojas Salazar C.I V-26.762.790
Luis Felipe de Jesús Durán Guzmán C.I V-25.431.461
Octubre, 2024

ING. MSc. María Gamboa
Asesor Académico
ING. MSc. José Oca
Co-Asesor Académico

RESUMEN

El objetivo fundamental de la presente investigación, fue la determinación del método de producción óptimo para los pozos del Campo MPE-3. Para lograrlo, primero se seleccionaron los pozos CJS0101, CJS0136 y CJS0185 como candidatos para el estudio, completados con equipo de levantamiento artificial por bombeo de cavidades progresivas, con bombas: KUDU 45 k 1600, KUDU 56 K 1800 y PCM 400-100E1600 respectivamente. Posteriormente, se describieron sus condiciones generales de producción y temperatura y se construyeron gráficos de sus comportamientos de producción. Se establecieron los distintos métodos de levantamiento artificial a evaluar en el Campo MPE-3, en este caso se seleccionaron bombeo mecánico y bombeo electrosumergible, de acuerdo a los parámetros de aplicabilidad de cada uno, además del método instalado actualmente. Seguidamente, se determinó el potencial de producción óptimo de los pozos a través de análisis nodal haciendo uso del simulador PIPESIM. Finalmente, se inició con el estudio de factibilidad económica para determinar la alternativa más viable en cuanto a tiempo de retorno de pago. Se concluye que, aunque existe una diferencia mínima en el tiempo de pago entre los métodos de levantamiento comparados en esta investigación (BCP, BES y BM), la mejor opción es continuar con el método actual y realizar cambio de bomba. Para los pozos CJS0101 y CJS0136 el modelo que se adapta es el WEATHERFORD EDM 500-4100 y para el pozo CJS01085 el WEATHERFORD EDM 1000-4100.

Palabras Claves: Optimización, Producción, Simulación, Análisis Nodal, Factibilidad Económica.

INTRODUCCIÓN

A medida que pasan los años el petróleo atraviesa distintas etapas, desde su inicio con el descubrimiento, hasta su final, una de estas etapas es la de producción, la cual persigue o tiene como objetivo la extracción máxima de reservas posibles de hidrocarburos. En este sentido Carmona (1998), citado por Galvan et al. (2007) establece:

“La producción petrolera es la actividad de la industria que se encarga de las operaciones empleadas para traer a la superficie los hidrocarburos naturales (petróleo y gas), utilizando la energía natural del yacimiento (conocida como extracción primaria) o mediante la aplicación de otros métodos de extracción (denominada extracción adicional), desde el yacimiento hasta el pozo y desde éste a la superficie”. (p.20)

Cuando se inicia la vida productiva de un yacimiento, los pozos pertenecientes al mismo comienzan a producir por sí mismo (por flujo natural), es decir, haciendo uso de la energía que estos poseen y de los distintos mecanismos de producción: empuje por agua, empuje por capa de gas, empuje por gas disuelto, empuje por gravedad y empuje por expansión del líquido, los cuales pueden alternarse durante diferentes periodos, ya que inicialmente la presión existente en el subsuelo es suficiente para impulsar los fluidos en su trayectoria a través de los poros y canales de la roca, en su ascenso por la tubería vertical o inclinada del pozo y en el desplazamiento por la tubería de flujo hasta la estación de recolección.

Sin embargo, la presión natural del yacimiento, se va debilitando a medida que se extraen los fluidos y pierde gradualmente su fuerza impulsora; de la misma forma, existen problemas que requieren trabajos de adición de energía al yacimiento, como: problemas mecánicos, condiciones de reservorio, altos volúmenes de agua producida, nuevas necesidades de producción, entre otros; por lo que se hace necesario aplicar métodos de levantamiento artificial, con el objeto de mantener los pozos en producción.

Venezuela es un país cuya economía depende en gran parte de la producción de petróleo, a esto se debe que la industria se enfoque en encontrar herramientas apropiadas que garanticen la efectividad de su extracción (Montagna, 2018). En el país un gran número de pozos se encuentran completados con diferentes métodos de levantamiento artificial, como consecuencia del decrecimiento de la tasa de producción de crudos debido a la baja energía de los yacimientos. Por otro lado, cabe resaltar que desde hace muchos años se conoce la existencia de reservorios de crudos pesados y extrapesados que hoy atraen la atención de los petroleros del mundo.

La faja petrolífera del Orinoco es una de las muchas áreas de interés que presenta petróleo de este tipo. Las propiedades físicas que distingue a este crudo se caracteriza por la baja gravedad API, para los crudos pesados sus gravedades van “entre 10 - 20 °API y presentan condiciones favorables de movilidad dentro del yacimiento, mientras que los crudos extrapesados sus gravedades son menores a 10 °API y su movilidad es bastante baja.” (Rodríguez, et al., 2020). Estos crudos tienen una viscosidad entre 1.200 y 95.000 cP, y comparándola con la del agua, que es considera aproximadamente 1 centipoise, se aprecia la poca fluidez de estos hidrocarburos, convirtiéndose así, en un factor importante en el tratamiento y manejo, desde el yacimiento hasta la superficie y luego en el transporte e instalaciones de refinación.

Por lo general, para hacerlos más fluidos y manejables, se deben añadir diluentes a distancias regulares de un oleoducto a fin de facilitar su circulación, Rodríguez, et al. (2020), refiere que:

La alta viscosidad de los crudos pesados dificulta su producción por Recuperación Primaria, esto sugiere automáticamente la aplicación de diversas alternativas como métodos de recuperación secundaria para aumentar la movilidad del fluido y así incrementar los niveles de producción de estos yacimientos y el consecuente aumento del factor de recobro. (p.2)

Sin embargo, la constante declinación natural de la presión del reservorio se hace insuficiente para poder elevarlos a superficie, es debido a esto, que se requiere el empleo de un método de producción alternativo que proporcione energía al yacimiento y posibilite la extracción efectiva del hidrocarburo.

La investigación fue llevada a cabo en las instalaciones de la EMPRESA MIXTA PETROLERA SINOVENSA, el área a estudiar comprende los pozos encontrados en el bloque Carabobo, Campo MPE-3, de la faja petrolífera del Orinoco, ubicado en el Estado Monagas, al sur de la ciudad de Maturín, la cual tiene una extensión aproximada de ciento cincuenta kilómetros cuadrados (150,07 Km²). El potencial de producción de petróleo del Campo MPE-3 se registró en 131,54 MBD, presentando una variación de -4,93 MB en cuanto al plan establecido de 136,47 MBD, lo que representa un 3,61% menos de la producción esperada, lo que se traduce en pérdidas económicas. El trabajo de investigación fue estructurado en cinco capítulos, los cuales se describen brevemente a continuación:

El Capítulo I comprende el planteamiento del problema, que surge en la necesidad de un estudio de los Sistemas de Levantamiento Artificial de BCP y BES, los cuales se aplican a pozos productores de crudo pesado y extrapesado del Bloque Carabobo, Campo MPE-3, para evaluar posibles mejoras en los sistemas y sus parámetros de operación, que permitan la optimización de la producción.

En el Capítulo II, se refiere al área de estudio, la cual se describe en cuanto a la ubicación del campo, la formación productora de interés, además comprende un marco

referencial que conforma las bases teóricas de este trabajo, donde se señalan conceptos y aspectos relacionados con los métodos y sistemas de producción, la productividad del pozo, el análisis nodal, y una descripción de los principales componentes y características de los Sistemas de Levantamiento de BM, BCP y BES.

El Capítulo III comprende la metodología empleada para el desarrollo de la investigación y el cumplimiento de los objetivos planteados.

En el Capítulo IV se encuentran los análisis de los resultados de este trabajo investigativo, los cuales se describen en el orden en que fueron obtenidos. Estos resultados se muestran a través de gráficos, tablas y análisis de simulación.

Por último, el Capítulo V comprende las conclusiones y recomendaciones generadas a partir de los resultados obtenidos en el trabajo de investigación.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA Y SUS GENERALIDADES

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

De acuerdo a Salager (2005):

“La producción de petróleo involucra dos aspectos, el primero de estos es la producción última posible en función de las técnicas empleadas, y el segundo es el ritmo de producción de acuerdo con el comportamiento de los pozos y de los diferentes métodos de estimulación aplicables (fracturación, inyección de vapor, levantamiento artificial por gas)”. (p.2)

Los campos de producción tienen requerimientos operativos que incluyen la perforación y mantenimiento de pozos, la producción y separación de petróleo y gas, el tratamiento, almacenamiento, y la distribución del petróleo y gas producidos, que cambian con el tiempo y deben atenderse según su relevancia para los niveles productivos, los cuales se refieren a la cantidad y calidad de crudo y gas natural que se obtienen de los campos de producción. Estos niveles dependen de varios factores, como la geología, la tecnología, la inversión y el mercado, según Osorno (2001), citado por Ocampo (2007):

“La industria petrolera enfrenta muchas dificultades operativas que pueden impedir el logro de los objetivos planteados. Por eso, se diseñan proyectos para cada sección de trabajo con el fin de generar valor para la empresa y el país. La coordinación entre el proyecto, el producto y las operaciones de la organización que lo lleva a cabo son esenciales para el éxito del proyecto”. (p.12)

Con base a lo anterior, la Empresa mixta Petrolera Sinovensa, S.A, continua con el objetivo y compromiso de superar nuevos desafíos para avanzar firmemente en el incremento de la producción de crudo extra pesado en la Faja Petrolífera del Orinoco

Hugo Chávez, avanzando de manera sólida a través del desarrollo de planes especiales y diseño de estrategias para la recuperación de pozos, mantenimientos preventivos y correctivos para alcanzar mayor confiabilidad operacional, y la implementación de nuevas tecnologías que permitirán fortalecer el desarrollo energético y económico de la Nación.

El Campo MPE-3, está integrado por una serie de pozos que entre sí poseen métodos de producción diferentes, como: Bombeo de Cavidades Progresivas y Bombeo Electrosumergible, los cuales por separado tienen características propias en cuanto a los equipos que integran al método; y que lo largo de la vida productiva de esta área, han presentado problemas mecánicos: cabillas sueltas, bomba dañada, cabezal de rotación dañado; lo que ha conducido a una serie de situaciones desfavorables, ocasionando que algunos pozos queden fuera de servicios por reparaciones o en su defecto inactivos, originando que el potencial de producción del campo, este por debajo de valor esperado. Adicional a esto, una gran limitante en la realización del estudio, fue la carencia datos esenciales para caracterización de los pozos, los cuales son necesario para la realización del proyecto.

En este sentido y en la búsqueda de dar respuesta a lo anterior, la Empresa mixta Petrolera Sinovensa, S.A, requirió la realización de un estudio de factibilidad económica, para determinar el método de producción óptimo para los pozos del Campo MPE-3, con la finalidad de buscar maximizar la recuperación de las reservas del yacimiento, reducir los costos operacionales, y, por lo tanto, prolongar la vida productiva de los pozos, antes de ser abandonados.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo general

Determinar el método de producción óptimo para los pozos del Campo MPE-3, perteneciente a la Empresa mixta Petrolera Sinovensa, S.A.

1.2.2 Objetivos específicos

- Describir las condiciones actuales de los pozos pertenecientes al Campo MPE-3, de la Empresa mixta Petrolera Sinovensa, S.A.
- Establecer los distintos métodos de levantamiento artificial a ser empleados en el Campo MPE-3.
- Determinar del potencial de producción óptimo y la factibilidad económica de la aplicación de los métodos de levantamiento artificial de los pozos sujetos a estudio.

1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

La constante demanda de crudo en el mundo, y la firme necesidad en el país de exportar este recurso para generar ingreso, promueven una realización continua de estudios en cuanto a la productividad de los distintos campos petrolíferos en el país.

En tal sentido y con el fin de prolongar la vida útil de los pozos e incrementar la producción, la Empresa mixta Petrolera Sinovensa, S.A, solicitó a los tesistas realizar una evaluación para poder determinar el método de producción óptimo para cambio de método en los pozos de estudio, optimizando así las operaciones de producción de hidrocarburos, aumentado la productividad de los pozos productores.

En vista de las pérdidas de capacidad de producción de petróleo de los pozos asociada a la disminución de la energía del yacimiento (presión) y a los problemas operacionales de los métodos de producción presentes, la Gerencia de Optimización y Yacimientos PSSA, enfoca el estudio en el Yacimiento OFIM CNX 3, Campo MPE-3, Arenas: O-11, O-12, O-13, a fin de elevar su energía y con esto poder garantizar un aumento en los niveles de producción con el recobro eficientes de las reservas y así poder satisfacer la demanda de hidrocarburos para su exportación, contribuyendo de esta manera con la economía del País.



CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

Breidenbach, D. y Rodríguez, M. (2018). *Evaluación técnico-económica del plan de desarrollo de tres campos en la faja petrolífera del Orinoco.* El trabajo tuvo por objetivo evaluar los planes de desarrollo de tres campos ubicados en la Faja Petrolífera del Orinoco a través de un análisis técnico-económico para establecer el mejor escenario de explotación. Para ello, se analizaron los históricos de producción de petróleo, gas y agua de cada uno de los campos con el fin de determinar las reservas drenadas hasta la actualidad. Así mismo, se evaluaron los planes de negocios para establecer el porcentaje de cumplimiento en cuanto a las actividades de producción, perforación, inversiones y gastos. Al resultar del punto anterior un bajo porcentaje de cumplimiento, se establecieron dos escenarios de explotación, el primero para alcanzar un plateau de 120 MBD y el segundo de 200 MBD. A cada uno, se le varió la disponibilidad de taladros máximo (4, 6 y 8) a utilizar por año y se les realizó una evaluación económica. Finalmente, se concluyó que el Campo A, ha drenado 21,68 MMBN de petróleo, con un cumplimiento del 14,8% de la producción, 3,3% en perforación, 18,47% en inversiones y 139% en gastos. Mientras que el Campo B, ha drenado 2,036 MMBN de petróleo, con un cumplimiento del 1% de la producción, 5% en perforación, 2% en inversiones y 31% en gastos. Por otra parte, el Campo C presenta un porcentaje de cumplimiento de 0% ya que el mismo aún no ha empezado su producción. En cuanto a los escenarios planteados, el de 200MBD resultó, con los mejores indicadores técnicos y económicos, pero también con los mayores gastos.

Este proyecto de sirvió de apoyo para la presente investigación en relación con el procedimiento metodológico a seguir, durante el estudio de los métodos de

producción más óptimos, basados en indicadores técnicos y económicos favorables para realizar cambios de métodos en los pozos a evaluar.

Villalba, D. (2020). *Estudio técnico – económico para la optimización de la producción, mediante análisis nodal a través del software PIPESIM, en el campo Oso, del bloque 7.* Este trabajo tiene el fin de optimizar la producción del campo Oso con propuestas de reacondicionamiento a los pozos que presentan altos cortes de agua y baja producción de fluidos, para así tener mayor producción de petróleo y mayores ingresos económicos. Para la simulación se utilizó el software PIPESIM, donde se recolectó información de: las propiedades petrofísicas, los diagramas mecánicos, los surveys, las pruebas Build Up, los datos PVT y la producción diaria, esta información se ingresó al simulador para el análisis de los pozos a condiciones actuales y a condiciones optimizadas, con la simulación realizada se procedió a la selección de los pozos idóneos para realizar las propuestas de cambio de bomba, de aumento de la permeabilidad y el aumento de frecuencia. Como resultado se propone que el pozo OSOA-047H se realice el aumento de la frecuencia a 49 Hz, para los pozos OSOB-054H, OSOB-060H y OSOH-115 se propone el rediseño de la bomba y para el pozo OSOH-120 se propone el aumento de la permeabilidad a 350 mD; para el análisis económico se concluyó que los pozos OSOB-054H, OSOB-060H y OSOH-120 son económicamente rentables y para el pozo OSOH-115 se propone la ejecución del rediseño de bomba cuando el precio del petróleo llegue a un valor aproximado de 70 USD.

Esta investigación se utilizó como apoyo para comprender y conocer el sistema de análisis nodal del simulador PIPESIM, adicionalmente, también contribuyó con conocimientos útiles acerca del funcionamiento de los métodos de levantamiento artificial por bombeo mecánico y electrosumergible.

Beltrán, H. y Marín, J. (2020). *Optimización de la producción de los pozos productores de un campo en la cuenca llanos orientales, mediante la implementación de análisis nodal.* La implementación del análisis nodal en un campo de la cuenca de los Llanos Orientales permite optimizar la producción, mediante la simulación hidráulica desde el pozo hasta la llegada de la estación donde se realiza el tratamiento y se recolecta el fluido de 23 pozos activos. El análisis nodal muestra que existen restricciones hidráulicas, y pérdidas de presión a lo largo de las tuberías lo que permitió plantear escenarios de optimización para aumento u optimización de la producción. Mediante el uso del software especializado de simulación PIPESIM 2019.1, se crean y modelan los pozos y la red de superficie hasta la estación de tratamiento, teniendo en cuenta los aspectos técnicos y operativos suministrados por Ecopetrol, para que el modelo represente las condiciones actuales del campo. Adicionalmente, se crean dos escenarios de optimización para los ocho pozos que presentan oportunidades de mejora en la producción de crudo, buscando la operación de pozos con bajo %BSW, al igual de pozos con válvulas choke parcialmente cerradas, o que permitan el incremento de la frecuencia de la bomba y como última opción contemplar escenarios que presenten cambios en las etapas de la bomba. Al identificar el escenario más favorable para cada pozo integrado a la red hidráulica se obtuvo un incremento en la producción de 253,7 BOPD sin superar el límite de capacidad de la estación. El pozo para el cual se obtiene mayor incremento de aceite es el CASE0025 al incrementar la frecuencia de la bomba hasta 47,63 Hz generando un incremento en la producción de aceite de 79,5 BOPD respecto al escenario base, a diferencia del Pozo CASE0034H el cual tiene el menor incremento de caudal de aceite con 3,09 BOPD más que en el escenario base.

Este proyecto de grado, permitió complementar nuestros estudios acerca del simulador PIPESIM, en cuanto a la metodología empleada para poder simular los distintos escenarios proyectados a una mejora de producción en el campo.

2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

2.2.1 Ubicación del área de estudio

La Empresa mixta Petrolera Sinovensa, S.A, se encuentra ubicada en el campo de estudio (Campo MPE-3), en el Estado Monagas, a 120 Km al Sur de la ciudad de Maturín y forma parte del Bloque Carabobo de la Faja Petrolífera de Orinoco Hugo Chávez Frías. Tiene una superficie aproximada de ciento cincuenta kilómetros cuadrados ($150,07 \text{ Km}^2$); limita hacia el Oeste con el Área de Distrito Morichal, al Este con el bloque Carabobo 4 y al Sur con los bloques Carabobo 2 y Carabobo 3.



Figura 2.1 Ubicación del Campo Carabobo
Fuente: PDVSA PETROLERA SINOVENSA, 2022

2.3 BASES TEÓRICAS

2.3.1 Yacimiento petrolífero

Un Yacimiento puede definirse como una roca de unidad geológica, con propiedades físicas definidas tales como: porosidad, permeabilidad y saturación. Capaz

de contener cierto volumen significativo de hidrocarburos, que pueden ser extraídos por la energía natural del yacimiento o por otro mecanismo de producción secundaria. Las fuentes naturales de energía están representadas por la presión, a la cual se encuentra la roca y sus fluidos (petróleo, gas y agua) en el yacimiento.

La temperatura y la presión afectan de distintas maneras la producción de hidrocarburos. En el yacimiento, la temperatura y la presión controlan las viscosidades y las solubilidades mutuas de los tres fluidos: petróleo, gas y agua. Por esta razón, la relación de fase de la solución petróleo/gas puede verse sometida a variaciones muy significativas en respuesta a cambios de temperatura y presión. (SCHLUMBERGER, 1997)

2.3.2 Reservas de hidrocarburos

Los recursos de hidrocarburos son los volúmenes de petróleo crudo, condensado, gas natural, líquidos del gas natural y sustancias asociadas, identificados o por descubrir, que se estima puede existir en el subsuelo. Los recursos por descubrir se clasifican en hipotéticos y especulativos y los recursos identificados se denominan reservas de hidrocarburos, las cuales se clasifican en reservas probadas, reservas probables y reservas posibles y se diferencian fundamentalmente en la certidumbre de ocurrencia aportada por la información geológica y de ingeniería disponible y bajo condiciones operacionales, económicas y regulaciones gubernamentales específicas. (Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, 2005)

2.3.3 Pozos Horizontales

Los Pozos Horizontales son aquellos que son perforados paralelamente a los planos de estratificación del yacimiento o hasta alcanzar 90 grados de desviación con respecto a la vertical, siempre y cuando sea perforado inicialmente desde superficie,

debido a que si se perfora desde un pozo ya existente se le denomina reentrada (ver fig. 2.2)

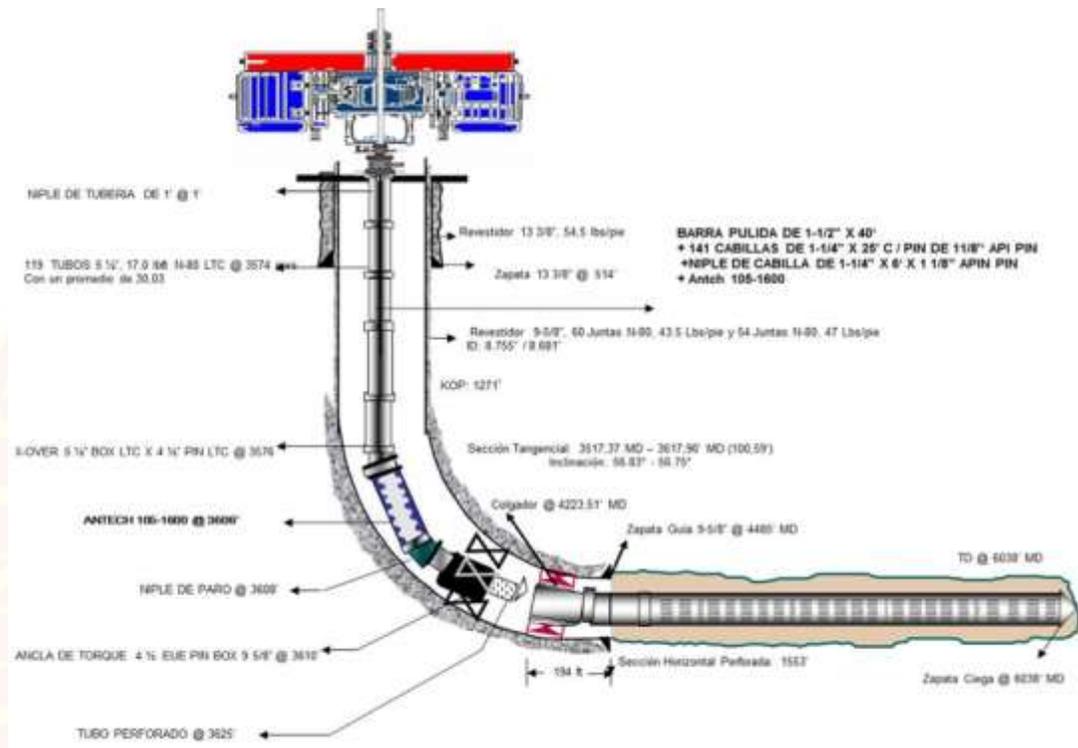


Figura 2.2 Diagrama Mecánico Tipo Horizontal empleado en el Distrito Morichal
Fuente: Empresa Mixta Petrolera Sinovensa, 2019

La técnica consiste básicamente, en penetrar en forma horizontal un estrato productor y de esta manera aumentar el área de exposición al flujo dentro del yacimiento, reduciendo a la vez la caída de presión entre el borde exterior del yacimiento y del pozo.

Para la Industria Petrolera no es una novedad los pozos de petróleo y gas que terminen con una sección horizontal, pero en los últimos años se ha incrementado la utilización de los mismos. Gran parte del petróleo existente en la Faja Petrolífera del

Orinoco está siendo recuperada mediante la perforación de pozos horizontales y multilaterales para alcanzar un contacto efectivo con la mayor parte del yacimiento. Así como la implementación en algunos casos de inyección de diluyentes, con el fin de reducir la viscosidad del fluido y mediante el uso de métodos de levantamiento artificial, tales como los sistemas de bombeo de cavidad progresiva (BCP) para llevar los hidrocarburos a superficie.

La necesidad de aumentar la producción en la Faja por ser un negocio económicamente viable, genera a su vez una importante producción de arena requiriendo así sistemas de levantamiento artificial con motores y bombas. Donde los pozos horizontales han podido solucionar esta problemática, generando mayores tasas de producción con menor caída de presión y por lo tanto minimizar la producción de arena.

2.3.4 Inyección de Diluyentes

La dilución de crudos pesados y extrapesados es un proceso por medio del cual se mezcla un crudo pesado o extrapesado (fluido primario) con otro fluido menos viscoso, el cual recibe el nombre de diluyente. A su vez la inyección de diluyentes tiene como objetivo disminuir la viscosidad del crudo y facilitar el transporte del mismo; así como aumentar la gravedad hasta 16° API.

El diluyente se inyecta en el cabezal del pozo o en el fondo a la entrada de la bomba. La ventaja que se presenta de hacerlo a la succión es que la viscosidad de los fluidos a la entrada disminuye, con lo que se genera un mayor llenado de la cavidad, aumentando así la eficiencia volumétrica. En este caso la bomba maneja no solo los fluidos del yacimiento, sino también el caudal del diluyente, lo cual disminuye la eficiencia total del yacimiento. Por otra parte, si la inyección se realiza en el fondo a la

descarga de la bomba se coloca una válvula check a la entrada de la bomba para evitar la inundación de la misma en caso de fallas eléctricas.

2.3.5 Proceso de producción de un pozo

El proceso de producción en un pozo de petróleo o gas comienza desde el radio externo de drenaje en el yacimiento hasta el separador de producción en la estación de flujo. En la fig. 2.3 se muestra el sistema completo con cuatro componentes claramente identificados: Yacimiento, Completación, Pozo y Línea de Flujo Superficial. Existe una presión de partida de los fluidos en dicho proceso, que es la presión estática del yacimiento, P_{ws} , y una presión final o de entrega, que es la presión del separador en la estación de flujo, P_{sep} .

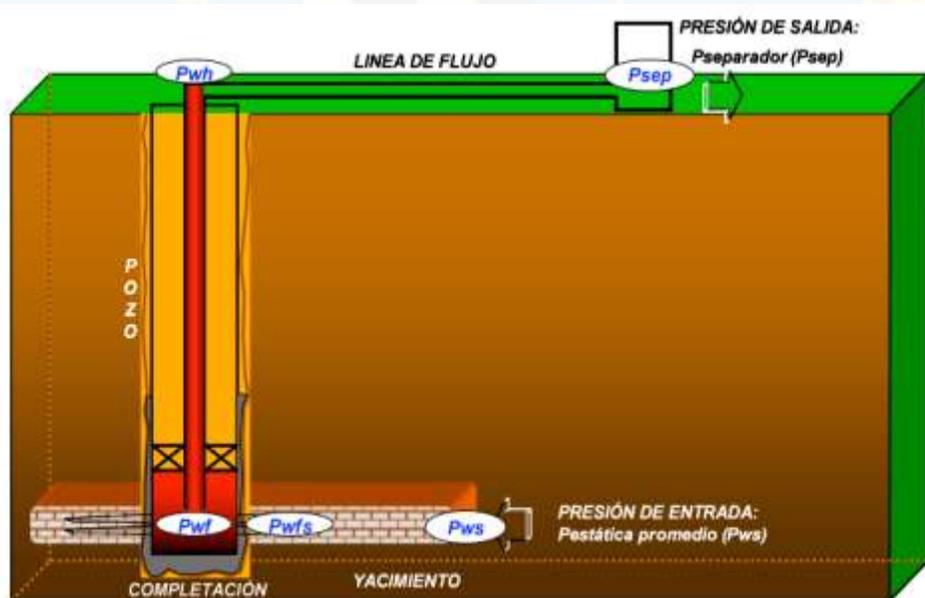


Figura 2.3 Proceso de producción pozo
Fuente: Revista de Ciencia e Ingeniería, 2009

El movimiento de los fluidos comienza en el yacimiento a una distancia “re” del pozo donde la presión es P_{ws} , viaja a través del medio poroso hasta llegar a la cara de

la arena o radio del hoyo, r_w , donde la presión es P_{wfs} . En este módulo el fluido pierde energía en la medida que el medio sea de baja capacidad de flujo ($K_o.h$), presenta restricciones en las cercanías del hoyo (daño, S) y el fluido ofrezca resistencia al flujo (μ_o). Mientras más grande sea el hoyo mayor será el área de comunicación entre el yacimiento y el pozo, aumentando el índice de productividad del pozo. Al atravesar la completación los fluidos entran al fondo del pozo con una presión P_{wf} .

En el interior del pozo, los fluidos ascienden a través de la tubería de producción venciendo la fuerza de gravedad y la fricción en las paredes internas de la tubería. En el cabezal, la presión resultante se identifica como P_{wh} .

La pérdida de energía en forma de presión a través de cada componente (ver fig. 2.4), depende de las características de los fluidos producidos, y especialmente, del caudal de flujo transportado, de tal manera que la capacidad de producción del sistema responde a un balance entre la capacidad de aporte de energía del yacimiento y la demanda de energía de la instalación para transportar los fluidos hasta la superficie.

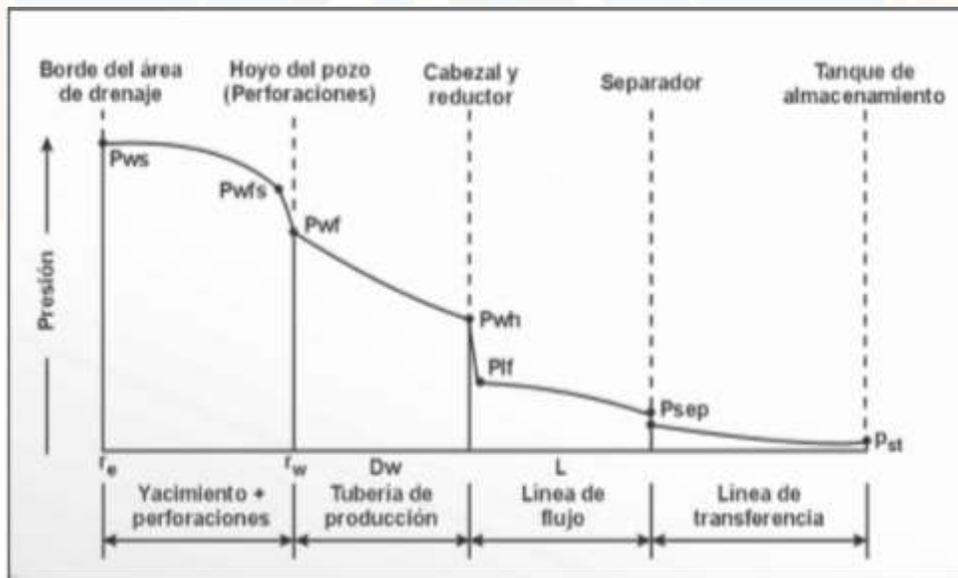


Figura 2.4 Pérdida de energía sistema de producción
Fuente: Revista de Ciencia e Ingeniería, 2009

2.3.6 Métodos de levantamiento artificial

Son métodos que se aplican cuando la producción de los pozos disminuye y/o la presión del yacimiento no es capaz de levantar el fluido hasta la superficie, pero sí de llevarlo hasta la cara de la arena o hasta cierto nivel del pozo; pues estos equipos se encargan de elevar el fluido hasta la superficie. Entre los métodos de levantamiento artificial más usados se tienen: bombeo de cavidad progresiva, bombeo electro sumergible, bombeo mecánico y levantamiento artificial por gas.

El objetivo de los métodos de levantamiento artificial es minimizar los requerimientos de energía en la cara de la arena productora con el objeto de maximizar el diferencial de presión a través del yacimiento y provocar, de esta manera, la mayor afluencia de fluidos sin que generen problemas de producción: arenamiento, conificación de agua, etc. (Maggiolo, 2005).

2.3.6.1 Bombeo de cavidad progresiva (BCP)

El Bombeo por Cavidades Progresivas (BCP), es un sistema de levantamiento artificial que presenta alta eficiencia con respecto a los otros sistemas de levantamiento, ya que puede extraer entre un 50% a 60% de la producción de fluidos medianos ($22 < \text{°API} < 29,9$) o pesados ($\text{°API} < 21,9$) en el pozo donde se instale.

En cuanto a su mantenimiento, es un equipo que presenta bajos niveles de intervención ya que posee mínimas partes móviles, las BCP son bombas de desplazamiento positivo (las cavidades se encuentran selladas hidráulicamente entre sí) que cuentan con un cabezal de accionamiento, el cual se ubica en superficie y una bomba de fondo que se compone por un rotor de acero en forma helicoidal el cual gira dentro de un estator de elastómero sintético o de metal en un tubo de acero.

Cuando el rotor gira en el interior del estator, se presenta un movimiento de cavidades de forma axial, generando un efecto de succión en el fondo del estator, con lo cual se logra llevar el fluido desde subsuelo hasta superficie. El estator es instalado en el fondo del pozo donde hace parte de la columna interior de la sarta de producción, mientras que el rotor es instalado con la sarta de varillas de bombeo las cuales generan el movimiento del rotor dentro del estator, estas varillas son accionadas desde superficie por el cabezal de rotación o “Drive head”.

Para lograr vencer determinadas presiones con el fin de generar mayor fuerza de arrastre, la capacidad de la bomba se basa en las líneas de sello hidráulico también conocidas como etapas y la interferencia o compresión que se forman entre el rotor y el estator; a mayor número de etapas se tiene mayor capacidad para vencer el diferencial de presión que exista.

El bombeo por cavidades progresivas, presenta algunas limitantes en comparación con otros métodos de levantamiento, una de ellas y en si la más notoria es la capacidad de desplazamiento y levantamiento de la bomba, sin embargo, esta limitante con el paso del tiempo ha sido superada debido al desarrollo de nuevos productos y diseño de equipos con la aplicación de nuevas técnicas.

Con la correcta instalación, el sistema de levantamiento artificial resulta ser eficiente y económico en comparación con otros métodos de levantamiento artificial.

❖ Principios de Funcionamiento de la Bomba

La Bomba de Cavidades Progresivas (BCP) está compuesta por el Rotor y el Estator. El Rotor es accionado desde la superficie por un sistema impulsor que transmite el movimiento rotativo a la sarta de cabillas la cual, a su vez, se encuentra conectada al Rotor. El Estator es el componente estático de la bomba y contiene un

polímero de alto peso molecular con la capacidad de deformación y recuperación elástica llamado Elastómero.

El funcionamiento de las BCP está basado en el principio ideado por René Moineau (no debe confundirse con la bomba de Arquímedes ya que son principios totalmente diferentes), la BCP utiliza un Rotor de forma helicoidal de n lóbulos dentro de un Estator en forma de helicoides de $n+1$ lóbulos. Las dimensiones del Rotor y el Estator están diseñadas de manera que producen una interferencia, la cual crea líneas de sello que definen las cavidades. Al girar el rotor, estas cavidades se desplazan (o progresan), en un movimiento combinado de traslación y rotación, que se manifiesta en un desplazamiento helicoidal de las cavidades desde la succión de la bomba, hasta su descarga.

Se cuenta con diversos arreglos de materiales y geometría, sin embargo, la utilizada en la Industria Petrolera Nacional es la de un Rotor metálico de un lóbulo en un Estator con un material elástico (Elastómero) de dos lóbulos. La figura 2.5 muestra una sección transversal de una BCP convencional (1x2 lóbulos), donde observa como el diámetro del rotor es un poco mayor que el ancho de la cavidad, produciendo la interferencia (i) que crea el sello.

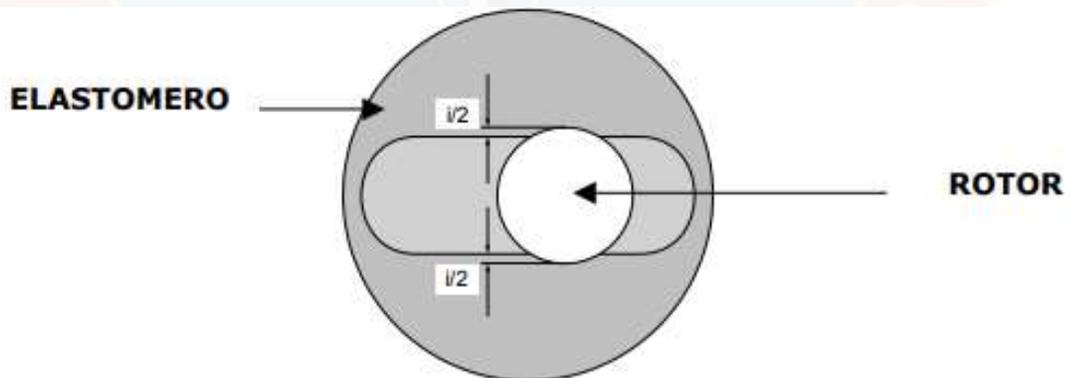


Figura 2.5 Sección transversal de una BCP
Fuente: ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS, 2003

La figura 2.6 muestra un dibujo tridimensional donde se aprecian la forma y posición de las cavidades formadas entre el Rotor y el Estator. Nótese que en un mismo plano transversal siempre pueden definirse dos cavidades, y que el área de estas dos cavidades se complementan, es decir, cuando una es máxima la otra es mínima, de modo que el área transversal total es siempre constante.

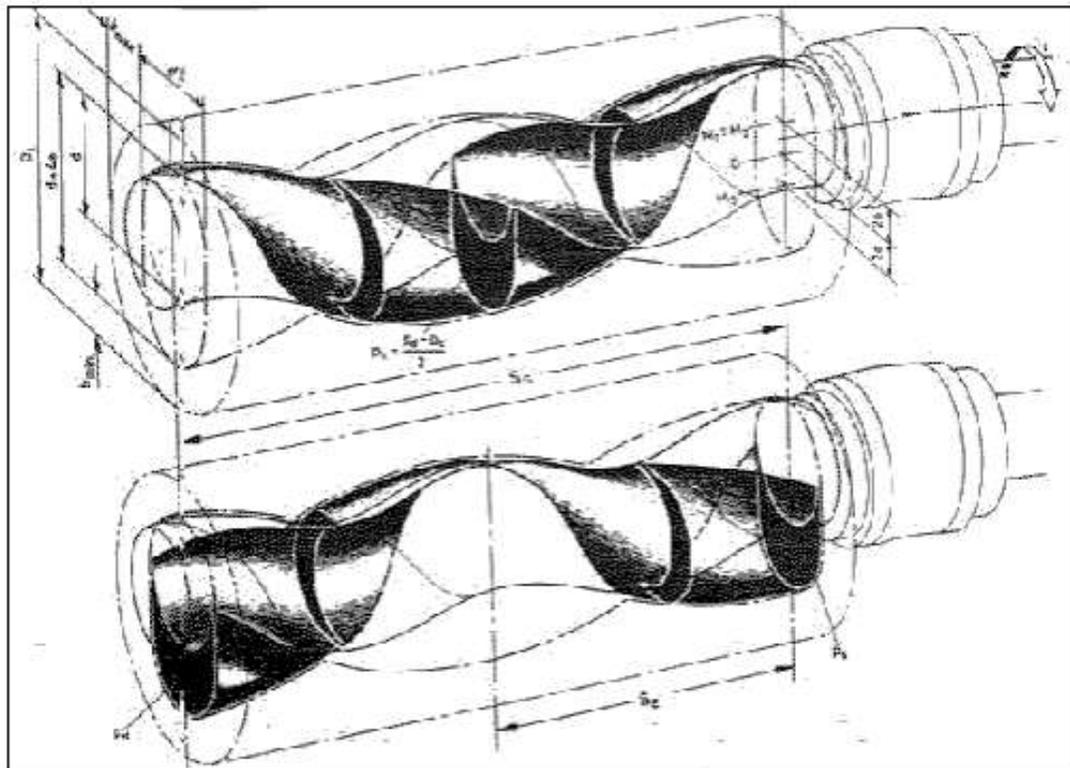


Figura 2.6 Disposición de las cavidades en una BCP
Fuente: ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS, 2003

En la sarta de cabillas se encuentran además lo Acoples de cabillas y (opcionalmente) los Centralizadores de cabillas, los cuales se utilizan para prevenir el roce excesivo entre los acoples y la tubería de producción en pozos con marcadas desviaciones (“pata de perro” o “dog legs”), con ángulos de inclinación muy grandes o en pozos horizontales.

Debajo de la BCP se coloca el Niple de Paro, el cual sirve para espaciar el Rotor con respecto al Estator. Opcionalmente y si se requiere, al Niple de Paro puede conectarse un Ancla de gas, una Empacadura, un Filtro de Arena, un Ancla Anti-Torque, etc. En la figura 2.7 se muestran de una manera esquemática, los componentes principales de subsuelo del sistema de bombeo por cavidades progresivas. (ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS, 2003)

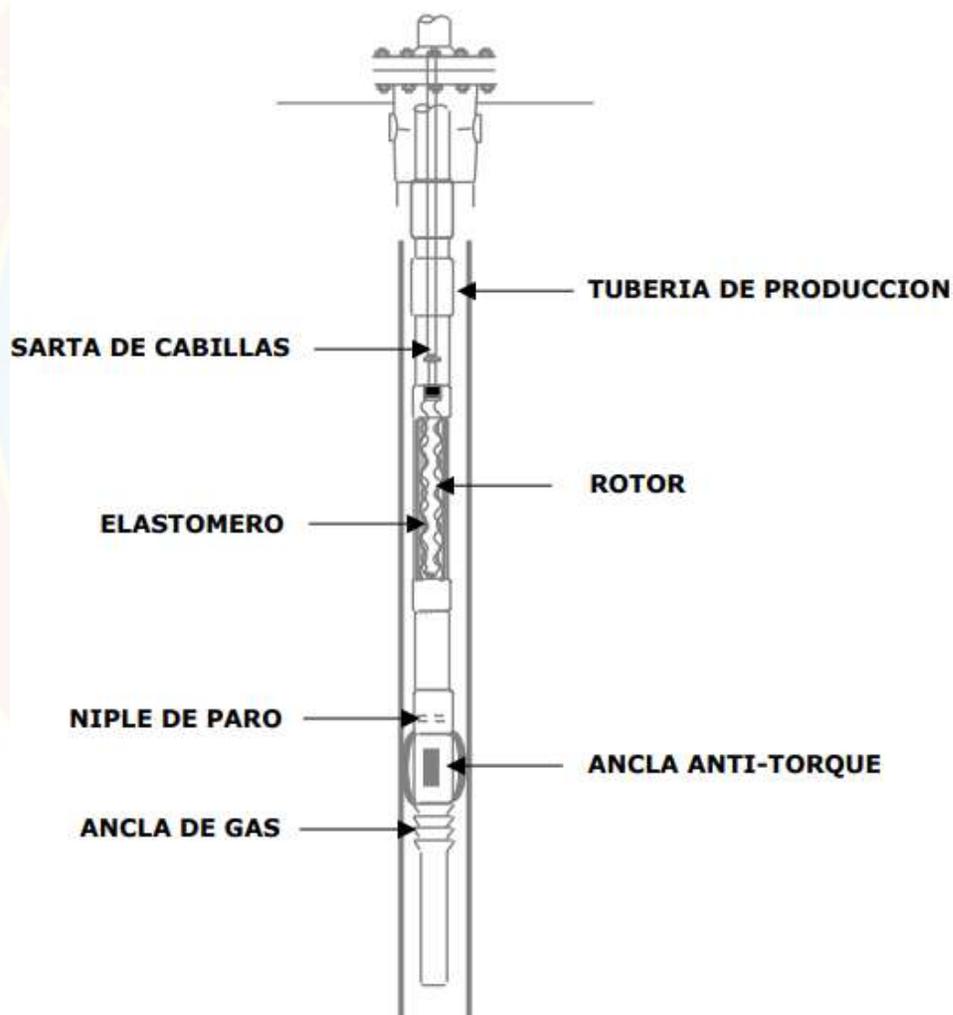


Figura 2.7 Componentes de subsuelo de una BCP
Fuente: ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS, 2003

❖ Descripción de los equipos (Equipos de Subsuelo)

○ El Estator

El Estator es un cilindro de acero (o Tubo) revestido internamente con un Elastómero sintético (polímero de alto peso molecular) moldeado en forma de dos hélices adherido fuertemente a dicho cilindro mediante un proceso especial. El Estator se baja al pozo con la tubería de producción (bombas tipo Tubular o de Tubería) o con la sarta de cabillas (bombas tipo Insertables). La figura 2.8 muestra un corte longitudinal de un Estator. (ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS, 2003)



Figura 2.8 Corte longitudinal de un estator
Fuente: ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS, 2003

○ El Elastómero

El Elastómero reviste internamente al Estator y en si es un Polímero de alto peso molecular con la propiedad de deformarse y recuperarse elásticamente, esta propiedad se conoce como resiliencia o memoria, y es la que hace posible que se produzca la

interferencia entre el Rotor y el Estator la cual determina la hermeticidad entre cavidades contiguas y en consecuencia la eficiencia de la bomba (bombeo). Los elastómeros deben presentar resistencia química para manejar los fluidos producidos y excelentes propiedades mecánicas para resistir los esfuerzos y la abrasión. (ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS, 2003)

- **El Rotor**

El rotor está fabricado con acero de alta resistencia mecanizado con precisión y recubierto con una capa de material altamente resistente a la abrasión. Se conecta a la sarta de cabillas (bombas tipo Tubular) las cuales le transmiten el movimiento de rotación desde la superficie (accionamiento o impulsor).

Un Rotor se fabrica a partir de una barra cilíndrica de acero en un torno especial. Luego de ser mecanizado se recubre con una capa de un material duro. Generalmente se trata de un recubrimiento con un proceso electro químico de cromado. La figura 2.9, se muestra una sección de Rotor. (ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS, 2003)



Figura 2.9 Corte transversal de un Rotor
Fuente: ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS, 2003

○ **El Niple de Paro**

El Niple de Paro es un tubo de pequeña longitud (corto) el cual se instala bajo el Estator (bombas tubulares) y cuyas funciones principales son:

- Servir de punto tope al rotor cuando se realiza el Espaciamiento del mismo.
- Brindar un espacio libre al rotor de manera de permitir la libre elongación de la sarta de cabillas durante la operación del sistema.
- Impedir que el rotor y/o las cabillas lleguen al fondo del pozo en caso de producirse rotura o desconexión de estas últimas.
- Servir de punto de conexión para accesorios tales como Anclas de Gas o Anti-torque, Filtros de Arena, etc. (ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS, 2003)

La figura siguiente muestra los niples de paro distribuidos por dos diferentes conocidas empresas.



Figura 2.10 Niples de Paro
Fuente: ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS, 2003

❖ Descripción de los equipos (Equipos de Superficie)

○ Unidad de velocidad fija

Los accionamientos de superficie para los sistemas de bombeo por cavidades progresivas han evolucionado desde pequeñas unidades de velocidad fija hasta sofisticados sistemas protegidos mecánica y eléctricamente y con capacidades de supervisión y control a distancia. Las unidades de velocidad fija se caracterizan por ser necesario el cambio de poleas y correas para variar la velocidad obteniendo cambios discretos en esta variable con los inconvenientes de contar con un número limitado de combinaciones, no obtener las “revoluciones exactas” requeridas según el diseño y además requerir de inventarios de poleas, correas y demás accesorios. En la figura 2.11 se muestra uno de los más sencillos sistemas de este tipo.

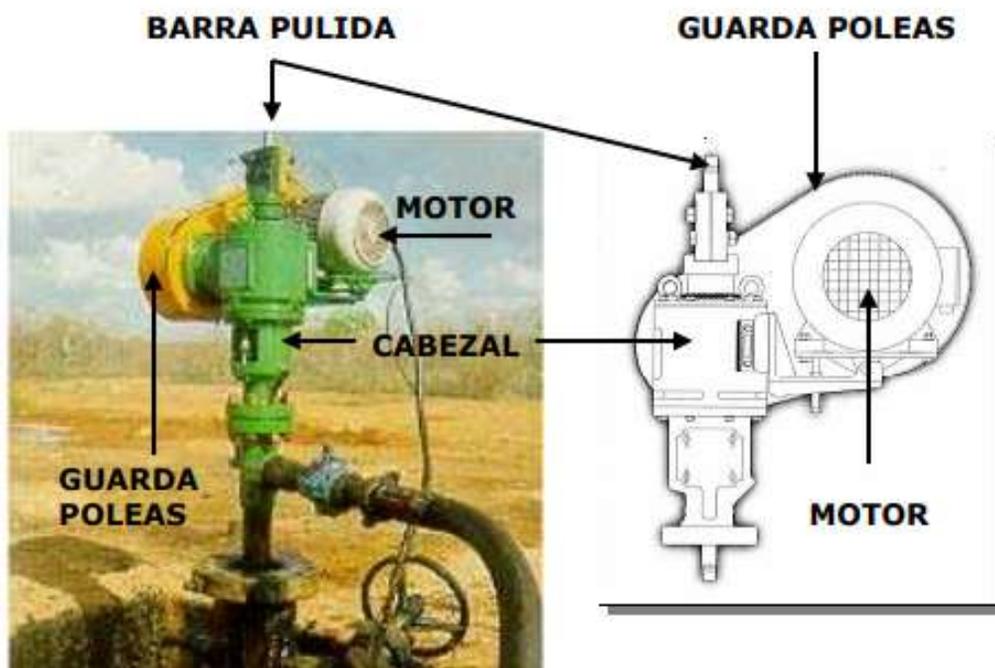


Figura 2.11 Equipo de superficie de poleas y correas
Fuente: ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS, 2003

Inicialmente se instalaron cabezales de rotación y motovariadores mecánicos accionados por un tablero eléctrico, para ser sustituidos en breve tiempo por un motorreductor (en lugar del motovariador) y por un variador de frecuencia (en lugar del tablero eléctrico). (ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS, 2003)

○ **Cabezales de Rotación**

Es un equipo de accionamiento mecánico instalado en la superficie directamente en el cabezal del pozo, el cabezal de rotación cumple con 4 funciones básicas:

- Soporte para las cargas axiales.
- Evitar o retardar el giro inverso de la sarta de cabillas.
- Aislar los fluidos del pozo del medio ambiente.
- Soportar el accionamiento electro-mecánico.

Estos cabezales de rotación constan principalmente de tres partes, superior, central e inferior. En la zona superior se distingue la ventana la cual es la encargada de soportar el accionamiento electro-mecánico (Motovariador o Moto Reductor) y de alojar los acoples de rotación (encargados de conectar los ejes del cabezal y del accionamiento). La zona central contiene los rodamientos (encargados de soportar las cargas axiales y radiales requeridas por el sistema), el mecanismo anti-retorno (tipo zapata) y el visor del nivel de aceite. La zona interior consta principalmente de la caja de prensa-estopas y el eje inferior el cual se conecta a la sarta de cabillas. En algunos cabezales, el mecanismo anti-retorno se encuentra en la zona superior bajo los acoples de rotación. (ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS, 2003)

- **Motovariadores Mecánicos**

En este sistema el acople entre motor y caja reductora no es directo; en este caso se realiza a través de un conjunto “variador de velocidad” formado por correas y poleas de diámetro variable, el cual cumple con la función de permitir el cambio de velocidad de rotación sin requerir la parada del equipo ni el cambio de componentes. Los equipos donde se instalan los motovariadores tienen la posibilidad de ser ajustados en un rango de velocidades desde 50 rpm hasta 400 rpm (ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS, 2003)

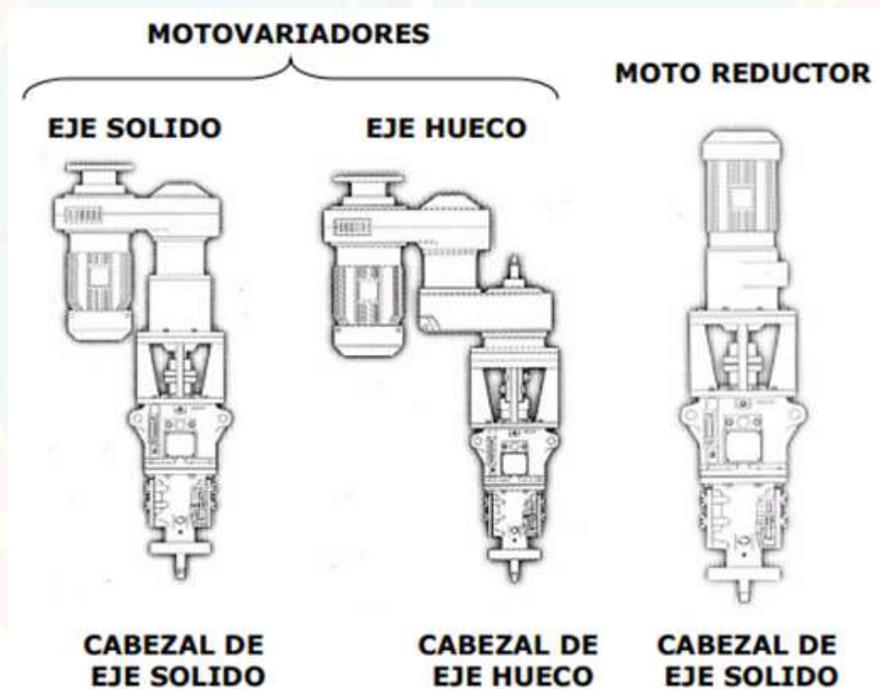


Figura 2.12 Evolución de los equipos de superficie
Fuente: ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS, 2003

- **Motorreductores**

Generalmente en la práctica el rango de operación de las BCP es de 40 a 350 R.P.M. Al girar los motores eléctricos a una velocidad nominal y fija de aproximadamente 1800 rpm (motores de 4 polos), es necesario contar con una caja reductora de una relación de transmisión adecuada para llevar la velocidad angular del motor a velocidades más cercanas a la requerida por la bomba, además de ser el elemento que suministrará el torque exigido por el sistema. (ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS, 2003)

- **Variadores de Frecuencia**

Estos equipos son utilizados en conjunto con los motorreductores y con los equipos de polea-correa en los cuales la velocidad es constante (a menos que se cambie la caja reductora o la relación de poleas) para brindar la flexibilidad del cambio de velocidad en muy breve tiempo y sin recurrir a modificaciones mecánicas en los equipos.



Figura 2.13 Variadores de Frecuencia

Fuente: ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS, 2003

El Variador de frecuencia rectifica la corriente alterna requerida por el motor y la modula electrónicamente produciendo una señal de salida con frecuencia y voltaje diferente. Al variar la frecuencia, varía la velocidad de rotación ya que ambas son proporcionales, finalmente al variar la velocidad de operación, varía la producción. En la figura 2.13, se presentan fotografías de algunos variadores de frecuencia utilizados para sistemas BCP.

❖ **Ventajas**

- Se obtienen eficiencias de operación entre 50-60 %.
- Trabaja con crudos de gravedades bajas ($^{\circ}\text{API} < 18$).
- Producción de fluidos con viscosidades relativamente altas.
- No presenta bloqueo por alto porcentajes de gas libre.
- Presenta menor desgaste de los equipos de subsuelo.
- Bajos costos de inversión.
- Consume poca energía.
- Instalación sencilla.
- La operación de este equipo es sencilla.
- Presenta poco nivel de ruido.
- No ocupa mucho espacio en superficie.
- Presenta buena tolerancia a la producción de arenas.
- Buena resistencia a la abrasión.

❖ **Desventajas**

- Capacidad de producción baja (máximo 4.000 bbl/día)
- Si el hidrocarburo tiene una gravedad API alta puede presentarse escurrimiento.
- Máxima profundidad de operación (6.000-10.000 pies).
- Resiste temperaturas entre 180 y 350 °F.

- El equipo trabaja con capacidades volumétricas bajas con la presencia de gas libre.
- Por el constante contacto entre la tubería de producción y las varillas de bombeo se presencia desgaste de las mismas.
- Para realizar mantenimiento de la bomba es necesario sacar la tubería de producción.
- Requiere equipo de workover para el mantenimiento de los equipos de subsuelo.

Tabla 2.1 Rangos de aplicabilidad Bombeo por Cavidades Progresivas

PARÁMETRO	DEFICIENTE	ACEPTABLE	EXCELENTE
API	>29,9	22-29,9	<22
Profundidad de asentamiento de la bomba (Ft)	>10.000	3.501- 9.999	1-3.500
Viscosidad del fluido (cP)	0-100	101-400	401-1.000
Temperatura yacimiento (°F)	>281	250-280	71-249
GOR (scf/stb)	>301	150-300	0-150
Caudal de producción (BPD)	>4.500	6 a 100 2.500 a 4.499	1 a 2.500
BSW	>56	41-55	<40

Fuente: Figueroa, O. Tibaduiza, D. (2016)

2.3.6.2 Bombeo electrosumergible (BES)

Es un sistema de levantamiento artificial que emplea la energía eléctrica convertida en energía mecánica para levantar una columna de fluido desde un nivel determinado hasta la superficie, descargándolo a una determinada presión. Entre las características del sistema están su capacidad de producir volúmenes considerables de fluidos desde diferentes profundidades, bajo una amplia variedad de condiciones del

pozo y particularmente se distingue, porque el motor está directamente acoplado con la bomba en el fondo del pozo. Osorio (como se citó en Vásquez y González, 2014)

El principio fundamental de la bomba centrífuga, es la rotación que genera un impulso a los fluidos. En superficie se alimenta con corriente eléctrica a un motor, la función de este motor es proporcionar la potencia necesaria para el correcto funcionamiento de la bomba.

❖ **Descripción de los equipos (Equipos de Subsuelo)**

○ **Guía del Motor**

Estructura metálica, normalmente de hierro dulce o de acero según las condiciones que el pozo requiera. En condiciones severamente corrosivas es recomendable usar acero ferrítico o acero inoxidable. Diámetro máximo ligeramente menor que el drift de la tubería de revestimiento. Su función principal es orientar el equipo sumergible dentro de la tubería de revestimiento y evitar el bamboleo del aparejo, se encuentra conectado al final del ultimo motor o del Sensor de fondo. (ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS, 2004)

○ **Sensor de Fondo**

Dispositivo electrónico capaz de soportar altas presiones y de enviar señales a superficie a través del cable eléctrico que suministra potencia al equipo BES. Se conecta al motor de fondo a través de un cable de alimentación y un cable de señal. Se alimenta de pulsos de corriente continua de 120 Voltios, cuando la señal es sensada por el anillo de presión es traducida a señal eléctrica y enviada a través del cable de potencia del sistema a superficie, donde es aislada de la corriente alterna en el panel de choque

y esta señal es enviada al panel de control. Este sensor, no solamente detecta presiones de succión y descarga, también es capaz de interpretar las temperaturas del aceite dieléctrico del motor y de la succión (intake), vibración, corriente de fuga, y flujo. (ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS, 2004)

- **Motor Electrosumergible**

Es la fuente de potencia que genera el movimiento a la bomba para mantener la producción de fluidos. El motor en estas instalaciones puede ser: de inducción, bifásico o trifásico. Se presentan con velocidad constante, esto es 3500 rpm para una frecuencia de 60 Hz y 2915 rpm para 50 Hz. Son llenados con un aceite altamente refinado, con propiedades dieléctricas, sirve para lubricar y disipar por conducción el calor generado en el motor a través de la carcasa de este. Castillo (como se citó en Vásquez y González, 2014)

La profundidad de colocación se limita normalmente por encima del fluido entrante y en zonas donde se tenga una sección con desviaciones uniformes y sin alta pata de perro (dogleg). Cuando se instala frente a las perforaciones, se debe usar camisa de motor. (ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS, 2004)

- **Sección Sellante**

Parte vital del ensamble del equipo subsuperficial. Conecta la flecha del motor con la de las bombas, entre sus funciones tiene la de evitar la migración del fluido de pozo dentro de los motores a través de una serie de sellos. Permite y absorbe la expansión del aceite dieléctrico que se encuentra en el motor resultado de las gradientes de temperatura. Ecuiliza la presión del anular de la tubería de revestimiento con el aceite dieléctrico. Esta ecuilización de presión con el motor evita que fluidos del pozo migren dentro del motor por las juntas.

Como barrera de separación o aislamiento del fluido del pozo a través de una serie de arreglos mecánicos llamados cámaras. Estas cámaras pueden ser de 2 tipos de bolsa o laberínticos: cámaras de bolsa crea una barrera mecánica contra el fluido del pozo impidiendo que este pase a través de ellas. Estas bolsas están llenas con aceite dieléctrico que cuando se expande sella prácticamente el anular interno del sello actuando como un empacador “packer”. La cámara laberíntica separa el fluido por diferencia de densidades impidiendo de esta manera que cualquier fluido que hubiera pasado por las cámaras de bolsa migren hacia los motores. (ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS, 2004)

- **Succión o Separador de Gas**

En pozos que presentan altos volúmenes de gas se hace necesario la presencia de un dispositivo que ayude a eliminar el gas libre (no en solución). Básicamente existen 2 tipos de separadores de gas:

Estáticos o laberínticos, que al igual que los sellos, el arreglo mecánico interno que tienen estos separadores permiten que el gas tomado en la admisión del separador continúe su migración ascendente orientándolo hacia el anular, mientras fuerzan al fluido del pozo a entrar a una cámara inferior por diferencia de densidad, nuevamente, para luego ser impulsados hacia arriba.

Separadores centrífugos porque la separación se realiza gracias al proceso de centrifugación que obliga al gas a pegarse a la flecha mientras separa al fluido por diferencia de gravedad específica hacia las paredes del dispositivo separador para luego orientar este gas separado del fluido hacia el anular, el fluido a su vez es dirigido hacia las bombas.

Las eficiencias de los separadores de gas tienen un rango del 80 al 95%, sin embargo, la eficiencia del sistema es afectada por los volúmenes manejados, su composición y propiedades. A volúmenes menores de producción la eficiencia es mayor, de allí que debemos tener muy en cuenta cuando se maneja altos volúmenes de producción y se establezca el porcentaje de eficiencia para el diseño. (ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS, 2004).

- **Bomba Electrosomergible**

Es el corazón del sistema de bombeo electrosomergible, son bombas del tipo centrifugas multietapas, cada etapa consiste en un impulsor rotativo y un difusor fijo. Para desplazar un volumen de fluido se utiliza un tipo de etapa y el número de etapas determina la capacidad de levantamiento y la potencia requerida para ello. El movimiento rotativo del impulsor imparte un movimiento tangencial al fluido que pasa a través de la bomba, creando una fuerza centrífuga que impulsa al fluido en forma radial en otras palabras; el fluido viaja a través del impulsor en la resultante del movimiento radial y tangencial, para generar la verdadera dirección y sentido del movimiento del fluido. Arredondo et al (como se citó en Vásquez y González, 2014)

- **Cabeza de Descarga**

No es más que un adaptador ente las bombas electro sumergibles y la tubería de producción. En su base tiene conexión para las bombas, el sello entre unidades es metal – metal por medio de pernos como el resto del equipo BES y en su parte superior es roscado. (ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS, 2004)

- **Cable de Potencia**

Es uno de los componentes principales del sistema electrosumergible, por su función y costo. El cable trifásico, está constituido de tal forma que puede resistir las temperaturas, las presiones y las impregnaciones de los fluidos del pozo. El conductor es de cobre de uno o más hilos de fases. Los fabricantes manufacturan cables especiales para altas temperaturas. Arredondo et al (como se citó en Vásquez y González, 2014)

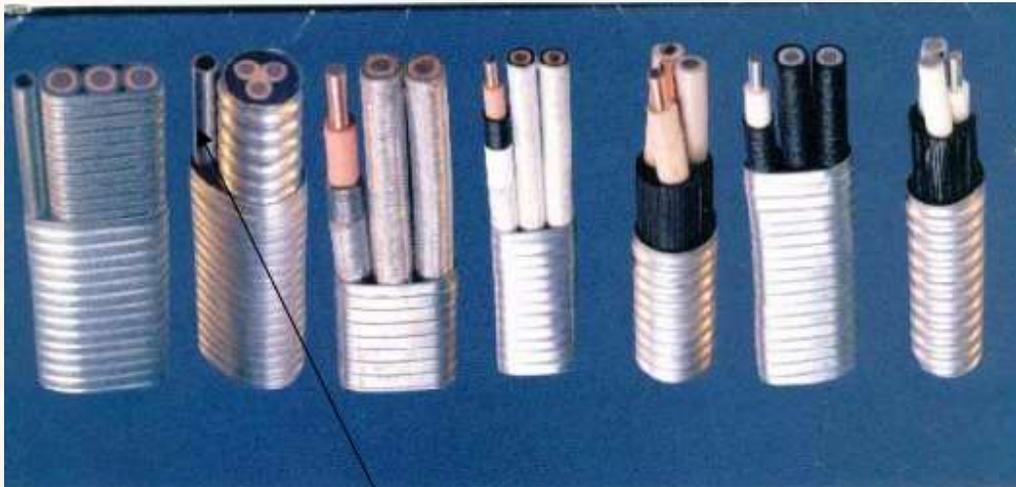


Figura 2.14 Cables de Potencia

Fuente: ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS, 2004

- **Cable de Potencia con tubo capilar**

Actualmente en la industria se tiene la opción de instalar el cable de potencia con un tubo capilar o 2 tubos capilares, lo cual facilita la inyección de productos químicos tales como anticorrosivos, diluyentes, antiespumantes, anti scale (incrustaciones) etc., desde la superficie. (ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS, 2004)

- **Cable de Extensión del Motor**

Este cable es el conector del cable de potencia a la mufa del motor, Su diámetro es menor, normalmente #5 o #4, está protegido por una carcasa de monel. Esta carcasa es resistente a la acción de los ácidos y de la corrosión y más bien débil para la protección mecánica. El monel es bastante flexible y se presta al fácil manipuleo, esta es la razón por la que hay que tener mucho cuidado cuando se trabaje con este cable. (ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS, 2004)

- **Empacador para aplicaciones BES**

La función del empacador es aislar el espacio anular de la sarta de producción. La continuación de la alimentación de la energía del sistema BES es a través del penetrador del empacador y la liberación del gas al espacio anular es a través de la válvula de venteo. (ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS, 2004)

- **Válvula de Tormenta**

La válvula de tormenta o también conocida como válvula de seguridad se instala encima del empacador, su función en el sistema BES es cerrar automáticamente el pozo en condiciones de emergencia. Los casos de emergencia podrían ser derrame de crudo, incendio, alta presión, etc. (ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS, 2004)

- **Válvula de Venteo**

La función de la válvula de venteo es facilitar la migración del gas libre del fondo del pozo al espacio anular. La operación es accionada por la consola Baker a través de

la línea de control de ¼" y se mantiene la válvula de venteo siempre abierta durante la operación del sistema BES junto con la válvula de tormenta. (ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS, 2004)

○ **Penetrador del Empacador**

Las características de este dispositivo son solamente las de conexión de una etapa del aparejo a la siguiente manteniendo aislado ambos lados de la conexión. El penetrador no es más que un dispositivo tubular con 3 fases eléctricas tipo enchufe trifásico a largo de todo el cuerpo, aisladas con una resina epóxica con determinado coeficiente di-eléctrico. (ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS, 2004)

○ **Cabezal de producción para el sistema BES**

El cabezal del pozo es el equipo superficial que tiene la función de soportar el peso total del equipo de fondo incluyendo: Tubería de producción, cable de potencia, herramientas especiales, accesorios, etc. Dentro de los componentes del cabezal de producción y en aplicaciones específicas del sistema BES tenemos:

- Válvula Viajera: Instalada en el tope del medio árbol y su función es realizar trabajo, con la unidad de línea de acero (wireline) sin necesidad de parar el pozo. Esta aplicación se usa mucho cuando las bombas se taponean y se necesita hacer trabajos de limpieza con arominas, ácidos u otras químicas.
- Válvula Maestra: Su función es cerrar completamente el flujo del pozo a superficie.
- Válvula Lateral: Su función es cerrar parcialmente el flujo del pozo a superficie.
- Estrangulador: Es instalado en el tope de medio árbol y su función el controlar la abertura que se le tiene que dar a la producción. Dentro de la operación es muy

importante porque con el estrangulador permite realizar alternativas de operación y resolver en forma temporal algunos casos operacionales, tales como: reducir la aportación de arena, realizar pruebas de verificación de rotación del equipo BES, reducir Cavitación, reducir aporte de agua. (ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS, 2004)

❖ Descripción de los equipos (Equipos de Superficie).

○ Transformadores

Son unidades sumergidas en aceite con auto enfriamiento. Son diseñados para transformar el voltaje primario de la línea eléctrica al voltaje requerido por el motor correspondiente. Para efectos de diseños, la capacidad de la carga se expresa en kilovatios - amperios (KVA), debido a los diferentes voltajes, a las condiciones en las cuales funcionan y la amplia flexibilidad de los mismos. Arredondo et al (como se citó en Vásquez y González, 2014)

○ Tablero de Control

Es un equipo que protege los controles de la instalación, la selección depende del rango de voltaje, amperaje y posibles requerimientos de potencia en el futuro. Este dispositivo tiene como funciones elementales controlar los excesos, sobrecargas o cualquier desperfecto en la instalación, así mismo registrar el consumo de energía o amperaje del motor en cualquier momento e iniciar el bombeo automático de la unidad o detener el bombeo por sobrecarga. Castillo V (como se citó en Vásquez y González, 2014)

○ **Variador de frecuencia**

Es un tablero de control que contiene dispositivos capaces de suministrar frecuencias y voltajes variables al motor. La frecuencia puede ser controlada desde la superficie, puesto que la velocidad es directamente proporcional a la frecuencia, o sea que al variar esta se estará modificando la velocidad del motor. También facilita a una bomba sumergible a producir un amplio rango de volúmenes, lo cual no es posible si no se dispone de variador. Arredondo et al (como se citó en Vásquez y González, 2014)

○ **Caja de Empalme**

También llamada caja de conexiones o venteo, permite conectar el cable suplidor de energía del equipo de superficie con el cable de conexión al motor y ayuda a ventear a la atmósfera cualquier cantidad de gas que fluye a la superficie a través del cable, evitando que llegue al tablero de control y se origine una explosión. Arredondo et al (como se citó en Vásquez y González, 2014)

○ **Cabezal**

Es el que sustenta todo el equipo de fondo acoplado a la tubería de producción y a la vez, está diseñado para facilitar el paso del cable y sellar alrededor de éste. Existen diferentes tipos de cabezal, dependiendo de las condiciones del pozo. Arredondo et al (como se citó en Vásquez y González, 2014)

❖ **Ventajas**

- Opera con caudales altos (hasta 300.000 BPD).
- Operación en superficie sencilla.
- Trabaja en pozos verticales y desviados.
- Opera en profundidades hasta de 20.000 pies.
- Eficiencia de operación de 18 a 70%.

- No se realizan operaciones de mantenimiento continuamente.
- Operación es económica.
- Trabaja con temperaturas de operación hasta 350 °F.
- No ocupa grandes espacios.

❖ Desventajas

- Costo inicial alto.
- Requiere altos voltajes para su operación.
- No opera altas relaciones de gas-liquido.
- Presenta problemas con la producción de arena mayor a 200 ppm.
- Costo de mantenimiento alto.
- En caso de falla es necesario un equipo de mantenimiento de pozo (workover).
- No es aplicable en completamientos múltiples.

Tabla 2.2 Rangos de aplicabilidad Bombeo Electrosumergible

PARÁMETRO	DEFICIENTE	ACEPTABLE	EXCELENTE
API	<22	22-29,9	>22
Profundidad de asentamiento de la bomba (Ft)	>12.500	7.500- 12.499	<7.499
Viscosidad del fluido (cP)	>200	101-199	0-99
Temperatura yacimiento (°F)	>351	250-450	<249
GOR (scf/stb)	>4.001	500-4.000	0-499
Caudal de producción (BPD)	<200	200 a 1.000	>1.000
BSW	-	90-100	0,1-89

Fuente: Figueroa, O. Tibaduisa, D. (2016)

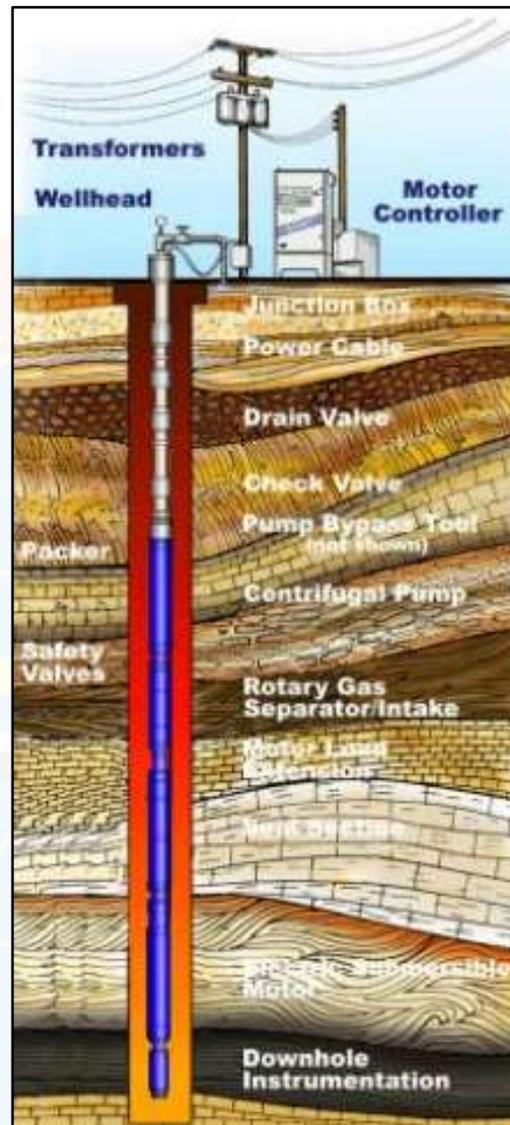


Figura 2.15 Diagrama del Sistema del Bombeo Electrosumergible
Fuente: Mendoza, 2005

2.3.6.3 Bombeo mecánico (BM)

De acuerdo con Barrera (2012), expresa que el bombeo mecánico es el método de producción primaria mediante elevación artificial del fluido que se encuentra en el pozo y que por falta de energía no puede levantarse a superficie, es conocido como uno

de los pioneros del levantamiento artificial, su funcionamiento consiste desde que el émbolo inicia su carrera ascendente, provocando el cierre de la válvula viajera por el peso del petróleo sobre esta. La válvula de pie se abre y da paso al petróleo del pozo, llenando la camisa de la bomba. Al descender el émbolo, se abre la válvula viajera y da paso al petróleo de la camisa de la bomba hacia arriba, llenando el interior del émbolo, y cerrando la válvula de pie que impide que regrese el petróleo al pozo.

Enseguida el émbolo va a ser accionado desde la superficie por la unidad de bombeo mecánico (BM), por medio de la varilla pulida y las varillas de succión. Al producirse el levantamiento del émbolo, se produce el desalojo hacia la superficie de un volumen de petróleo de igual proporción al contenido en la camisa de la bomba, cuyo volumen va a ser igual al producto del área de la sección transversal interior de la camisa por la carrera del pistón, en medidas aproximadas, debido a que siempre existe la presencia de volumen de gas en el fluido procedente del reservorio, este método es recomendable para la producción de crudos pesados a extra pesados. (ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS, 2003)

❖ **Descripción de los equipos (Equipos de Subsuelo).**

○ **Bombas de Sub-suelo**

Todas las bombas usadas hoy día en el bombeo mecánico convencional son de desplazamiento positivo y movimiento reciprocante. Una bomba de sub-suelo consta de 5 partes principales (ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS, 2003):

- Barril o cámara (fijo o movable)
- Pistón o émbolo (movible o fijo)
- Válvula viajera contenida en el pistón
- Válvula fija contenida en el sistema de anclaje
- Sistema de anclaje inferior o superior

- **Tipos de bomba API**

Básicamente el API ha dividido las bombas de sub-suelo en: Bombas de tubería (T) y Bombas de cabillas o insertadas (R)

- **Bombas de Tubería (T)**

En este tipo de bomba, el barril y el sistema de anclaje forman parte de la sarta de producción. El pistón es luego bajado con la sarta de cabillas y puede o no llevar la válvula fija dependiendo de la práctica que se tenga en el campo.

La práctica tradicional ha sido la de bajar la VF cuando se corre el pistón lo cual implica maniobrar para asentar y soltar la VF. Esta operación exige un alto grado de experticia y cuidado por parte del operador del taladro.

En los últimos tiempos se ha venido implementando la práctica de colocar la VF en la zapata para evitar la operación descrita. Esto ocasiona que cuando se baja la tubería se debe tener cuidado de mantener una velocidad baja para evitar el efecto pistoneo y ocasionar daño a la formación. (ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS, 2003)

- **Bombas de Cabillas o Insertadas (R)**

Estas bombas se corren como un todo con las cabillas y se asientan en el anclaje previamente colocado en la tubería de producción. Debido a esta característica son más adaptables a las condiciones operacionales que las de tubería en las cuales sólo es posible usar anclaje inferior y el barril siempre es estacionario. (ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS, 2003).

Las bombas tipo R pueden ser de barril estacionario o movable. Así mismo, pueden tener anclaje inferior o superior. En base a estas alternativas, existen tres tipos de ensamblajes, cada uno de los cuales tiene una aplicación específica:

- Barril estacionario y anclaje inferior (RWB, RHB)
- Barril estacionario y anclaje superior (RWA, RHA)
- Barril viajero y anclaje inferior. (RWT, RHT)

Otro tipo de división de las bombas se refiere al espesor del barril:

- ‘H’ para los barriles gruesos (aprox. de 3/16” a 1/4”) y se usa especialmente para profundidades mayores a 7000’ o cargas de fluidos sobre las 7000 lbs.
- ‘W’ para los barriles delgados (aprox. 1/8”).

○ **La Sarta De Cabillas (Varillas)**

La sarta de cabillas es una parte vital del sistema de bombeo mecánico ya que es la que conecta los componentes de fondo con los de superficie. Aunque se ha incluido en el equipo de fondo, realmente forma parte de ambos. El comportamiento de la sarta de cabillas tiene un impacto directo en la eficiencia del sistema y sus fallas ocasionan la total paralización del sistema de bombeo. Por tanto, es indispensable un diseño apropiado de la sarta para asegurar la continuidad de la operación y evitar pérdidas de producción y aumento de costos. (ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS, 2003).

○ **Segregadores o anclas de gas**

En la mayoría de los pozos de levantamiento artificial, la presión fluyente está por debajo de la de burbujeo (Pb) lo cual indica la presencia de gas libre a condiciones de presión y temperatura. Las bombas, al contrario de los compresores, no están

diseñadas para bombear el gas libre que normalmente existe a condiciones de admisión. La eficiencia volumétrica puede ser afectada en forma muy significativa llegando, en casos extremos, al llamado bloqueo por gas o gas lock. El gas lock resulta cuando la válvula viajera no abre en la carrera descendente debido a que la presión en la cámara es mucho menor que la de descarga debido al gas presente.

Los segregadores o anclas de gas pueden separar ambas fases por métodos gravitacionales o centrífugos. Estos últimos se usan principalmente en los pozos con bombeo electrosumergible debido a la alta velocidad rotacional. En el bombeo mecánico convencional se usan exclusivamente los segregadores gravitacionales por las características del sistema. La fuerza de gravedad se usa para separar el gas del líquido. Estos, por ser más densos, fluyen hacia abajo en el segregador, mientras que el gas tiende a subir. (ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS, 2003)

❖ **Descripción de los equipos (Equipos de Superficie).**

○ **Unidad de Bombeo**

La unidad de bombeo llamada balancín, caballito, pumpa, pumping jack y últimamente AIB (Aparato Individual de Bombeo) convierte el movimiento rotacional del motor (eléctrico o de combustión interna) en movimiento recíproco vertical requerido por la barra pulida. (ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS, 2003)

Descripción de componentes:

- La Torre es el componente más fuerte ya que debe soportar las cargas mayores. Puede tener tres o cuatro patas. En el tope de la Torre está la Silla o pivote del Caimán o viga viajera.

- El Caimán debe soportar los esfuerzos de flexión que se generan en sus extremos por la carga del pozo y el empuje en los brazos. El Caimán es el punto de referencia para la alineación longitudinal del balancín y la barra pulida. Si no hay una buena alineación longitudinal, la guaya se puede ir rompiendo poco a poco con el roce de la pestaña del Cabezote y ocasionar un accidente y que el pozo se pare. Si la desalineación es muy severa, el prensa-estopas y la barra pulida se dañarán y ocasionarán derrames. La mejor forma de chequear la alineación longitudinal es colocándose a unos 20 metros detrás del balancín y observar si el centro del Caimán está centralizado con la barra pulida. En el extremo del Caimán del lado del pozo está el Cabezote que a través de la Guaya y Brida mueven la barra pulida.
- El Cabezote es curvado en su parte delantera para asegurar que solamente toque la barra pulida cuando está horizontal. Al igual que el Caimán, el Cabezote es la referencia para la alineación vertical del balancín. Esta alineación controla la distancia entre el balancín y el cabezal del pozo. Se debe poner especial atención a este punto porque si no hay una buena alineación vertical, el Cabezote puede inducir un doblamiento en la barra pulida.
- En el extremo opuesto del Caimán está la barra ecualizadora o Equalizador la cual está unida al Caimán por la Pelota que es un conjunto de cojinetes que transmite el movimiento oscilatorio. En algunos modelos no existe la pelota, sino que el movimiento oscilatorio se efectúa con doble conjunto de cojinetes en ambos extremos del Ecualizador conectados a los Brazos. Los brazos conectan al Ecualizador con la manivela mediante los Pines que transforman el movimiento rotatorio de la Manivela en oscilatorio en el Caimán.
- La Manivela, a su vez, está conectada al Eje de Baja de la Caja de Engranajes la cual recibe, a través de un juego de Correas y Poleas (Engranaje y Motor) conectadas al Eje de Alta la energía suministrada por el Motor. Al otro extremo del Eje de Alta se ha colocado el Tambor del Freno que se conecta a través de un cable flexible a la palanca situada generalmente cerca del Motor. En la Manivela

están las Pesas o Contrapesas las cuales van montadas sobre rieles para facilitar su desplazamiento para efectos del balanceo de la unidad.

- Las Cajas de Engranajes pueden ser de Simple o Doble reducción, siendo estas últimas las de mayor uso. La lubricación es por salpicadura y cuando la velocidad es menor de 5 SPM es recomendable instalar un set de lubricación forzada.

El balancín es un mecanismo que requiere poco mantenimiento para el trabajo que realiza y como todo aparato de grandes dimensiones, hay que moverse alrededor de él con mucho cuidado y no confiar en los frenos ni en el suiche del panel. (ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS, 2003)

- **Tipos de unidades**

Las unidades de bombeo han sido divididas por el grupo de palanca al cual pertenecen en:

- Convencionales o Clase I
- Geometría avanzada o Clase III

Los Convencionales (Clase I) tienen el pivote entre la carga del pozo y la generación de torque y “halan” a la barra pulida. Por su parte, los de Geometría avanzada (Clase III) tienen la generación de torque entre el pivote y la carga del pozo y “empujan” a la barra pulida.

El modelo convencional es el más antiguo y usado en la industria cuyos orígenes se basan en los aparatos usados para perforar los pozos. La rotación de la manivela puede ser en ambas direcciones.

Los modelos de geometría avanzada tienen dos variantes: el de balanceo neumático y el Uinitorque. El de balanceo neumático usa la presión dentro de un cilindro para generar el contrapeso requerido por la carga del pozo. Son generalmente más livianos que el resto, pero tienen la gran desventaja de que los compresores desaparecen muy fácilmente lo cual ha limitado su uso a áreas vigiladas.

El Mark II o Uinitorque se introdujo a principio de los años 60 con su revolucionario diseño que requería menos energía que uno convencional para levantar la misma carga de fluidos. Las contrapesas están colocadas en una manivela de doble brazos separados y opuestos a la manivela de los pines con un ángulo de desfase que oscila entre 19 y 28°. Este desfase hace que el torque de las pesas se atrase respecto al de la carga de fluidos al comienzo de la carrera ascendente y que se adelante al comienzo de la descendente.

El Mark II, debido al desfase angular, es más rápido en la carrera descendente lo que se traduce en mayor aceleración y menores cargas mínimas en la barra pulida. En crudos viscosos, esta característica debe ser tomada en cuenta para evitar velocidades que puedan generar flotación de la sarta de cabillas. La rotación de la manivela del Mark II es unidireccional en el sentido contrario a las agujas de reloj (anti-horario). (ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS, 2003)

- **Unidades de carrera extra-larga**

La unidad cuya carrera máxima sea superior a 216” se denomina de carrera extra-larga y por lo general su velocidad está limitada a no más de 5 SPM. En este grupo hay

dos unidades con distintos mecanismos de contrapesas: Rotaflex y DynaPump. (ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS, 2003)

- **Rotaflex**

Básicamente el Rotaflex puede incluirse como una unidad Clase I ya que el pivote se encuentra entre la carga del pozo y la generación de torque. La gran diferencia está en que el brazo del torque es de solamente 18” y por tanto necesita menos esfuerzo. Es parecido a cuando alguien intenta levantar un peso: mientras más cerca esté del peso, menos esfuerzo será requerido para levantarlo.

El Rotaflex cumple casi a la perfección con la situación ideal para bombeo mecánico: carrera larga y baja velocidad. Esta combinación asegura un mejor llenado de la bomba y cargas parásitas muy bajas (aceleración, fricción mecánica y viscosa) y por eso, la carta de superficie de una instalación con Rotaflex es casi parecida a la ideal. El mantenimiento es muy bajo por ser una unidad con menos partes movibles.

Tiene un dispositivo de seguridad que apaga el motor y aplica el freno automáticamente si se produce un cambio de velocidad en la unidad que esté fuera de los valores previamente establecidos por el operador. (ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS, 2003)

- **Dynapump**

El Dynapump también puede ser catalogado como Clase I con la diferencia que el sistema operativo es hidráulico. El DynaPump está constituido de dos componentes básicos:

- La Unidad Motriz es el centro de control, el cual provee la capacidad de convertir la energía eléctrica en energía hidráulica y de controlar la carrera de la bomba por medio de computadoras, según sea necesario, para proveer una óptima eficiencia de bombeo.
- La Unidad de Bombeo es un elevador de carrera larga, activado hidráulicamente, que se conecta a la barra pulida.

Dado que la unidad está controlada por computadores, los límites de velocidad y de carrera se pueden establecer independientemente, permitiendo, por lo tanto, carreras rápidas hacia arriba y carreras más lentas hacia abajo o viceversa.

El Sistema DynaPump incorpora un controlador de tiempo real de parada de la bomba y cuenta con la capacidad de monitorear a tiempo real el comportamiento y el estado del pozo y/o de la bomba. (ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS, 2003)

- **Motores**

Aunque al principio se usaron motores a vapor, muy pronto se extendió el uso de motores eléctricos y de combustión interna.

- **Motores eléctricos**

La mayoría de las instalaciones de bombeo mecánico hoy día son movidas por motores eléctricos debido a su bajo costo relativo, facilidad para cambiarlos y para automatizarlos. Los motores son generalmente trifásicos y operan a 60 Hz de frecuencia con velocidades promedios entre 835 y 1200 rpm. (ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS, 2003)

- **Motores de combustión interna**

Los motores de Combustión Interna (CI) normalmente usan el gas del mismo pozo (excepto cuando se produce H₂S) previamente pasado a través de un separador para extraerle los líquidos.

Los motores CI se clasifican en dos grandes categorías:

- Baja velocidad con rangos entre 200 y 800 rpm
- Alta velocidad con rangos entre 750 y 2000 rpm

Los motores de baja velocidad pueden ser de 2 o 3 ciclos con uno o más cilindros siendo el de 2 ciclos monocilíndrico el más usado. Los motores de alta velocidad son generalmente de 4 ciclos y usan diésel en lugar de gas. Debido a la mayor velocidad, los torques son menores que los desarrollados por los de baja velocidad. (ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS, 2003)

- ❖ **Descripción de los equipos (Componentes de superficie)**

Los componentes principales del cabezal del pozo son:

La Barra Pulida es una pieza sólida de acero que se mueve dentro de la tubería y es la que soporta la mayor carga del sistema, de allí que su correcta selección es muy importante para el Optimizador. Su superficie es pulida para lograr un perfecto sello con las gomas del prensa-estopas y cuando se deteriora debe ser cambiada o usar una camisa especial para ella.

El Prensa-estopas va instalado sobre la 'T' de bombeo o sobre la BOP del Prensa-estopas (Ratigan) cuando ésta es usada. La misión del Prensa-estopas es impedir que los fluidos del pozo se derramen en la superficie por el movimiento de la Barra Pulida.

El sellado entre el Prensa-estopas y la Barra Pulida se realiza apretando la parte superior, lo que hace que las empaaduras aumenten su fuerza de contacto con la BP. La tendencia es siempre apretar lo más que se pueda para evitar los derrames, pero esto trae como consecuencia que, en muchos casos, las empaaduras se quemen por la alta fricción y se genere una fuerza de agarre que incide en las cargas del sistema.

La Válvula Preventora para la Barra Pulida, también llamada Ratigan (es la marca más utilizada) sirve, como su nombre lo indica, para prevenir cualquier situación fuera de control en caso de partidura de la barra pulida. (ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS, 2003)

❖ **Ventajas**

- Costos de operación bajos en comparación con otros sistemas de levantamiento artificial.
- Presenta costo de mantenimiento relativamente bajo.
- Presenta una eficiencia de operación de 45 a 75 %.
- Puede mover fluidos extra pesados, pesados, medianos.
- Costos de instalación bajos.
- Puede rotar en sentido horario y anti horario.
- Puede usar como sistema de energía motores a gas o eléctricos.
- Profundidad de operación hasta 12.000 pies.
- Temperatura de operación ≤ 500 °F.
- Permite un contenido de agua de hasta un 90%

❖ **Desventajas**

- Tolerancia baja a la producción de sólidos.
- Presencia de H₂S y CO₂ genera corrosión en la tubería.
- Evitar su uso en pozos altamente desviados (>30°).

- Su operación se ve afectada con la presencia de sólidos.
- Opera con relaciones gas-líquido bajas.
- Para bombeo mecánico convencional el equipo de superficie ocupa un espacio significativo.
- Presenta altos problemas de corrosión.

Tabla 2.3 Rangos de aplicabilidad Bombeo Mecánico

PARÁMETRO	DEFICIENTE	ACEPTABLE	EXCELENTE
API	>40	22-39,9	<22
Profundidad de asentamiento de la bomba (Ft)	>10.000	3.000-9.999	1-2.999
Viscosidad del fluido (cP)	>5.000	1.000-4.999	0-999
Temperatura yacimiento (°F)	>551	250-550	<249
GOR (scf/stb)	>401	201-400	0-200
Caudal de producción (BPD)	4.000-10.000	500-4.000	50-499
BSW	>61	26-60	0,1-25

Fuente: Figueroa, O. Tibaduiza, D. (2016)

2.3.6.4 Preselección del método de producción

1. La preselección se hace en función de la tasa de producción y la profundidad de levantamiento.
2. El Levantamiento Artificial por Gas (LAG), es el más atractivo después de flujo natural por ser más eficiente. Descarta el LAG si no hay gas suficiente y si el crudo es viscoso y pesado.
3. Bombeo Mecánico (BM), segunda opción especialmente si el pozo tiene poca capacidad de producción, bajo nivel de fluido y crudo viscoso y pesado.
4. Bombeo Electrosumergible (BES), aplica bien en pozos de alta capacidad de producción, alta porcentaje de agua y baja presión del yacimiento.

5. Bomba de Cavidades Progresivas (BCP), para pozos de baja a moderada producción, crudo viscoso, alto porcentaje de arena y baja presión estática. Profundidad se puede aumentar con motor de fondo.
6. Bombeo hidráulico (BH) (Jet y Reciprocante), para altas profundidades ($> 10.000'$) (Vásquez, 2020).

2.3.7 Curva IPR (Curva de Oferta)

Es la representación gráfica de las presiones fluyentes y las tasas de producción de líquido que el yacimiento puede aportar al pozo para cada una de dichas presiones. Por lo cual, para cada presión de fondo fluyente existe una tasa de producción de líquido, la cual se puede obtener mediante la definición del índice de productividad.

La Curva IPR se presenta de manera estandarizada, con la presión de fondo fluyente en el eje de las ordenadas y la tasa de producción en el eje de las abscisas; donde al presentarse el caso de un yacimiento subsaturado, la forma de la curva es una línea recta y el índice de productividad es constante. Existen una serie de factores que afectan la curva IPR, los cuales son:

- Mecanismo de producción del yacimiento.
- Reducción de la permeabilidad relativa al petróleo (K_{ro}) al incrementar la saturación de agua.
- Incremento de la viscosidad del petróleo por disminución de la presión y del gas en solución.
- Daño o estímulo la formación en las cercanías del pozo.
- Temperatura.

2.3.8 Curva de Comportamiento de Eflujo (Curva de Demanda)

La curva de comportamiento de eflujo o vertical lift performance (VLP), describe el comportamiento de la demanda de fluidos en el pozo, en otras palabras, la capacidad que tiene el pozo para manejar la producción. Esta curva es independiente del IPR, su relación se establece cuando se intersectan ambas curvas, indicando la producción esperada y la presión de fondo fluyente correspondiente, estas curvas son utilizadas en conjunto para estudiar el comportamiento de la producción respecto al diferencial de presión en el pozo, es decir, la oferta y la demanda. La forma de la curva VLP depende de los efectos gravitacionales, cambio de la energía cinética por una mayor o menor tasa de flujo y de la fricción entre los fluidos y las paredes de las tuberías. En la figura 2.18, se observan las curvas de IPR y la VLP, mostrando el punto de intersección que corresponde a la tasa de producción obtenida a la exacta presión de fondo fluyente correspondiente.

2.3.9 Índice de Productividad (J)

El índice de productividad (IP) es la relación entre la tasa de producción del pozo y el drawdown o caída de presión en el fondo, esta relación ofrece una medida de la capacidad productiva del pozo. Se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$J = \frac{q_1}{P_e - P_{wf}} \quad (2.1)$$

Donde:

$P_e = P_{ws}$ = Presión estática del yacimiento (lpc)

P_{wf} = Presión de fondo fluyente (lpc)

q_1 = Tasa de producción (bnd)

J = Índice de productividad (bnd/lpc)

De la ecuación 2.1 se desprende que cuando la P_{wf} es cero, la tasa de líquido alcanza su valor máximo, lo que es llamado “potencial del pozo”, absolute open flow (AOF) o tasa máxima ($q_{m\acute{a}x}$). Teóricamente, el IP se mantiene constante dada las condiciones en que es calculado, en la práctica esto es imposible de obtener, sin embargo, se usa como una referencia del potencial del pozo y se emplea para hacer aproximaciones de la tasa de producción que podría ser obtenida al generar determinados cambios en función de la P_{wf} .

El IP varía a través del tiempo debido a diferentes factores, algunos de ellos son:

- Efecto de la turbulencia por las altas velocidades en las proximidades del hoyo, por el aumento de la tasa de flujo.
- Disminución de la permeabilidad relativa al petróleo debido a la presencia de gas libre como consecuencia de la caída de presión en el pozo.
- Aumento del daño por la precipitación de asfáltenos.
- Aumento de la viscosidad del petróleo al bajar la presión por debajo de la presión de burbuja.
- Reducción de la permeabilidad de la roca debido a su compresibilidad.

2.3.10 Análisis nodal para pozos productores de petróleo.

La optimización de la producción de los fluidos provenientes de yacimientos de petróleo y/o gas se realiza a través del análisis nodal. Esto consiste en estudiar de manera integrada los componentes que conforman el sistema de producción, desde el límite exterior del yacimiento hasta la cara del intervalo de interés, tomando en cuenta cada restricción que exista y tenga influencia sobre la producción del pozo.

Cada componente puede evaluarse por separado, considerándolo como un punto de interés o nodo. Con el análisis nodal se puede calcular variables desconocidas de un pozo, como el índice de productividad real, si se conocen las presiones estáticas y fluyentes; los datos mecánicos de la completación, las características de producción, y otras variables. Dependiendo de lo que se quiere conocer del sistema de producción, el nodo se puede localizar bien sea en el fondo, en el tope o cabezal o en el separador de producción.

El objetivo del análisis nodal realizado a un sistema de producción es combinar los distintos componentes de un sistema de petróleo o gas, desde el yacimiento hasta la estación recolectora, con el propósito de predecir la tasa de flujo a la cual producirá evaluando y optimizando los distintos componentes del sistema.

En el análisis nodal se combina la habilidad del pozo para producir fluidos con la habilidad del sistema de tuberías para manejarlos hasta la estación recolectora. En dicho análisis se consideran todos los componentes en el pozo, comenzando con la presión estática del yacimiento (P_{ws}) y finalizando con la presión del separador (P_{sep}). (Maggiolo, 2005)

- Nodo en el fondo del pozo

Colocando el nodo en el fondo del pozo, se obtendrá la tasa óptima del sistema y la presión de fondo fluyente del pozo para las condiciones previamente establecidas.

- Nodo en el tope del pozo

Si se posiciona el nodo en este punto, se pueden visualizar los efectos de un cambio en las instalaciones de superficie, por ejemplo, líneas de flujo.

- Nodo en el separador

Con la solución en el separador se observan los cambios en la producción del pozo por efecto de la variación en la presión de separación que se puedan suscitar en el pozo.

Al elegir un punto de evaluación o nodo, el sistema de producción se divide en dos unidades, la unidad de entrada y la unidad de salida. La unidad de entrada incluye todos los componentes, corriente arriba del nodo (inflow, fluyen hacia el nodo) y la unidad de salida incluye todos los componentes corriente abajo del nodo (outflow, fluyen después del nodo) (Maggiolo, 2005).

2.3.11 Indicadores financieros

❖ Costos de capital (capex)

Los costos capitales (CAPEX), son tomados según los recursos requeridos para la construcción de cada una de las alternativas propuesta, son los costos asociados con exploración, perforación, completamiento y en general de los procesos de instalación de infraestructuras; normalmente los gastos capitales comprenden los costos de instalación de facilidades de producción de sistemas de levantamiento artificial, los gastos de instalaciones adicionales (adaptaciones) para manejos de agua de producción, equipos y pozos de inyección.

❖ Costos de operación (opex)

Por su parte los costos operacionales (OPEX), hacen referencia al dinero que la compañía utiliza en la operación del campo. Están asociados con costos de energía, químicos, servicios de reacondicionamiento de pozos productores e inyectores,

personal de mantenimiento, ambientales, entre otros. Adicional a esto existen indicadores económicos los cuales sirven como criterios de evaluación para diferentes análisis financieros entre ellos se encuentran:

- Flujo de caja: Es la secuencia de entradas y salidas de capital durante el tiempo de ejecución del proyecto. En la estimación de flujo de caja, se deben considerar factores como los ingresos, los gastos generados por la inversión, los costos de operación, el beneficio fiscal asociado a la depreciación y los impuestos asociados al desarrollo del proyecto.
- Pay-back o Tiempo de pago dinámico: Es el periodo o tiempo de recuperación, es una idea aproximada del tiempo que se tendrá para recuperar el desembolso inicial en una inversión.

$$TPd = \frac{\text{Inversión Requerida}}{\text{Flujo de Dinero Acumulado}} \quad (2.2)$$

- Valor presente neto: Es obtenido descontando a una tasa de interés constante y separadamente para cada periodo de tiempo, la diferencia de todas las salidas y entradas de efectivo acumuladas a través de la vida del proyecto. Cuando una cantidad futura se lleva a valor presente la magnitud es siempre menor, por esta razón los cálculos del valor presente se denominan métodos de flujo de caja descontado, y a la tasa de interés para realizar estos cálculos se le denomina tasa de descuento. El valor presente neto compara todos los ingresos y egresos del proyecto en un solo momento del tiempo.

$$VPN = \sum_{i=1}^n \left(\frac{V_t}{(1+k)^t} \right) - I_o \quad (2.3)$$

Donde:

Vt: Flujos de cada en cada periodo t

To: Inversión inicial.

n: Número de periodos considerados.

k: Coste de oportunidad.

Este método de evaluación proporciona un criterio de selección preciso y efectivo, por ello, el VPN de cualquier proyecto se evalúa bajo la siguiente premisa.

Si $VPN > 0$, el proyecto es atractivo y rentable.

Si $VPN = 0$, es indiferente seleccionar esa propuesta o alguna otra.

Si $VPN < 0$, el proyecto no resulta rentable.

2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS

Gravedad API: escala de gravedad específica desarrollada por el Instituto Estadounidense del Petróleo (American Petroleum Institute, API) para medir la densidad relativa de diversos líquidos de petróleo, expresada en grados. La gravedad API está graduada en grados en un instrumento de hidrómetro y fue diseñada de manera tal que la mayoría de los valores quedaran entre 10° y 70° de gravedad API. (Schlumberger, 2022, p.3).

Petróleo Original En Sitio (POES): es el volumen total estimado de petróleo contenido originalmente en un yacimiento a condiciones normales de presión y temperatura. (Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, 2005, p 5).

Pozos: se refiere a la comunicación existente entre la superficie y el yacimiento, donde se encuentra un conjunto de herramientas para dicha comunicación (González, 2007, p. 31).

Pozos Categoría 1: es el término utilizado en la industria para identificar aquellos pozos que se encuentran activos en producción (González, 2007, p. 31).

Pozos Categoría 2: es el término utilizado en la industria para identificar aquellos pozos que se encuentran en estado de pozos inactivos capaces de producir inmediatamente. (Jota, 2018, p. 24).

Pozos Categoría 3: es el término utilizado en la industria para identificar aquellos pozos que se encuentran en estado de pozos inactivos no capaces de producir inmediatamente. (Jota, 2018, p. 25).

Pozos Categoría 5: es el término utilizado en la industria para identificar aquellos pozos que se encuentran en estado de pozos no económicos actualmente. (Jota, 2018, p. 26).

Pozos Categoría 7: es el término utilizado en la industria para identificar aquellos pozos que se encuentran en estado de pozos productores de gas/agua. (Jota, 2018, p. 27).

Pozos Categoría 8: es el término utilizado en la industria para identificar aquellos pozos que se encuentran en estado de pozos de inyección (gas, agua, etc.). (Jota, 2018, p. 28).

Pozos Categoría 9: es el término utilizado en la industria para identificar aquellos pozos que se encuentran en estado de pozos abandonados, recompletados, etc. (Jota, 2018, p. 29).

Pozos inactivos: se consideran pozos cerrados temporalmente a aquellos pozos que han alcanzado su límite económico o tuvieron problemas operacionales. Estos pozos

son reabiertos a producción cuando, producir de ellos sea económicamente rentable o se realice los trabajos de reacondicionamiento respectivos. (Carrión, 2012, p 3).

Reacondicionamiento de pozos: es todo aquel trabajo que se realiza a un pozo con la finalidad de restaurar o incrementar la producción o inyección y que involucre cambios o acciones en la zona productora, después de su terminación original (control de arena, gas, arenas adicionales en el mismo yacimiento, recompletación en otro yacimiento, etc.). Estos trabajos pueden ser temporales o permanentes. (Martonaro, 2009, p 2).

Simulación: la carrera de un modelo de un yacimiento en una computadora con el tiempo para examinar el flujo de fluidos desde el yacimiento y dentro de éste. Los simuladores de yacimientos se basan en modelos de yacimientos que incluyen las características petrofísicas requeridas para comprender el comportamiento de los fluidos con el tiempo. Normalmente, el simulador se calibra utilizando datos históricos de presión y producción en un proceso denominado "ajuste histórico." Una vez calibrado con éxito, el simulador se utiliza para predecir la producción futura del yacimiento bajo una serie de escenarios potenciales, tales como la perforación de pozos nuevos, la inyección de diversos fluidos o los tratamientos de estimulación. (Schlumberger, 2022, p. 112).

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 TIPO DE LA INVESTIGACIÓN

Arias (2016) señala que, la investigación descriptiva consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno, individuo o grupo con el fin de establecer su estructura o comportamiento. Los resultados de este tipo de investigación se ubican en un nivel intermedio en cuanto a la profundidad de los conocimientos se refiere. (p.24).

La investigación realizada fue de tipo descriptiva, esta comprendió la evaluación de los históricos de producción, de presión y análisis nodal para la caracterización del Campo MPE 3, con el fin de entender el comportamiento de cada uno de los pozos presentes en el mismo y el método de producción presente, lo que permitió describir las condiciones actuales existentes en el área de estudio, para posteriormente realizar una relación costo beneficio, para valorar de ser posible cambios de método.

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

La investigación que se realizó se considera mixta dado que, se utilizan dos tipos de diseño de investigación, como lo son: de campo y documental.

Según Arias (2016), afirma que la investigación de campo es aquella que consiste en la recolección de datos directamente de los sujetos investigados, o de la realidad donde ocurren los hechos (datos primarios), sin manipular o controlar variable alguna, es decir, el investigador obtiene la información, pero no altera las condiciones existentes. (p. 31).

Es de campo, debido a que estuvo enfocada en una problemática real, lo que requirió de la recolección de datos e información del campo de estudio, para realizar la

propuesta de cambio de método de ser posible, y cumplir con los planes de producción pautados por la empresa.

Según Arias (2016), afirma que la investigación documental: “Es un proceso basado en la búsqueda, recuperación, análisis, crítica e interpretación de datos secundarios, es decir, los obtenidos y registrados por otros investigadores en fuentes documentales: impresas, audiovisuales, electrónicas. Como toda investigación, el propósito de diseño es el aporte de nuevos conocimientos” (p. 27).

Documental, a causa de que se evalúan, se estudian y analizan datos facilitados por la Empresa mixta Petrolera Sinovensa, S.A, así como también se hizo uso de fuentes, artículos, manuales de especificaciones técnicas de los equipos y documentos bibliográficos, para constatar los criterios de selección de los métodos de producción actuales.

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

3.3.1 Población

Según Arias (2016): “La población es un conjunto finito o infinito de elementos con características comunes para las cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación” (p. 81). En este caso particular, la población de estudio corresponde a los 502 pozos pertenecientes al Campo MPE-3, del bloque Carabobo, ubicado en la Faja Petrolífera del Orinoco.

3.3.2. Muestra

De acuerdo con Arias (2016): “La muestra es un subconjunto representativo y finito que se extrae de la población accesible” (p. 83). En esta investigación, la muestra estuvo formada por 11 pozos, pertenecientes al Campo MPE-3, los cuales en la

actualidad cuentan con el método de producción de Bombeo de cavidades progresivas, la selección estuvo limitada a pozos dentro un porcentaje de cotejo de $\pm 5\%$ de producción con respecto a su potencial.

3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

Con la finalidad de desarrollar la presente investigación se siguió una serie de pasos para poder cumplir con los objetivos planteados, partiendo secuencialmente con los objetivos específicos para dar respuesta al objetivo principal, llevándose a cabo técnicas que implicaron la evaluación de datos del campo, proporcionados por la empresa, siguiendo las normativas de la misma.

3.4.1 Descripción de las condiciones actuales de los pozos pertenecientes al Campo MPE-3, de la Empresa mixta Petrolera Sinovensa, S.A.

Para cumplimiento de este objetivo, en primer lugar, se hizo una selección de los pozos pertenecientes al Campo MPE-3, para ser candidatos del estudio partiendo de un criterio de selección, donde tomó en cuenta que: solo serían estudiados pozos con una producción asociada, dentro de un porcentaje de cotejo de $\pm 5\%$ del potencial de su última prueba de producción para el año 2022.

Para llevar a cabo esto, fue necesario la revisión de archivos con la base de datos de los pozos, tales como: consolidados de pruebas producción y presiones, para corroborar su estado actual, donde se pudo encontrar el historial de producción de los pozos y adicional a esto, los potenciales de los mismos, para realizar la comparación entre ambos y lograr la selección de los pozos en estudio. Posteriormente, fue realizada una visita a algunos de los pozos a ser estudiados.

Luego se hizo revisión de toda la data disponible del grupo de pozos seleccionados, la cual, se adquirió de la documentación oficial de la Empresa Mixta Sinovensa: “MTBF BCP y BES, Análisis de laboratorio, Diagramas mecánicos, Consolidados de presiones Estática, Consolidados de Toma de Niveles, Sumarios Resistivos”; a través de todos estos archivos, se logró conseguir información sobre la completación de la perforación, profundidad y espesores de las arenas productoras, pruebas de producción, tipo de fluido, el corte de agua, presión y temperatura de la arena, datos sobre el diseño mecánico actual, trabajos realizados (cambios de bombas), entre otros.

Con toda la información recopilada se realizó una tabla con todo lo concerniente a yacimiento (permeabilidad, porosidad, temperatura, presión, entre otros), estructura mecánica (equipos, bombas, rpm, entre otros), producción (barriles por día, corte de agua, porcentaje de agua y sedimentos, entre otros), y demás, para lograr una descripción completa, que permita la comprensión de las condiciones actuales de cada uno de los pozos en estudio.

Así mismo, fue necesario analizar los cambios de bombas realizados a través de los años, y toda la información obtenida de producción de petróleo, gas y agua. Con todos los datos recolectados fue posible crear una serie de tablas basadas en lo descrito anteriormente, para realizar posteriormente gráficos de producción de petróleo, gas y agua de cada uno de los pozos en estudio, que permitió visualizar el comportamiento de la tasa real de petróleo versus tiempo, tasa real de gas y relación gas petróleo versus tiempo, corte de agua versus tiempo, con el objeto de tener una base referencial para la comparación posterior de nuevos escenarios de extracción.

3.4.2 Establecimiento de los distintos métodos de levantamiento artificial a ser empleados en los pozos del Campo MPE-3

En este objetivo, se procedió evaluar los pozos en estudio según los parámetros de aplicabilidad de cada uno de los métodos de levantamiento artificial. Dichas tablas se construyeron a partir de información detallada sobre los parámetros de aplicación de cada método, los aspectos considerados para la construcción de estas fueron: °API, profundidad del pozo, profundidad de asentamiento de la bomba, viscosidad del fluido, Temperatura de la arena, relación gas – petróleo (GOR), caudal de producción (BPD), porcentaje de agua y sedimentos (BSW). Posteriormente se preseleccionaron los métodos para cada pozo desde el punto de vista técnico.

3.4.3 Determinación del potencial de producción óptimo y la factibilidad económica de la aplicación de los métodos de levantamiento artificial de los pozos sujetos a estudio

Con el objeto de determinar el potencial óptimo de producción, esta etapa se realizó tomando en consideración el análisis técnico y económico de los pozos en estudio, la cual se desarrolló mediante la implementación de una herramienta de simulación conocida como PIPESIM 2017.2, con la cual se llevó a cabo los análisis nodales de los pozos en estudio, con el propósito de obtener el potencial óptimo que los mismos deben tener con los métodos de producción a estudiar (BES, BM) y el instalado en la actualidad (BCP). Para este análisis se consideraron características como: profundidades de perforación, permeabilidad, porosidad, espesor de la arena, presión, temperatura, diagramas mecánicos y características de completación, entre otros; esta información se extrajo de la base de datos construida durante la investigación.

Con el fin de lograr lo anterior, se debió seguir un procedimiento sistemático que lograra cumplir con la actividad planteada, y de igual manera obtener los potenciales a través de la evaluación de los posibles escenarios que pudieran evidenciarse en estos pozos, tras realizar cambio de método de producción u optimización del mismo, cuyo proceso se describe a continuación:

Como primer paso, se replicó en el simulador el diseño mecánico con el que ya cuentan los pozos, y se estableció el caudal deseado para cada uno de estos; la selección de la bomba del método de bombeo de cavidades progresivas (BCP), estuvo basada en las características de las bombas que se encuentran en el catálogo de modelos de bombas suministrado por la empresa, tomando en cuenta dos factores: el desplazamiento nominal que suministra el equipo y que, al utilizarlo, se genere una producción similar al caudal deseado a una velocidad base de 100 rpm.

Seguidamente, con los métodos de levantamiento artificial seleccionados (BES, BM), se procedió a la selección de las bombas, esto a través del diseño del sistema de Bombeo electrosumergible, por medio de un conjunto de fórmulas para el cálculo de una serie de parámetros necesarios como: capacidad de producción, altura dinámica del fluido, selección del motor y cable, entre otros, estos resultados fueron comparados con bombas recomendadas por el simulador; por otro lado para el sistema de Bombeo mecánico la selección se efectuó haciendo uso del simulador RODSTAR, cada uno de estos procedimientos dio lugar a la determinación del equipo de subsuelo (bomba) apropiado para cada pozo.

Subsecuentemente, una vez elegidas las bombas para los sistemas BCP, BES y BM, se generaron sensibilidades en el software PIPESIM 2017.2, con los posibles escenarios de producción, a velocidades estándar proporcionadas por el simulador de 100 RPM, 60 hz y 4 – 7 SPM respectivamente para cada pozo. Procedimiento en el apéndice F.

Por último, con los valores de caudal generados, se procede a realizar el estudio de la factibilidad económica de la aplicación de los métodos de levantamiento artificial (BCP, BES y BM). El estudio consistió en comparar las opciones, representadas por los equipos seleccionados, que técnicamente se adaptaron a las condiciones de producción esperada, en función del tiempo de retorno y de la ganancia de la inversión con la que se determinó su rentabilidad, para ello se dispuso del programa Excel, y la aplicación SEEPLUS; tomando en consideración indicadores económicos, tales como valor presente neto (VPN) y tiempo de pago dinámico (TPd), dando una propuesta factible a la Empresa Mixta Petrolera Sinovensa que permita la optimización de la producción en el campo.

3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS PARA LA RECOLECCIÓN DE DATOS

3.5.1 Técnicas

Arias (2016), referente a las técnicas de recolección de datos, indica: “se entiende por técnica de investigación, el procedimiento o forma particular de obtener datos o información” (p. 67).

Análisis Documental: Se realizó mediante la recolección de información bibliográfica, por medio de documentos, revistas, artículos de revistas científicas, trabajos de grados, archivos en digital, libros, y otras fuentes de información fidedigna y que permitieron complementar y sustentar los conocimientos adquiridos en campo durante el transcurso de las actividades, ayudando así, al desarrollo de esta investigación.

Observación: A través de esta técnica, se recolectaron por medio de instrumentos de observación simple o no participe, los datos, permitiendo así el

desarrollo de los objetivos de esta investigación. Este tipo de observación se caracteriza por la ausencia o manera neutral de involucrarse en el medio donde se realizó el estudio.

Entrevista No Estructurada: “La entrevista, más que un simple interrogatorio, es una técnica basada en un diálogo o conversación...” “En esta modalidad no se dispone de una guía de preguntas elaboradas previamente. Sin embargo, se orienta por unos objetivos preestablecidos que permiten definir el tema de la entrevista...” (Arias, 2016, p. 73). Esta se fundamentó en diálogos establecidos con ingenieros que laboran en las diferentes áreas de optimización y yacimiento, de la Empresa mixta Petrolera Sinovensa, S.A, así como también con los ingenieros que en la actualidad hacen vida en el Departamento de Ingeniería de Petróleo en la Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas, con el propósito de obtener el conocimiento sobre los objetivos establecidos y el desarrollo óptimo de la investigación.

3.5.2 Instrumentos

Arias (2016) afirma “un instrumento de recolección de datos es cualquier recurso, dispositivo o formato (en papel o digital), que se utiliza para obtener, registrar o almacenar información” (p.68). Asociado a esto, las herramientas que se emplearon para el desarrollo de la investigación fueron: Computadoras, libretas de notas, teléfonos inteligentes, pendrive, y las distintas aplicaciones del paquete de Microsoft Office y el simulador PIPESIM 2017.2.

PIPESIM 2017.2

El software PIPESIM desarrolla modelos en estado estacionario, simula flujo multifásico para el diseño y análisis de los sistemas de producción de petróleo y gas. La herramienta software PIPESIM también analiza el desempeño de las líneas de flujo en superficie para generar un análisis minucioso en los sistemas de producción. El

software está conformado por los siguientes módulos: Pipeline & Facilities, Well Performance Analysis, Network Analysis, Production Optimization (GOAL), Field Planning (FPT), Multi-lateral (HoSim)



Figura 3.1 Simulador PIPESIM versión 2017

Para el análisis nodal en el presente estudio se realizó con el software PIPESIM- versión 2017, que analiza la producción desde el yacimiento hasta la instalación en superficie. El análisis que realiza el software va desde la configuración de un simple pozo aislado hasta una compleja red de pozos, permitiendo de esta forma la optimización durante todo el ciclo de vida. (Schlumberger, 2020)

WELLFLO 2015 6.1.0

Es un simulador que permite realizar diseño de pozos, análisis del desempeño de la producción, gracias a un modelado integral de los pozos en flujo natural y en sistemas

de levantamiento artificial para la optimización de la producción, modelo en flujo multifásico desde el yacimiento hasta el cabezal. Fue creado por la empresa Weatherford.



Figura 3.2 Simulador WellFlo versión 2015

RODSTAR-V 3.1

RODSTAR es el único software predictivo para diseñar sarta de varillas con acero, fibra de vidrio, o fibra de carbón de manera automáticamente en segundos por medio de la ecuación de onda.

RODSTAR puede hacer recomendaciones de la unidad de bombeo, tamaño del motor y simular NEMA D o motores Ultra High Slip. Además, puede calcular el costo de la sarta de varillas y la unidad de bombeo. El usuario solamente debe introducir los valores que puede actualizar en cualquier momento. El costo de la sarta de varillas, en conjunto con el consumo mensual de electricidad que RODSTAR calcula, le permite realizar una comparación de los diseños de los sistemas.

3.6 RECURSOS

Según Arias (2016), define los recursos como los aspectos administrativos que se requieren para el desarrollo o ejecución de la investigación, los recursos necesarios los clasifica en materiales, humanos, financieros y tecnológicos (p. 112).

3.6.1 Materiales

Se contó con material bibliográfico, además de artículos científicos de temas similares, normas y procedimientos de instituciones de reconocida y respetada trayectoria internacional e información obtenida por la empresa en el campo, sobre el estado físico de los pozos en estudio y sus características.

3.6.2 Humanos

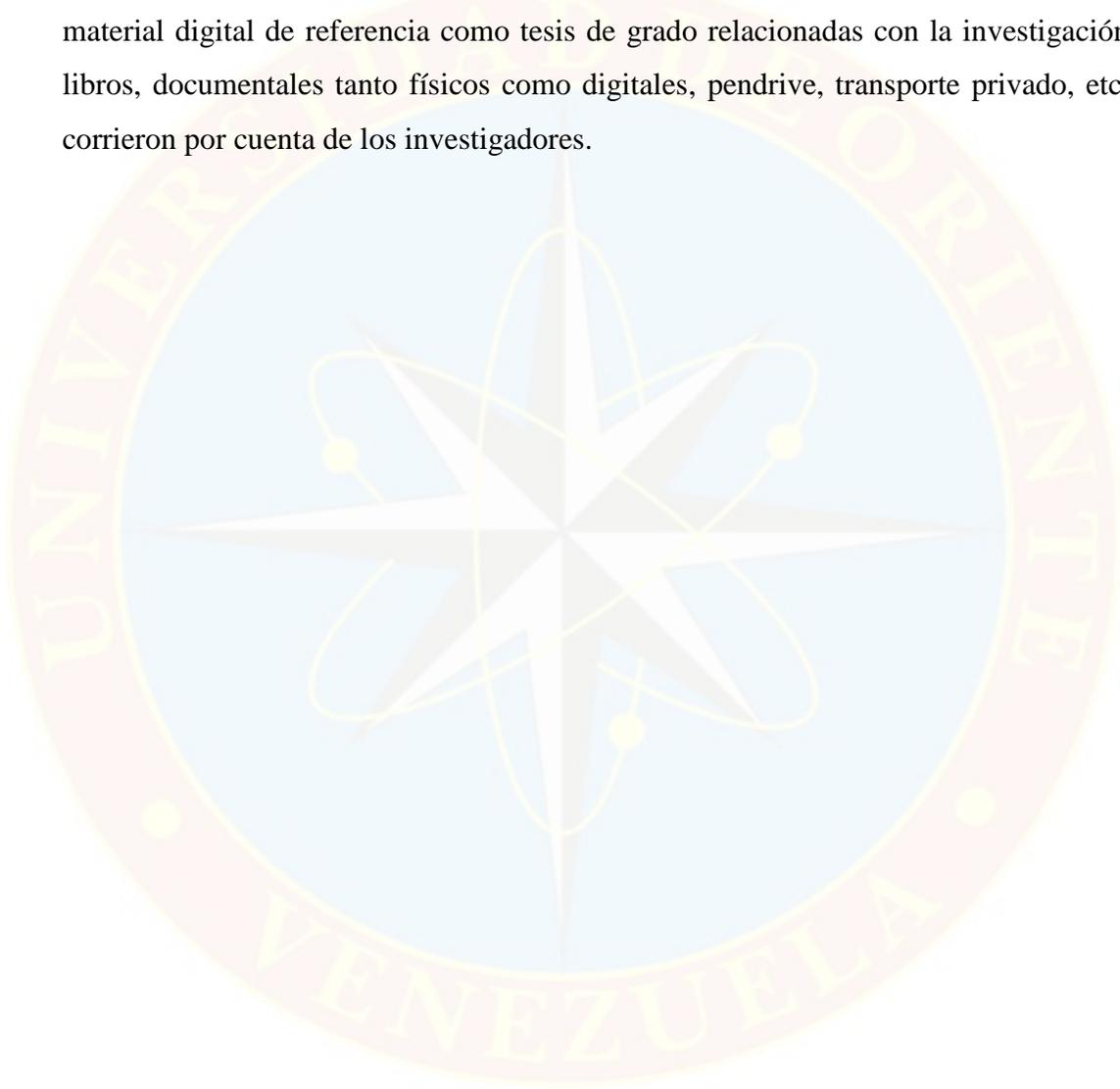
Se contó con el apoyo de profesionales y asesores en el área de la Gerencia de Optimización y yacimiento, de la Empresa mixta Petrolera Sinovensa, S.A, por parte de Ing. Carlos Osuna y el Ing. Víctor Marcano, colaboradores durante la realización del trabajo, con pericia y experiencia capaces de manejar los instrumentos en campo fácilmente, entregando resultados confiables de las pruebas a realizadas. Además de la asesoría de los tutores académicos y el cuerpo de profesores de la Universidad de Oriente, Núcleo Monagas.

3.6.3 Financieros

Todos los gastos asociados a la elaboración y desarrollo de esta investigación fueron asumidos por los investigadores.

3.6.4 Recursos tecnológicos y materiales

Para la elaboración de la investigación, entre otros recursos utilizados se encuentran: computador personal, lapicero, papel, tinta, impresoras, fotocopadoras, material digital de referencia como tesis de grado relacionadas con la investigación, libros, documentales tanto físicos como digitales, pendrive, transporte privado, etc., corrieron por cuenta de los investigadores.



CAPITULO IV

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 DESCRIPCIÓN DE LAS CONDICIONES ACTUALES DE LOS POZOS PERTENECIENTES AL CAMPO MPE-3, DE LA EMPRESA MIXTA PETROLERA SINOVENSA, S.A.

Esta fase se inició con una selección de los pozos pertenecientes al Campo MPE-3 para ser candidatos del estudio, partiendo de un criterio de selección, donde tomó en cuenta que: solo serían estudiados pozos con una producción asociada, dentro de un porcentaje de cotejo de $\pm 5\%$ del potencial de su última prueba de producción para el año 2022, para esto fue necesario la revisión de archivos con la base de datos de los pozos, para corroborar su estado actual, donde se pudo encontrar las pruebas de producción de los pozos y adicional a esto, los potenciales de los mismos, con esto se construyó una tabla para los pozos de este campo, con los datos ya mencionados anteriormente, para realizar la comparación entre ambos, y lograr la selección de los pozos en estudio. Estos valores pueden verse en la tabla 4.1.

Tabla 4.1 Producción neta y potenciales de los pozos

POZO	FECHA DE LA PRUEBA	PRODUCCIÓN NETA (BNPD)	POTENCIAL DEL POZO (BPD)	5% (BPD)	DIFERENCIAL (PN-POT)
CJS-082	Jun-2022	706,16	720	36	-13,84
CJS-086	Jun-2022	1018,54	1020	51	-1,46
CJS-101	Feb-2022	286,74	300	15	-13,26
CJS-136	Abr-2022	316,91	320	16	-3,09
CJS-173	Oct-2022	373,69	380	19	-6,31
CJS-182	Oct-2022	436,02	450	22,5	-13,98
CJS-185	Oct-2022	609,02	620	31	-10,98
CJS-274	Feb-2022	255,97	265	13,25	-9,03
CJS-280	Jun-2022	343,68	360	18	-16,32
CJS-289	May-2022	95,88	100	5	-4,12
CJS-290	May-2022	170,23	180	9	-9,77

Como puede observarse en la tabla 4.1, los pozos poseen producciones inferiores a su potencial, encontrándose una pérdida 102,16 barriles día entre este grupo. También entre estos, se hallan pozos con caudales de alto nivel (>700 BPD), así como otros con caudales de bajo nivel (<250 BPD). Es crucial resaltar estos datos debido que, para este estudio, fue esencial la selección de pozos con producciones dentro del 5% de su potencial, para así determinar un método de producción óptimo, que permita aumentar esta.

Posteriormente, se hizo revisión de toda la data disponible del grupo de pozos ya seleccionados, la cual se adquirió de documentación oficial de la EM Sinovensa; a través de todos estos, se logró conseguir información sobre completación de la perforación, estado actual de operación, profundidad y espesores de las arenas productoras, pruebas de producción, tipo de fluido, corte de agua, presión y temperatura de la arena, datos sobre el diseño mecánico actual, trabajos realizados (cambios de bombas), entre otros.

Una vez completada la búsqueda, revisión y verificación de estos parámetros, y tomando en consideración, el estado de operación actual (pozos activos), fue posible seleccionar los pozos que aplican para el estudio, siendo estos los siguientes pozos pertenecientes al yacimiento OFIM CNX 3; Ver tabla 4.2

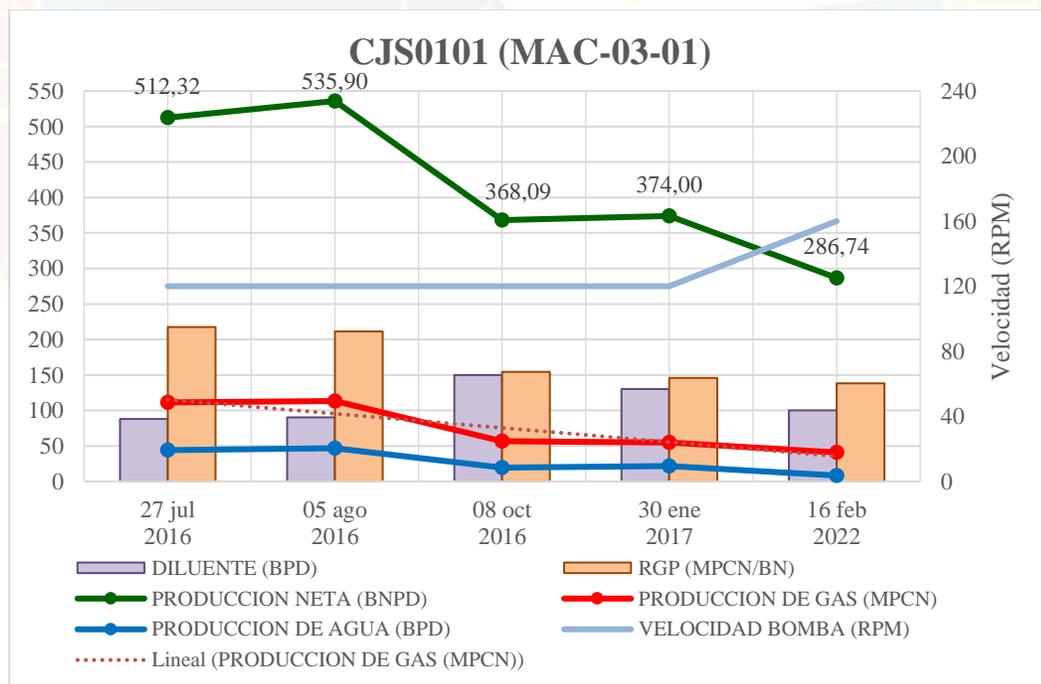
Tabla 4.2 Pozos seleccionados para el estudio

Pozos					
CJS-082	CJS-101	CJS-173	CJS-185	CJS-280	CJS-290
CJS-086	CJS-136	CJS-182	CJS-274	CJS-289	

Con toda la información recopilada, y haciendo uso del programa Microsoft Excel realizó una tabla con todo lo concerniente a yacimiento (permeabilidad, porosidad, temperatura, presión, ...), estructura mecánica (equipos, bombas, rpm, ...), producción (barriles por día, corte de agua, porcentaje de agua y sedimentos, ...), y demás de los pozos, para lograr su descripción completa, esta base de datos generada, facilitó la comprensión de estos, los cuales se encuentran completados por una

estructura mecánica similar al estar bajo el mismo método de producción, (bombeo de cavidades progresivas), la presión y la temperatura de estos pozos, se obtuvieron por medio de estimaciones de pruebas de presión MDT, RFT y por medio de capturas de nivel estático.

En términos de producción, fue necesario analizar los cambios de bombas a través de los años, tomando como base la información obtenida de producción de petróleo, gas y agua, se crearon una serie de tablas basadas en lo descrito antes, para realizar posteriormente gráficos de producción neta de petróleo, gas y agua de cada uno de los pozos en estudio, que permitieron visualizar el comportamiento de la tasa real de petróleo versus tiempo, tasa real de gas y relación gas petróleo versus tiempo, corte de agua versus tiempo, con el objeto de tener una base referencial para la comparación posterior de nuevos escenarios de extracción. Para esto se tomaron 3 pozos muestras que representan el comportamiento de la tasa real de producción a través de los años.



Gráfica 4.1 Comportamiento de producción del Pozo CJS0101

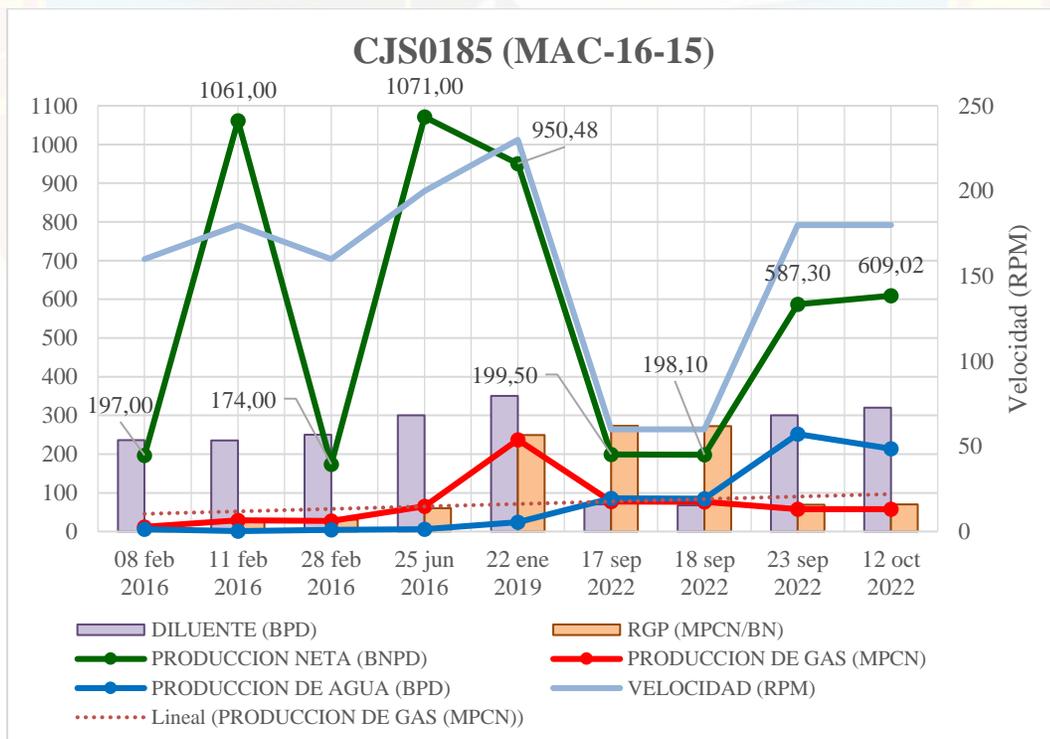
En la gráfica 4.1, se observa el comportamiento de producción del pozo CJS0101 (MAC-03-01), en el periodo comprendido entre los años 2016 – 2022, este aporta una producción neta de crudo extra pesado de 512,32 BND, mediante método de levantamiento artificial por Bombeo de Cavidades Progresivas, siendo esta la primera evaluación que se realizó en julio de 2016, con una producción asociada de gas natural de 111,40 MPCND (RGP: 217,45 MPCN/BN) y agua de 43,88 BND.

Para finales del 2016 (08/10/2016), se visualiza una reducción en la producción de crudo (368,09 BND), posiblemente por deficiencias en el equipo de bombeo de fondo, debido a que el pozo había sido sometido el 08/07/2016 a remplazo de bomba de cavidades progresivas (RBCP), del mismo modelo (WEATHERFORD 98-1600/ desplazamiento nominal 6,16 BND/rpm), la cual, a pesar de estar operando a la misma velocidad (120 rpm), no proporcionó el rendimiento deseado. El 23/11/2016 el pozo fue sometido nuevamente a RBCP, con instalación de bomba (BAKER 500G2300) de menor desplazamiento nominal (5 BND/RPM), con la cual, arrojó una producción neta de crudo de 374,00 BND (RGP: 146,00 MPCN/BN), obteniendo para el 30/01/2017, un aumento de aproximadamente 6 barriles, operando a 120 rpm.

Posteriormente, para febrero 2022, se puede observar como la producción de crudo disminuye hasta los 286,74 BND (a 160 rpm), uno de los factores que influye a la baja producción es el modelo actual de bomba (ANTECH 45-1500), que ofrece un desplazamiento nominal de 2,83 BND/rpm, así como, la posible deficiencia en la misma.

solo 60 BND, y, sumado a esto, las deficiencias en el equipo de fondo, en vista de que el pozo fue sometido el 12/08/2016, a remplazo de bomba de cavidades progresivas (TIERRA ALTA 55-1800), con un menor desplazamiento nominal (3,46 BND/rpm) a 80 rpm.

Consecutivamente, para el año 2017 (30/01/2017), se ve como la producción de crudo tiene un aumento de 71 BND, para alcanzar los 394,82 BND (RGP: 100,26 MPCN/BN), como resultado del aumento de velocidad de la bomba (150 RPM), y de la cantidad de diluyente inyectado (125 BND). Posteriormente, la producción neta empieza a decaer hasta el año 2022 (20/04/2022), para llegar a un valor de 316,91 BPD, posiblemente, a causa de que el último cambio de bomba fue realizado en el año 2018, y esta puede presentar desgaste por el tiempo de actividad, asimismo, se da un aumento en la producción de agua: 18,09 BND y en la RGP:113,49 BPCN/BN, factores que influyen en la producción neta de crudo.



Gráfica 4.3 Comportamiento de producción del Pozo CJS0185

La Gráfica 4.3, referente al pozo CJS0185 (MAC-16-15), evidencia como el comportamiento de producción de crudo en el primer semestre del año 2016 tiende al alza, alcanzando los 1071,00 BND (RGP: 60,54 MPCN/BN), cuyo valor, representa el punto más alto en su producción, favorecido por el cambio de bomba, para el mes de mayo 2016 (06/05/2016), a un modelo (NTZ 550-150ST128) de mayor desplazamiento nominal (8,05 BND/rpm), a 200 rpm, y una mayor cantidad de diluyente inyectado.

Seguidamente, se observa como entre las fechas 25 de junio de 2016 y 18 de septiembre de 2022, esta producción baja hasta 198,10 BND (RGP: 272,01 MPC/BN), por un cambio de bomba (TIERRA ALTA 85-1600), de menor desplazamiento nominal: 5,35 BND/rpm, con una disminución de la velocidad a 60 rpm, y sumado a esto, una baja inyección de diluyente (68 BND), para finalmente incrementar estos dos últimos aspectos (180 rpm - 320 BND) y alcanzar un valor de producción de 609,02 BPD (RGP: 70,04 MPCN/BN) para el 12 de octubre del mismo año.

4.2 ESTABLECIMIENTO DE LOS DISTINTOS MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL A SER EMPLEADOS EN LOS POZOS DEL CAMPO MPE-3

Durante esta etapa se procedió a la comparación de los distintos métodos de levantamiento artificial, con el objetivo de seleccionar el método o métodos más idóneos para la optimización de los pozos en estudio, para esto, se realizó la construcción de una tabla comparativa de los sistemas de levantamiento (tabla 4.3), tomando como referencia el trabajo realizado por Figueroa Oscar y Tibaduisa Diego, donde se valoraron distintos parámetros como lo son: °API, profundidad del pozo, profundidad de asentamiento de la bomba, producción neta de crudo, viscosidad, manejo de gas, relación gas petróleo, porcentaje de arena y temperatura de fondo.

Tabla 4.3 Parámetros de selección de los Sistemas de Levantamiento Artificial

Parámetros	Sistemas de Levantamiento Artificial				
	Bombeo mecánico	Cavidad Progresiva	Electrosurgible	Hidráulico	LAG
°API	< 22	< 22	> 29,9	< 25	> 22
Profundidad pozo (Pies)	15.000	6.000	10.000	20.000	7.500 – 10.000
Profundidad asentamiento bomba (Pies)	< 2.999	< 3.500	< 7.449	> 2.001	-
Producción (BOPD)	50 - 499	1 – 2.500	> 200	1 – 1.000	500 – 15.000
Viscosidad (cP)	< 1.000	401 – 1.000	< 100	< 400	< 70
Manejo de gas	Buena	Pobre	Pobre	Buena / regular	Excelente
GOR (pie ³ /bbl)	0 - 200	0 – 150	0 - 499	0 - 499	1.001 – 5.000
Porcentaje de arena	0,1 – 25 %	< 40 %	0,1 – 89 %	0,1 – 49 %	0,1 – 10%
Temperatura fondo (°F)	< 249	71 – 249	< 249	< 249	1 – 200

Fuente: Figueroa, O. Tibaduiza, D. (2016)

Tabla 4.4 Resumen de los parámetros de los pozos en estudio

Parámetros	Pozos		
	CJS0101	CJS0136	CJS0185
°API	8,5	8,2	8,3
Profundidad pozo (Pies)	6038	5870	7236
Profundidad asentamiento bomba (Pies)	3606	3376	3466
Producción (BOPD)	286.74	316.91	609.02
Viscosidad (cp)	S/D	S/D	S/D
GOR (pie ³ /bbl)	138,07	113,49	70,04
Porcentaje de arena	10%	5%	26%
Temperatura fondo (°F)	119.1	118.7	117.8

Fuente: Base de datos Empresa Mixta Petrolera SINOVENSA, S.A.

Tomando en consideración los parámetros fundamentales de cada método de levantamiento artificial, se escogen como mejores opciones a los métodos de Bombeo

mecánico (BM) y electrosumergible (BES) para aplicar a los pozos seleccionados, debido a que sus características son apropiadas frente a las propiedades que tiene el crudo, para el caso del bombeo mecánico (baja gravedad API, producción media, GOR, porcentaje de arena) y las condiciones del fondo del pozo (Profundidad y Temperatura), por otra parte en el caso del Bombeo electrosumergible, el campo en estudio (Campo MPE-3) ya cuenta con este tipo de levantamiento artificial por medio de la inyección de diluyente al crudo, ofreciendo buenos resultados.

Cabe destacar que aun cuando el bombeo mecánico posee mayor eficiencia para profundidades menores a los 2999 pies, se considera aceptable su funcionamiento a profundidades hasta los 10000 pies.

Al analizar el cuadro comparativo se puede observar que otros métodos se encuentran en el rango deseado de cada parámetro, sin embargo, no son los únicos factores tomados en consideración. Tal es el caso del método por bombeo hidráulico, que a simple vista parece incluso más eficiente que el de cavidad progresiva (método instalado en la actualidad) debido a su alto rendimiento a la profundidad requerida, pero es despreciado a causa de su alto costo de inversión inicial en comparación con los métodos seleccionados. En el caso del levantamiento artificial por gas, se descartó por las altas viscosidades (crudo extra pesado) y por la baja relación gas-petróleo presente en los pozos.

4.3 DETERMINACIÓN DEL POTENCIAL DE PRODUCCIÓN ÓPTIMO Y LA FACTIBILIDAD ECONÓMICA DE LA APLICACIÓN DE LOS MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE LOS POZOS SUJETOS A ESTUDIO

Para lograr que el progreso de este objetivo sea efectivo y aceptable, se procedió al cálculo del potencial óptimo de cada pozo con cada método de levantamiento artificial (BCP, BES, BM). Los resultados fueron obtenidos a partir de análisis nodal

en el simulador PIPESIM 2017.2, los cuales se encuentran distribuidos en las siguientes tablas:

Tabla 4.5 Potencial optimo por método de levantamiento artificial del pozo CJS0101

Levantamiento artificial	Modelo seleccionado	Caudal deseado (BPD)	Producción simulada (BPD)
B.C.P	Weatherford EDM 500 - 4100	320	327,1881
B.E.S	REDA MT5A-60		344,8865
B.M	C-640-305-168		402,5142

De acuerdo con la tabla 4.5, se tiene que:

- B.C.P (Weatherford EDM 500 - 4100): Este método de levantamiento artificial tiene un caudal deseado de 320 STB/d y una producción simulada de 327,1881 STB/d. Esto indica que la producción simulada es ligeramente mayor que el caudal deseado, lo cual es un buen indicador.
- B.E.S (REDA MT5A-60): Este método tiene una producción simulada de 344,8865 STB/d. Esto indica que la producción simulada es significativamente mayor que el caudal deseado.
- B.M (C-640-305-168): Este método tiene la mayor producción simulada de 402,5142 STB/d. Indicando que este método podría ser el más productivo de los tres.

En base a estos datos, el método B.M parece ser el más óptimo ya que tiene la mayor producción simulada. Sin embargo, es importante tener en cuenta otros factores,

como los costos operativos y de mantenimiento, la vida útil del equipo y las condiciones específicas del pozo.

Tabla 4.6 Potencial optimo por método de levantamiento artificial del pozo CJS0136

Levantamiento artificial	Modelo seleccionado	Caudal deseado (BPD)	Producción simulada (BPD)
B.C.P	Weatherford EDM 500 - 4100	350	357,8001
B.E.S	REDA MT5A-60		409,9191
B.M	C-640-305-168		403.6793

Continuando con el análisis de las tablas se tiene que para el pozo CJS0136.

- B.C.P (Weatherford EDM 500 - 4100): Este método de levantamiento artificial tiene un caudal deseado de 350 y una producción simulada de 357,8001 STB/d. Lo que indica que la producción simulada es ligeramente mayor que el caudal deseado, siendo este un buen indicador.
- B.E.S (REDA MT5A-60): Este método tiene una producción simulada de 409,9191 STB/d, la cual es significativamente mayor que el caudal deseado, siendo este un indicador aún mejor.
- B.M (C-640-305-168): Este método tiene una producción simulada de 403,6793 STB/d. Esto indica que este método es muy productivo, aunque no tanto como el método B.E.S.

En base a estos datos, el método B.E.S parece ser la mejor opción desde el punto de vista técnico, ya que tiene la mayor producción simulada.

Tabla 4.7 Potencial optimo por método de levantamiento artificial del pozo CJS0185

Levantamiento artificial	Modelo seleccionado	Caudal deseado (BPD)	Producción simulada (BPD)
B.C.P	Weatherford EDM 1000 – 4100	800	837,4802
B.E.S	ODI RA7		828,9564
B.M	C-640-305-168		911,4885

Basado en la tabla elaborada y los valores de producción simulados, se puede resumir de manera técnica que para el pozo CJS0185:

- B.M (Mejor Producción Simulada): Con un valor de 911.4885 STB/d, el método B.M con el modelo C-640-305-168 presenta la producción simulada más alta.
- B.C.P: Este método muestra una producción simulada de 837.4802 STB/d con el modelo Weatherford EDM 1000 - 4100.
- B.E.S: Aunque solo se establece un caudal deseado de 800 STB/d, el método B.E.S con el modelo ODI RA7 supera ligeramente este valor con una producción simulada de 828.9564 STB/d.

Si la decisión se basa únicamente en el valor más alto de producción simulada, el método B.M sería superior. Sin embargo, es importante considerar otros factores como la eficiencia de costos, la fiabilidad del equipo, la compatibilidad con las condiciones del pozo y los requisitos operativos específicos antes de tomar una decisión final. En este caso se debe acotar que, para alcanzar un valor de producción similar al caudal deseado, el simulador tuvo que llevar al pozo a un caso extremo de velocidad de diseño (7,77 SPM), en el que no se recomienda cambio de método. Es por esto, que

lo mejor para el pozo CJS0185, resulta en hacer uso del segundo escenario, manteniendo el método actual y realizando una sustitución de la bomba.

Con el propósito de determinar la rentabilidad de los diseños alternativos para los pozos, se llevó a cabo un análisis económico mediante la aplicación del método de flujos descontados, el cual consiste en 'descontar' a una tasa de descuento, el flujo neto de efectivo, ingresos y egresos generados por el proyecto durante el horizonte económico.

El estudio económico del proyecto de cambio de método de producción en los pozos del Campo MPE-3, estuvo basado en la generación de ingresos por venta de hidrocarburos producidos por BCP, BES y BM. Dicho estudio económico, se realizó a partir del cálculo de los siguientes indicadores económicos: Valor Presente Neto (VPN), Eficiencia de Inversión (EI) y Tiempo de Pago Dinámico (TPd), estimados a través de la herramienta computacional SEEPLUS. De acuerdo a la normativa de PDVSA un proyecto de inversión es viable si cumple con lo siguiente: $VPN > 0$, $EI \geq 1$ \$/\$ y $TPd < 1$ año.

Este estudio económico comprende los costos totales por completación de los diseños de Levantamiento Artificial aplicados y de reemplazo de bomba del método actual.

Tabla 4.8 Costos Totales de la aplicación de los métodos de levantamiento artificial

POZOS	MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO		
	BCP	BES	BM
CJS0101	70.000\$	200.000\$	300.000\$
CJS0136	70.000\$	200.000\$	300.000\$
CJS0185	90.000\$	400.000\$	300.000\$

El estimado se realizó de acuerdo con los lineamientos Corporativos del Software SEEPLUS, horizonte económico de 10 años, escenario de precios: 2016-2035 (Caso bajo), tasa de producción de petróleo (Qo), °API del crudo, RGP y pérdidas de producción por declinación, y costos estimados. A continuación, se muestra la tabla 4.9 con ganancias y costos totales.

Tabla 4.9 Gananciales pozos CJS0101 con cada método de levantamiento artificial (M.L.A)

CJS0101			
M.L.A	B.C.P	B.E.S	B.M
° API	8,5		
RGP	138,07		
PD/PT	0,96		
GANANCIAL	40,4481	58,1465	115,7742
DECLINACIÓN	12%		
COSTO TOTAL	70.000\$	200.000\$	300.000\$

Tabla 4.10 Gananciales pozos CJS0136 con cada método de levantamiento artificial (M.L.A)

CJS0136			
M.L.A	B.C.P	B.E.S	B.M
° API	8,2		
RGP	113,49		
PD/PT	0,99		
GANANCIAL	40,8901	93,0091	86,7693
DECLINACIÓN	12%		
COSTO TOTAL	70.000\$	200.000\$	300.000\$

Tabla 4.11 Gananciales pozos CJS0185 con cada método de levantamiento artificial (M.L.A)

CJS0185			
M.L.A	B.C.P	B.E.S	B.M
° API	8,3		
RGP	70,04		
PD/PT	0,98		
GANANCIAL	228,4602	219,9364	302,4685
DECLINACIÓN	12%		
COSTO TOTAL	90.000\$	400.000\$	300.000\$

Considerando los costos asociados al trabajo a efectuarse y bajo el escenario de evaluación económica planteado en el párrafo anterior, se cumplió con los lineamientos mínimos económicos para que un proyecto sea rentable, con un VPN de 5.195,98 M\$, dando como resultado que el cambio de bomba B.C.P para el caso del pozo CJS0101 sea rentable.

Tabla 4.12 Indicadores económicos del proyecto del pozo CJS0101 alternativa BCP

Indicadores Económicos				
Proyecto: CJS0101				
Alternativa: BCP				
Año Inicio: 2023		Año Base: 2023		
Año a Someter: 2023		Cantidad de Años: 10 Años		
Nivel de Evaluación	Proyecto	Pdvsa	Nación	
Tiempo de Pago Dinámico (TPd)	0,00	0,00	0,00	ANOS
Resultados Económicos COSTO TOTAL				
Flujo Neto Descontado (VPN)	5.195,98	5.195,98	16.908,37	M\$
Tasa Interna de Retorno (TIR)				%
Tasa Interna de Retorno Modificada (TIRM)				%
Eficiencia de la Inversión Tradicional (EI)	10,86	10,86	33,09	\$/5
Tiempo de Pago Dinámico (TPd)	0,00	0,00	0,00	ANOS

Fuente: SEEPLUS

Los indicadores económicos mostrados indican una gran rentabilidad de los diseños propuestos de levantamiento artificial, donde la inversión del proyecto se recupera aproximadamente en días, como se muestra en la siguiente tabla, siempre y cuando no ocurran cambios en las premisas y parámetros planteados. El tiempo de pago dinámico por ser tan bajo no se refleja en la tabla de indicadores económicos de SEEPLUS, este valor fue calculado mediante fórmula en el programa Excel, la muestra de cálculo se puede visualizar en el apéndice J.

Tabla 4.13 Resumen de indicadores económicos calculados por el simulador SEEPLUS para los métodos de levantamiento artificial pozo CJS0101

CJS0101			
MÉTODO	BCP	BES	BM
VPN (M\$)	5.195,98	5.133,68	5.982,24
TPd (días)	3,03	8,72	11,20

Pozo CJS0101:

- El método de levantamiento por bombeo de cavidades progresivas posee el VPN más alto (5.195,98 M\$) con el menor tiempo de recuperación (3,03 días), lo que lo hace el método más rentable y con el retorno más rápido.
- El bombeo mecánico tiene el VPN más alto (5.982,24 M\$) entre los tres métodos, pero también el mayor tiempo de recuperación (11,20 días), lo que indica que, aunque es muy rentable, toma más tiempo recuperar la inversión.
- Por su parte el bombeo electrosumergible, muestra un VPN de 5.113,68 M\$ y un tiempo de recuperación de 8,72 días, situándose en un punto intermedio tanto en rentabilidad como en tiempo de recuperación.

En resumen, BCP es la opción más ventajosa en términos de tiempo de recuperación, mientras que BM ofrece la mayor rentabilidad a largo plazo, aunque con un tiempo de recuperación más largo. BES se encuentra en un punto medio entre ambos.

Tabla 4.14 Resumen de indicadores económicos calculados por el simulador SEEPLUS para los métodos de levantamiento artificial pozo CJS0136

CJS0136			
MÉTODO	BCP	BES	BM
VPN (M\$)	6.599,61	6.353,05	7.410,65
TPd (días)	2,27	6,72	8,62

Pozo CJS0136:

- El BCP presenta un VPN de 6.599,61 M\$ y el menor tiempo de recuperación (2,27 días), lo que lo hace un método rentable con un retorno rápido.
- BES también tiene un VPN semejante al anterior de 6.353,05 M\$ y un tiempo de recuperación de 6,72 días, lo que lo hace menos favorable que BCP en términos de tiempo de recuperación, pero aún rentable.
- BM tiene el VPN más alto de 7.410,65 M\$, lo que lo hace el método más rentable, aunque su tiempo de recuperación es el más largo (8,62 días).

En resumen, BCP es la opción más ventajosa en términos de tiempo de recuperación, mientras que BM ofrece la mayor rentabilidad a largo plazo. BES se encuentra en un punto intermedio tanto en rentabilidad como en tiempo de recuperación.

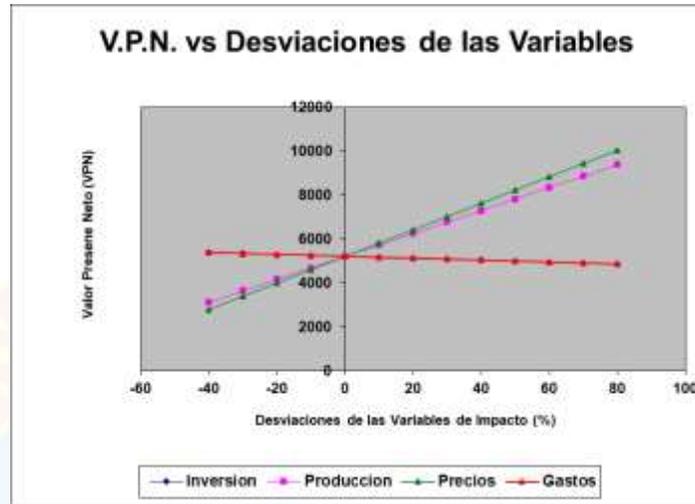
Tabla 4.15 Resumen de indicadores económicos calculados por el simulador SEEPLUS para los métodos de levantamiento artificial pozo CJS0185

CJS0185			
MÉTODO	BCP	BES	BM
VPN (M\$)	15.434,23	15.101,40	16.807,62
TPd (días)	1,25	5,66	3,82

Pozo CJS0185:

- El Bombeo de cavidades progresivas cuenta con un VPN alto de 15.434,23 M\$ y el menor tiempo de recuperación (1,25 días), lo que lo hace un método muy rentable con un retorno rápido.
- El Bombeo mecánico, por su parte, tiene el VPN más alto (16.807,62 M\$), lo que lo hace el método más rentable, aunque su tiempo de recuperación es mayor (3,82 días) comparado con el BCP.
- El método de Bombeo electrosumergible, presenta un VPN positivo (15.101,40 M\$) y un tiempo de recuperación de 5,66 días, situándose en un punto intermedio tanto en rentabilidad como en tiempo de recuperación.

En resumen, el bombeo de cavidades progresivas (BCP) es la opción más ventajosa en términos de tiempo de recuperación, mientras que el bombeo mecánico (BM), ofrece la mayor rentabilidad a largo plazo. El bombeo electrosumergible (BES) se encuentra en un punto medio en ambos aspectos.



Gráfica 4.4 Diagrama Araña pozo CJS0101 alternativa BCP

Se muestran los escenarios que arrojó el análisis; las tendencias de las rectas resultaron: producción incrementa 80% y el VPN aproximadamente es de 9300 M\$, precios incrementan 80% y el VPN aproximadamente es de 10000 M\$. Esto nos permite comparar y visualizar de forma clara y concisa las fortalezas y debilidades del proyecto, en el que los precios y la producción generan un beneficio aumentando y los aspectos como gastos e inversión se mantienen constantes, dando a entender la viabilidad del proyecto y facilitando la toma de decisiones. Los diagramas de araña restantes se encuentran en el apéndice K.

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Se estudió una muestra de 11 pozos, los cuales, se encuentran dentro de un porcentaje de cotejo de $\pm 5\%$ del potencial de su última prueba de producción y resultaron candidatos a cambio de método.
- Los pozos CJS0101, CJS0136 y CJS0185 son pozos horizontales, perforados a profundidades entre 2800 – 3060 pies y con temperaturas entre 117 y 119 °F.
- Los pozos seleccionados operan bajo el método de bombeo de cavidades progresivas, con producción neta de 286,74 BNPD del pozo CJS0101, 316,91 BNPD del CJS0136 y 609,02 BNPD del CJS0185.
- Los parámetros de selección considerados para la elección de los métodos de levantamiento fueron: °API, profundidad del pozo, producción, porcentaje de arena y sedimentos, relación gas-petróleo y temperatura de fondo.
- Los métodos de levantamiento artificial que mejor se adaptan a los parámetros de selección establecidos para los pozos del campo de estudio, son: bombeo de cavidades progresivas, bombeo electrosumergible y bombeo mecánico.
- La simulación del pozo CJS0101 arrojó una producción de 327,1881 STB/d para BCP, 344,8865 STB/d para BES y 402,5142 STB/d para BM. Se propone que, en base a los resultados obtenidos realizar cambio de método de BCP a BM.
- La sensibilización del pozo CJS0136 arrojó una producción de 357,8001 STB/d para BCP, 409,9191 STB/d para BES y 403,6793 STB/d para BM. Resultando que, desde el punto de vista técnico se debe realizar el cambio de método de BCP a BES.

- Las simulaciones del pozo CJS0185 generaron producciones de 837,4802 STB/d para BCP, 828,9564 STB/d para BES y 911,4885 STB/d para BM. Se sugiere no realizar cambio de método.
- Para cada uno de los casos el bombeo mecánico presenta las cifras más altas de valor presente neto (VPN) y tiempo de pago dinámico (TPd).
- El bombeo electrosumergible se encuentra en un punto intermedio entre los valores de VPN y TPd en comparación a los otros métodos de levantamiento. Siendo el bombeo de cavidades progresivas la opción con menor tiempo de pago.
- El método de producción óptimo para los pozos en estudio es el bombeo de cavidades progresivas, con un VPN y TPd de 5.195,98 M\$ y 3,03 días respectivamente para el pozo CJS0101, 6.599,61 M\$ y 2,27 días para el pozo CJS0136 y para el pozo CJS0185, 15434,23 M\$ y 1,25 días.

5.2 RECOMENDACIONES

- Actualizar los datos de cada pozo disponibles en los resúmenes oficiales, de esta forma, se tendría un mejor acceso a los mismos y podrá ser facilitado a otros investigadores de una manera más efectiva y sencilla.
- Realizar nuevas pruebas de presión y producción a estos pozos y repetir el análisis nodal con datos más recientes.
- Se recomienda tomar pruebas de presión a los pozos del campo de manera periódica, esto con el fin de tener datos actuales de IP, los que son de gran ayuda al momento de querer tomar una decisión sobre el procedimiento a seguir para realizar una optimización.
- La clave para lograr el mejor ajuste a las condiciones reales de los pozos con las diferentes correlaciones de índice de productividad, es contar con una buena caracterización del yacimiento y/o pozo, por lo cual se recomienda obtener y

confirmar la mayor cantidad de información del yacimiento y de los pozos en estudio.

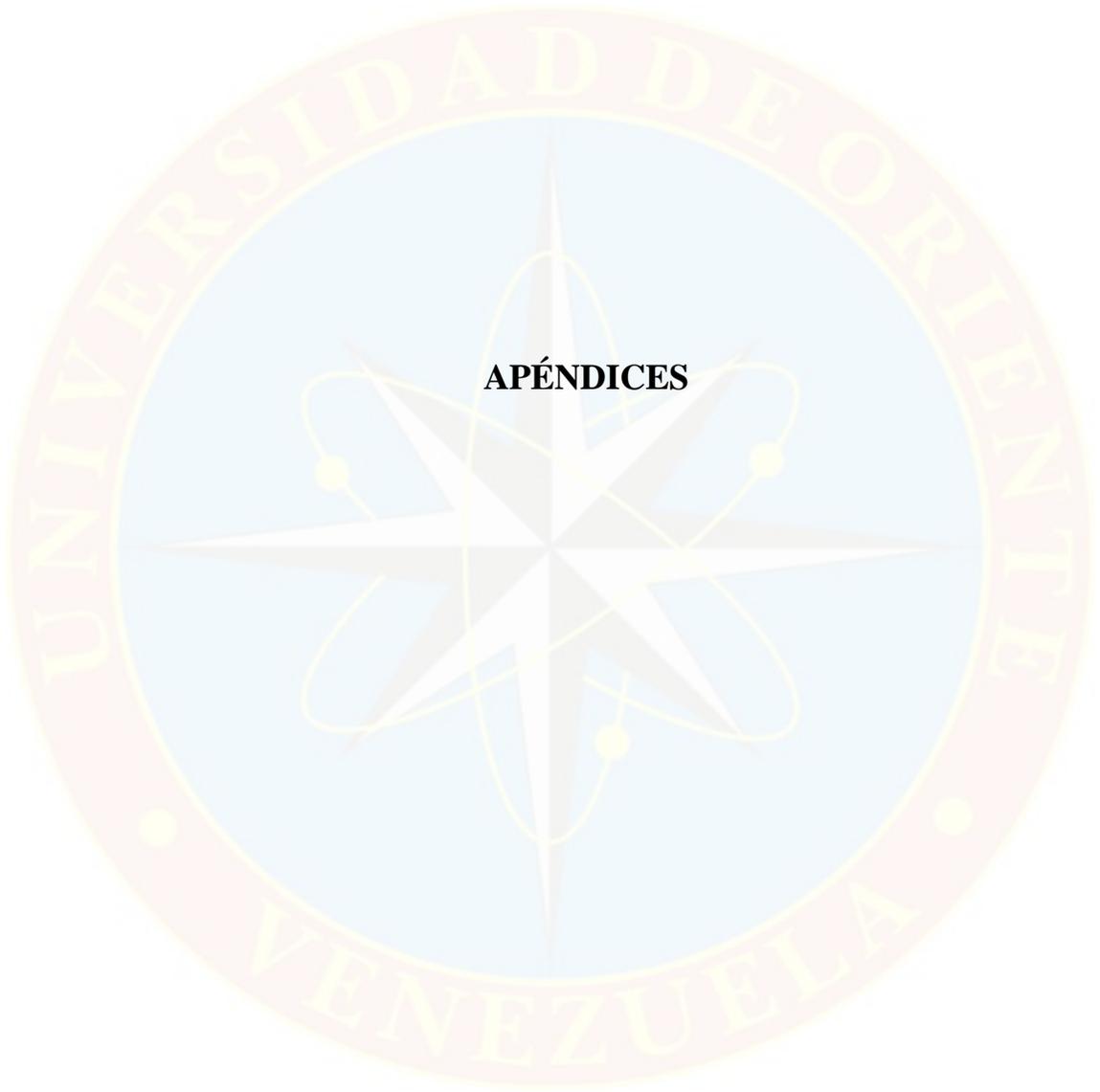
- En vista de que la diferencia en TPd del bombeo de cavidades progresivas y el bombeo mecánico es mínima, se recomienda realizar un estudio económico detallado para considerar la aplicación del bombeo mecánico, debido a su alto VPN.
- Se recomienda a la empresa PETROLERA SINOVENSA S.A., realizar el cambio de bomba para el sistema de levantamiento artificial actual (Bombeo de Cavidades Progresivas) por la propuesta en este trabajo.
- Realizar pruebas de laboratorio en núcleos para el cálculo de las permeabilidades en dirección X, Y, Z y así poder realizar simulaciones con otro tipo de correlaciones.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Arias, F. (2016).** *El proyecto de Investigación: Introducción a la investigación Científica.* (7ta. Edición). Caracas, Venezuela: Episteme.
- Bailey, B.; Crabtree, M; Tyrie, J; Elphick, J.; Kuchuk, F.; Romano, C.; Roodhard, L. (2000).** *Water Control.* Oilfield Review, vol. 12. Págs 32-57.
- Barrera, G. (2012).** *Aplicaciones del Sistema Artificial de Producción a Gran Escala Bombas Electrosumergible.*
- Beltrán, H. y Marín, J. (2020).** *Optimización de la producción de los pozos productores de un campo en la cuenca llanos orientales, mediante la implementación de análisis nodal.* (Tesis de pregrado). Fundación Universidad de América. Bogotá, Colombia.
- Breidenbach, D. y Rodríguez, M. (2018).** *Evaluación técnico-económica del plan de desarrollo de tres campos en la faja petrolífera del Orinoco.* (Trabajo Especial de Grado). Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.
- Camargo, E., Aguilar, J., Ríos, A., Rivas, F., & Aguilar, J. (2008).** *Un modelo de producción de pozos por levantamiento artificial utilizando análisis nodal.* *Ciencia e Ingeniería*, 30(1), 23-28. Universidad de los Andes. Mérida, Venezuela.
- Carrión, M. (2012).** *Descripción de pozos petroleros.* Logo. Caracas, Venezuela.
- ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS. (2003).** *Bombeo de Cavidad Progresiva: Operaciones, Diagnóstico, Análisis de Falla y Trouble Shooting.* [Publicación en línea]. Disponible en: (PDF) Manual BCP ESP OIL | Manu Novoa - Academia.edu
- ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS. (2003).** *Bombeo Mecánico Optimización, Diagnóstico y Operación.* [Publicación en línea]. Disponible en: (PDF) Bombeo Mecánico optimización diagnóstico y operación | Alfredo Benito Medina Romero - Academia.edu
- ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS. (2004).** *Bombeo Electrosumergible: Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting.* [Publicación en línea]. Disponible en: (PDF) bombeo-electrosumergible.pdf | RICHARD ROJAS - Academia.edu

- Figuroa, O. Tibaduisa, D. (2016).** *Selección del método de levantamiento artificial y la concentración de un reductor de viscosidad en fondo de pozos para la extracción de crudo pesado en el pozo TORCAZ 3.* (Trabajo Especial de Grado).
- Galván, L. Reyes, R. Guédez, C. De Armas, D. (2007).** Los macroprocesos de la industria petrolera y sus consecuencias ambientales. Disponible en: http://ve.scielo.org/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1316-48212007000200006#:~:text=La%20producci%C3%B3n%20petrolera%20es%20la,de%20otros%20m%C3%A9todos%20de%20extracci%C3%B3n%20
- González, J (2007).** *Ingeniería de producción (Documento Técnico).* Gerencia de desarrollo de yacimientos, PDVSA. Maturín, Venezuela.
- Jota, M. (2018).** *Categoría, estado y sudestado de los pozos.* (Presentación). Cabimas, Venezuela.
- Maggiolo, R. (2005).** *Análisis nodal y flujo multifásico. Manual para ingenieros.* ESP OIL. Maracaibo, Venezuela.
- Martonaro, P. (2009).** *Generalidades sobre pozos petroleros.* Logo. Caracas, Venezuela.
- Ministerio Del Poder Popular Para La Energía Y Petróleo. (2005).** *Definiciones y normas de las reservas de hidrocarburos.* Dirección general de exploración, reservas y tierra. Venezuela.
- Montagna, G. (2018).** *Metodología de selección de los pozos candidatos a proyectos de rehabilitación y reacondicionamiento para el ministerio del poder popular de petróleo.* (Trabajo Especial de Grado).
- Ocampo, Z. (2007).** Oportunidades de mejora en la metodología para incrementar la producción de hidrocarburos en campos maduros. estudio del caso: "desarrollo adicional yariguí - cantagallo" en el campo cantagallo, de la gerencia regional magdalena medio de ECOPETROL S.A
- Rodríguez, J., Ortiz, A., Figuera, R., Orfila, L., Molina, J.W., Molina, J.D., y Molina, F. (2020).** *Caracterización de la viscosidad y su comportamiento en los procesos térmicos aplicados en yacimientos de crudos pesados.* Thermal Oil Recovery.

- Salager, J-L. (2005).** *Recuperación mejorada del petróleo*. Universidad De Los Andes. Mérida, Venezuela. (Tesis de Grado). Disponible en: http://scholar.googleusercontent.com/scholar?q=cache:JtgArTwc2CcJ:scholar.google.com/+recuperaci%C3%B3n+mejorada+del+petr%C3%B3leo&hl=es&as_sdt=0,5
- SCHLUMBERGER, (1997).** *Procesos en OFM*. Schlumberger information Solutions.
- SCHLUMBERGER, (2022).** *Gravedad API*. [Página Web]. Consultado el 07 de junio de 2022 en: https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/a/api_gravity
- SCHLUMBERGER, (2022).** *Simulación de yacimiento*. [Página Web]. Consultado el 07 de junio de 2022 en: https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/r/reservoir_simulation
- Vásquez, R. (2020).** *Métodos de levantamiento artificial más utilizados en Venezuela*. [Publicación en línea]. Disponible en: <https://es.linkedin.com/pulse/m%C3%A9todos-de-levantamiento-artificial-m%C3%A1s-utilizados-en-v%C3%A1squez-rojas>
- Velásquez, F. González, L. (2014).** *Desarrollo de un programa bajo software libre para el diseño del sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible para pozos de crudos pesados*. Monagas, Venezuela.
- Villalba, D. (2020).** *Estudio técnico – económico para la optimización de la producción, mediante análisis nodal a través del software PIPESIM, en el campo Oso, del bloque 7*. (Tesis de pregrado). Universidad Central del Ecuador. Quito, Ecuador.



APÉNDICES



APÉNDICE A:

RESUMEN GENERAL DE LOS POZOS

Tabla A.1: Resumen general del pozo CJS-082 del Campo MPE-3

INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO							
POZO	CAMPO	MAC.	LOC.	ARENA	PROFUNDIDAD (Ft)		
CJS-082	CERRO NEGRO	17	MAC-17-24	O-12	2793.5		
PRESIONES							
PRESIÓN DE FONDO (PSI)		TEMPERATURA DE FONDO (°F)			FUENTE		
960		114			MDT y RFT		
ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN							
FECHA	BNPD	MPCN	%A&S	°API	RGP	P. cab (LPC)	P. lin. (LPC)
01-06-2022	706.16	72.47	3.00	16.5	99.55	119	125
ÚLTIMO MÉTODO DE LEVANTAMIENTO							
BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS							

Tabla A.2: Resumen general del pozo CJS-086 del Campo MPE-3

INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO							
POZO	CAMPO	MAC.	LOC.	ARENA	PROFUNDIDAD (Ft)		
CJS-086	CERRO NEGRO	17	MAC-17-23	O-13	2913.6		
PRESIONES							
PRESIÓN DE FONDO (PSI)		TEMPERATURA DE FONDO (°F)			FUENTE		
955		115.9			MDT y RFT		
ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN							
FECHA	BNPD	MPCN	%A&S	°API	RGP	P. cab (LPC)	P. lin. (LPC)
20-06-2022	1018.54	71.85	1.40		69.55	125	125
ÚLTIMO MÉTODO DE LEVANTAMIENTO							
BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS							

Tabla A.3: Resumen general del pozo CJS-101 del Campo MPE-3

INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO							
POZO	CAMPO	MAC.	LOC.	ARENA	PROFUNDIDAD (Ft)		
CJS-101	UVERITO	03	MAC-03-01	O-13	3060.3		
PRESIONES							
PRESIÓN DE FONDO (PSI)		TEMPERATURA DE FONDO (°F)			FUENTE		
1090		119.1			MDT y RFT		
ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN							
FECHA	BNPD	MPCN	%A&S	%API	RGP	P. cab. (LPC)	P. lin. (LPC)
16-02-2022	286.74	40.73	2.80	16.08	138.07	145	145
ÚLTIMO MÉTODO DE LEVANTAMIENTO							
BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS							

Tabla A.4: Resumen general del pozo CJS-136 del Campo MPE-3

INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO							
POZO	CAMPO	MAC.	LOC.	ARENA	PROFUNDIDAD (Ft)		
CJS-136	UVERITO	03	MAC-03-10	O-12	2986		
PRESIONES							
PRESIÓN DE FONDO (PSI)		TEMPERATURA DE FONDO (°F)			FUENTE		
1060		118.7			MDT y RFT		
ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN							
FECHA	BNPD	MPCN	%A&S	%API	RGP	P. cab. (LPC)	P. lin. (LPC)
20-04-2022	316.91	138.02	5.40	17.04	113.49	145	145
ÚLTIMO MÉTODO DE LEVANTAMIENTO							
BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS							

Tabla A.5: Resumen general del pozo CJS-173 del Campo MPE-3

INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO							
POZO	CAMPO	MAC.	LOC.	ARENA	PROFUNDIDAD (Ft)		
CJS-173	CERRO NEGRO	16	MAC-16-23	O-12	2876.7		
PRESIONES							
PRESIÓN DE FONDO (PSI)		TEMPERATURA DE FONDO (°F)		FUENTE			
1080		116.08		MDT y RFT			
ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN							
FECHA	BNPD	MPCN	%A&S	°API	RGP	P. cab. (LPC)	P. lin. (LPC)
14-10-2022	373.69	98.83	1.4		260.77	145	160
ÚLTIMO MÉTODO DE LEVANTAMIENTO							
BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS							

Tabla A.6: Resumen general del pozo CJS-182 del Campo MPE-3

INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO							
POZO	CAMPO	MAC.	LOC.	ARENA	PROFUNDIDAD (Ft)		
CJS-182	CERRO NEGRO	16	MAC-16-18	O-13	3045.8		
PRESIONES							
PRESIÓN DE FONDO (PSI)		TEMPERATURA DE FONDO (°F)		FUENTE			
1040		118.1		MDT y RFT			
ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN							
FECHA	BNPD	MPCN	%A&S	°API	RGP	P. cab. (LPC)	P. lin. (LPC)
09-10-2022	436.02	82.19	14		162.11	150	150
ÚLTIMO MÉTODO DE LEVANTAMIENTO							
BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS							

Tabla A.7: Resumen general del pozo CJS-185 del Campo MPE-3

INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO							
POZO	CAMPO	MAC.	LOC.	ARENA	PROFUNDIDAD (Ft)		
CJS-185	CERRO NEGRO	16	MAC-16-15	O-13	3025.4		
PRESIONES							
PRESIÓN DE FONDO (PSI)		TEMPERATURA DE FONDO (°F)		FUENTE			
1045		117.8		MDT y RFT			
ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN							
FECHA	BNPD	MPCN	%A&S	°API	RGP	P. cab. (LPC)	P. lin. (LPC)
12-10-2022	609.02	57.64	26		70.04	150	150
ÚLTIMO MÉTODO DE LEVANTAMIENTO							
BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS							

Tabla A.8: Resumen general del pozo CJS-274 del Campo MPE-3

INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO							
POZO	CAMPO	MAC.	LOC.	ARENA	PROFUNDIDAD (Ft)		
CJS-274	CERRO NEGRO	39	MAC-39-09	O-11	2224.5		
PRESIONES							
PRESIÓN DE FONDO (PSI)		TEMPERATURA DE FONDO (°F)		FUENTE			
980		118.8		MDT y RFT			
ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN							
FECHA	BNPD	MPCN	%A&S	°API	RGP	P. cab. (LPC)	P. lin. (LPC)
21-02-2022	255.97	96.90	0.40	17.2	377.04	115	115
ÚLTIMO MÉTODO DE LEVANTAMIENTO							
BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS							

Tabla A.9: Resumen general del pozo CJS-280 del Campo MPE-3

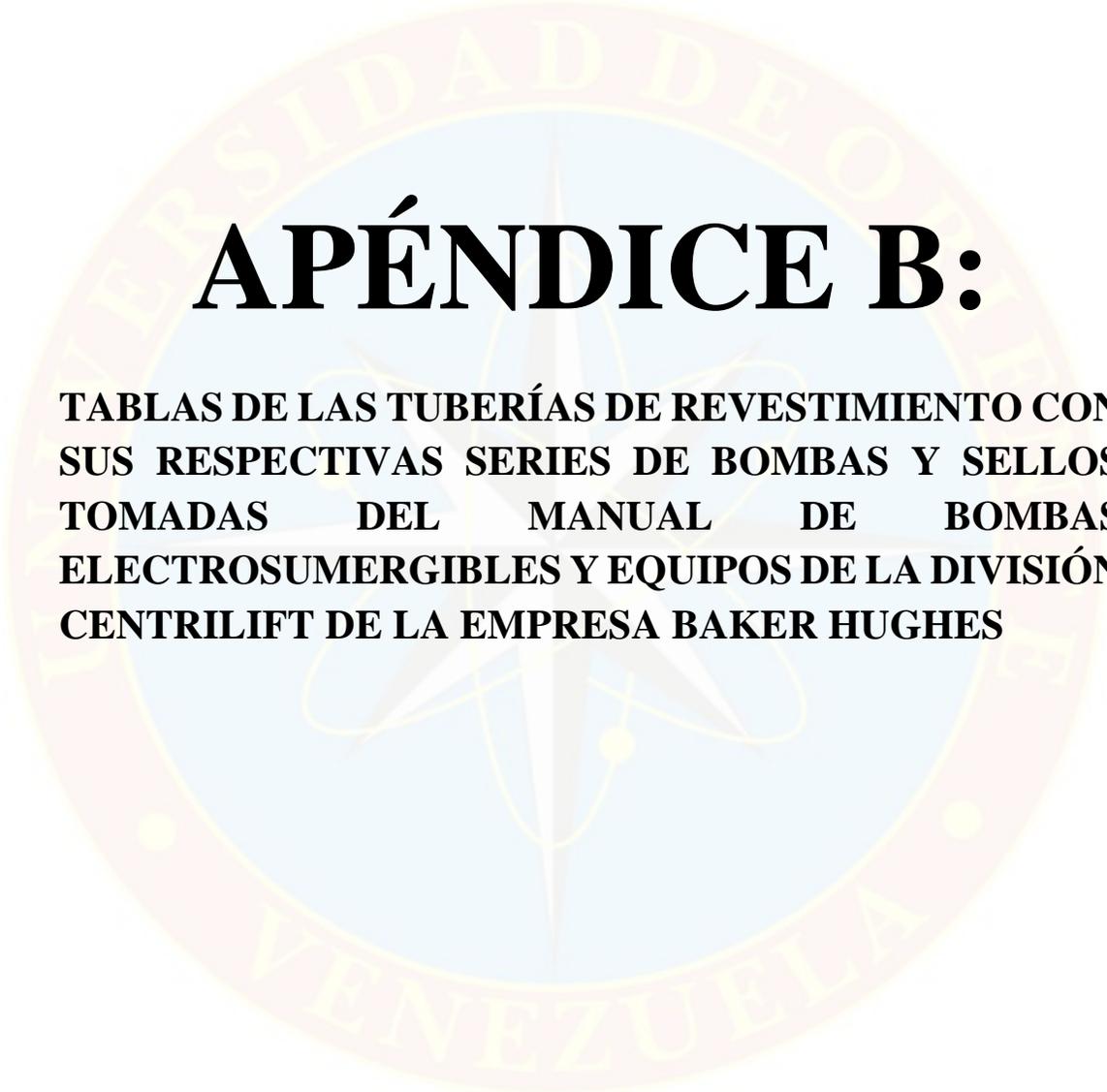
INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO							
POZO	CAMPO	MAC.	LOC.	ARENA	PROFUNDIDAD (Ft)		
CJS-280	CERRO NEGRO	39	MAC-39-14	O-12	2378.5		
PRESIONES							
PRESIÓN DE FONDO (PSI)		TEMPERATURA DE FONDO (°F)			FUENTE		
1030		120.5			MDT y RFT		
ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN							
FECHA	BNPD	MPCN	%A&S	°API	RGP	P. cab. (LPC)	P. lin. (LPC)
03-06-2022	343.68	46.53	4	16.8	129.97	119	125
ÚLTIMO MÉTODO DE LEVANTAMIENTO							
BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS							

Tabla A.10: Resumen general del pozo CJS-289 del Campo MPE-3

INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO							
POZO	CAMPO	MAC.	LOC.	ARENA	PROFUNDIDAD (Ft)		
CJS-289	CERRO NEGRO	39	MAC-39-21	O-11	2223.9		
PRESIONES							
PRESIÓN DE FONDO (PSI)		TEMPERATURA DE FONDO (°F)			FUENTE		
970		118.8			MDT y RFT		
ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN							
FECHA	BNPD	MPCN	%A&S	°API	RGP	P. cab. (LPC)	P. lin. (LPC)
12-05-2022	95.88	18.29	6	22	179.31	125	125
ÚLTIMO MÉTODO DE LEVANTAMIENTO							
BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS							

Tabla A.11: Resumen general del pozo CJS-290 del Campo MPE-3

INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO							
POZO	CAMPO	MAC.	LOC.	ARENA	PROFUNDIDAD (Ft)		
CJS-290	CERRO NEGRO	39	MAC-39-22	O-12	2204.5		
PRESIONES							
PRESIÓN DE FONDO (PSI)		TEMPERATURA DE FONDO (°F)			FUENTE		
960		118.6			MDT y RFT		
ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN							
FECHA	BNPD	MPCN	%A&S	%API	RGP	P. cab. (LPC)	P. lin. (LPC)
31-05-2022	170.23	11.06	1.20	17.5	11.06	109	125
ÚLTIMO MÉTODO DE LEVANTAMIENTO							
BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS							



APÉNDICE B:

**TABLAS DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO CON
SUS RESPECTIVAS SERIES DE BOMBAS Y SELLOS
TOMADAS DEL MANUAL DE BOMBAS
ELECTROSUMERGIBLES Y EQUIPOS DE LA DIVISIÓN
CENTRILIFT DE LA EMPRESA BAKER HUGHES**

Tabla B.1: Datos de las tuberías de revestimiento con sus respectivas series de bombas y sellos

Diámetro externo de Revestimiento	Libras/Pie	Bombas			Sello
		Serie	Tipos	BPD (60HZ)	
4 ½"	9,5	338	DC800	800	375
	10,5		DC1000	1000	
	11,6		DC1250	1250	

Tabla B.2: Datos de las tuberías de revestimiento con sus respectivas series de bombas y sellos.

Diámetro externo de Revestimiento	Libras/Pie	Bombas			Sello	
		Serie	Tipos	BPD (60HZ)		
5 ½"		338	DC800	800	338	
			DC1000	1000		
			DC1250	1250		
	20 17 15,5 14	400	FV320	400	400	
			FS400			320 400
			FC470			470 650
			FC650			925
			FC925			1150
			FC1200			1200
			FC1600			1600
			FC2200			2700
			FC2700			4300
			FC4300			6000
			FC6000			

Tabla B.3: Datos de las tuberías de revestimiento con sus respectivas series de bombas y sellos

Diámetro externo de Revestimiento	Libras/Pie	Bombas			
		Serie	Tipos	BPD (60HZ)	Sello
6 5/8"	28	338	DC800	800	338
			DC1000	1000	
			DC1250	1250	
	28	400	FV320	400	
			FS400		320 400
			FC470		470 650
			FC650		925
			FC925		1150
			FC1200		1200
			FC1600		1600
FC2200			2700		
26	400	FV320	400		
		FS400		320 400	
		FC470		470 650	
		FC650		925	
		FC925		1150	
		FC1200		1200	
		FC1600		1600	
		FC2200		2700	

6 5/8"	24		FC2700	4300	
			FC4300	6000	
			FC6000		
6 5/8"	20	400	GC1200	1200	513
			GC1700	1700	
			GC2200	2200	
			GC3000	3000	
			GC3500	3500	
			GC4100	4100	
			GC6100	6100	
			GC8200	8200	
			FV320		
			FS400	320 400	
FC470	470 650				
FC650	925				
FC925	1150				
FC1200	1200	400			
FC1600	1600				
FC2200	2700				
FC2700	4300				
FC4300	6000				
FC6000					

Tabla B.4: Datos de las tuberías de revestimiento con sus respectivas series de bombas y sellos

Diámetro externo de Revestimiento	Bombas				
	Libras/Pie	Serie	Tipos	BPD (60HZ)	Sello
7"	32	400	FV320		400
			FS400	320 400	
			FC470	470 650	
			FC650	925	
			FC925	1150	
			FC1200	1200	
			FC1600	1600	
			FC2200	2700	
			FC2700	4300	
			FC4300	6000	
	29	513	GC1200	1200	513
			GC1700	1700	
			GC2200	2200	
			GC3000	3000	
			GC3500	3500	
			GC4100	4100	
			GC6100	6100	
			GC8200	8200	
	26	400	FV320	320 400	400
FS400			470 650		
23	400	FV320	320 400	400	
		FS400	470 650		

7"	20		FC470	925		
			FC650	1150		
			FC925	1200		
			FC1200	1600		
			FC1600	2700		
			FC2200	4300		
			FC2700	6000		
	17		FC4300			
			FC6000			
		513		GC1200	1200	513
				GC1700	1700	
				GC2200	2200	
				GC3000	3000	
				GC3500	3500	
			GC4100	4100		
			GC6100	6100		
		GC8200	8200			

Tabla B.5: Datos de las tuberías de revestimiento con sus respectivas series de bombas y sellos

Diámetro externo de Revestimiento	Libras/Pie	Bombas			Sello	
		Serie	Tipos	BPD (60HZ)		
7 5/8"	39	400	FV320		400	
			FS400	320 400		
			FC470	470 650		
			FC650	925		
			FC925	1150		
			FC1200	1200		
			FC1600	1600		
			FC2200	2700		
			FC2700	4300		
	33,7			FC4300	6000	
				FC6000		
	29,7					
	26,4					
	24		513	GC1200	1200	513
				GC1700	1700	
GC2200				2200		
GC3000				3000		
GC3500				3500		
GC4100				4100		
GC6100				6100		
20			GC8200	8200		

Tabla B.6: Datos de las tuberías de revestimiento con sus respectivas series de bombas y sellos

Diámetro externo de Revestimiento	Libras/Pie	Bombas			Sello
		Serie	Tipos	BPD (60HZ)	
8 5/8"	49	400	FV320		400
			FS400	320 400	
			FC470	470 650	
			FC650	925	
			FC925	1150	
	44		FC1200	1200	
			FC1600	1600	
			FC2200	2700	
			FC2700	4300	
			FC4300	6000	
8 5/8"	40	513	FC6000		513
			FV320		
			FS400	320 400	
			FC470	470 650	
			FC650	925	
	36		FC925	1150	
			FC1200	1200	
			FC1600	1600	
			FC2200	2700	
			FC2700	4300	
32	FC4300	6000			
	FC6000				

Tabla B.7: Datos de las tuberías de revestimiento con sus respectivas series de bombas y sellos

Diámetro externo de Revestimiento	Libras/Pie	Bombas			Sello
		Serie	Tipos	BPD (60HZ)	
10 ³/₄"	55,5	400	FV320		400
			FS400	320 400	
			FC470	470 650	
			FC650	925	
			FC925	1150	
			FC1200	1200	
			FC1600	1600	
			FC2200	2700	
			FC2700	4300	
			FC4300	6000	
		FC6000			
	32,7	513	FV320		513
			FS400	320 400	
			FC470	470 650	
			FC650	925	
			FC925	1150	
			FC1200	1200	
			FC1600	1600	
			FC2200	2700	
			FC2700	4300	
			FC4300	6000	
	FC6000				

Tabla B.8: Datos de las tuberías de revestimiento con sus respectivas series de bombas y sellos.

Diámetro externo de Revestimiento	Libras/Pie	Bombas			Sello
		Serie	Tipos	BPD (60HZ)	
13 3/8"	83	400	FV320		400
			FS400	320 400	
	FC470		470 650		
	FC650		925		
	FC925		1150		
	FC1200		1200		
	FC1600		1600		
	FC2200		2700		
	FC2700		4300		
	FC4300		6000		
		FC6000			
	48	513	FV320		513
			FS400	320 400	
			FC470	470 650	
			FC650	925	
			FC925	1150	
			FC1200	1200	
			FC1600	1600	
			FC2200	2700	
			FC2700	4300	
			FC4300	6000	
		FC6000			



APÉNDICE C:

**TABLAS DE BOMBAS Y SUS ESPECIFICACIONES
TOMADAS DEL MANUAL DE BOMBAS
ELECTROSUMERGIBLES Y EQUIPOS DE LA DIVISIÓN
CENTRILIFT DE LA EMPRESA BAKER HUGHES**

Tabla C.1: Bomba DC800 y sus especificaciones

DC800			
Caudal	Pie/Etapa	Hp/Etapa	%Eficiencia
100	21,01	0,113	13,8
200	21	0,125	24
300	20,6	0,135	34
400	20,1	0,14	42,8
500	19,35	0,143	49,8
600	18,15	0,145	55,9
700	16,5	0,145	59
800	14	0,142	58
900	12,5	0,138	50
1000	5,1	0,13	29,6

Tabla C.2: Bomba DC1000 y sus especificaciones

DC1000			
Caudal	Pie/Etapa	Hp/Etapa	%Eficiencia
100	20,3	0,1	15
200	20	0,12	25,8
300	19,65	0,13	33,6
400	19,25	0,15	39,7
500	18,75	0,16	44,2
600	18,35	0,17	48
700	17,6	0,18	51,6
800	16,8	0,19	53,7
900	15,8	0,195	54,6
1000	14,6	0,2	54,6
1100	13,25	0,205	53
1200	11,5	0,209	49,6
1300	10	0,212	44
1400	7,4	0,215	36
1500	5	0,218	25
1600	0,8	0,219	11

Tabla C.3: Bomba DC1250 y sus especificaciones

DC1250			
Caudal	Pie/Etapa	Hp/Etapa	%Eficiencia
200	21,4	0,158	20
250	21,35	0,16	24
300	21,3	0,17	27,8
400	21,3	0,185	34
500	21,25	0,2	39
750	20,3	0,23	49
1000	18,25	0,24	55,3
1250	14,85	0,24	56,5
1500	10,9	0,24	50,5
1750	6,7	0,24	36
2000	2,35	0,24	14

Tabla C.4: Bomba FV320 y sus especificaciones

FV320			
Caudal	Pie/Etapa	Hp/Etapa	%Eficiencia
50	24,35	0,073	12
100	24	0,075	24
150	23,6	0,078	34
200	23	0,083	42
250	21,8	0,087	47
300	20,5	0,093	49,8
350	18,5	0,096	50
400	16	0,1	47,9
450	13,3	0,103	43
500	10,2	0,105	36,5
550	7	0,105	27
600	3,7	0,105	15,5
650	0,5	0,104	2,5

Tabla C.5: Bomba FS400 y sus especificaciones

FS400			
Caudal	Pie/Etapa	Hp/Etapa	%Eficiencia
80	29,85	0,1	13
90	29,75	0,102	17
100	29,2	0,105	20,5
200	26,4	0,12	34
300	24,4	0,125	43
400	19,2	0,122	46
500	11,3	0,115	37,8
580	4,9	0,098	17,4

Tabla C.6: Bomba FC470 y sus especificaciones

FC470			
Caudal	Pie/Etapa	Hp/Etapa	%Eficiencia
50	30,6	0,16	7
100	30,6	0,17	13,7
150	30,3	0,175	19,4
200	29,8	0,18	24,8
250	29	0,185	29,5
300	27,8	0,185	33,7
350	26,3	0,185	37,4
400	24,2	0,18	40
450	22,3	0,175	42
500	18,7	0,168	42
550	14,8	0,155	39,4
600	10,2	0,148	32
650	5	0,138	18

Tabla C.7: Bomba FC650 y sus especificaciones

FC650			
Caudal	Pie/Etapa	Hp/Etapa	%Eficiencia
100	32,2	0,155	15,7
200	33	0,165	29,5
300	32,8	0,18	40
400	31,9	0,195	48
500	30	0,208	53,6
600	27	0,21	56,8
700	22,4	0,205	55,8
800	15,7	0,198	47
900	6,8	0,185	24

Tabla C.8: Bomba FC925 y sus especificaciones

FC925			
Caudal	Pie/Etapa	Hp/Etapa	%Eficiencia
100	32,3	0,158	15,5
200	31,95	0,17	27,5
300	31,5	0,19	37
400	31	0,21	44
500	30,6	0,23	49,5
600	29,8	0,24	55
700	28,7	0,25	59,3
800	27	0,255	62,8
900	24,4	0,254	64
1000	20,8	0,25	62,3
1100	16,25	0,24	55,2
1200	10,9	0,233	41,5
1300	5	0,227	21

Tabla C.9: Bomba FC1200 y sus especificaciones

FC1200			
Caudal	Pie/Etapa	Hp/Etapa	%Eficiencia
200	31,2	0,2	23,5
400	31,25	0,23	40,5
600	31,2	0,265	52,2
800	30,25	0,3	59,5
1000	28,2	0,33	63,6
1200	24,6	0,34	64
1400	19,3	0,34	59
1600	12,75	0,338	43
1800	3,75	0,34	15

Tabla C.10: Bomba FC1600 y sus especificaciones

FC1600			
Caudal	Pie/Etapa	Hp/Etapa	%Eficiencia
300	30,3	0,3	22
400	30,25	0,32	28
500	30,2	0,34	33,5
1000	29,5	0,415	53
1500	25,1	0,45	62
2000	15	0,43	51
2500	3	0,4	12

Tabla C.11: Bomba FC2200 y sus especificaciones

FC2200			
Caudal	Pie/Etapa	Hp/Etapa	%Eficiencia
250	30,5	0,44	13
500	30,2	0,47	26
750	29,75	0,49	32,9
1000	29,2	0,52	41,9
1250	28,5	0,54	49
1500	27,7	0,56	54,8
1750	26,6	0,58	59,5
2000	25,25	0,59	62,7
2250	23,3	0,61	64
2500	20,9	0,63	62,5
2750	17,5	0,64	57
3000	13	0,65	46,5
3250	7	0,65	27

Tabla C.12: Bomba FC2700 y sus especificaciones

FC2700			
Caudal	Pie/Etapa	Hp/Etapa	%Eficiencia
500	32,9	0,63	19,5
1000	32,25	0,66	36
1500	30,5	0,68	49,5
2000	27,8	0,7	58,8
2500	24,1	0,72	62,5
3000	20	0,73	61
3500	15,5	0,74	54
4000	10,2	0,75	40
4500	3,2	0,75	15

Tabla C.13: Bombas FC4300 y sus especificaciones

FC4300			
Caudal	Pie/Etapa	Hp/Etapa	%Eficiencia
500	26,7	0,535	19
1000	25,25	0,565	33
1500	24,4	0,64	43
2000	23,9	0,71	50
2500	23,8	0,78	56,5
3000	23,65	0,84	62,5
3500	23	0,88	57,3
4000	21,6	0,91	70,5
4500	19	0,9	70
5000	15,25	0,88	65
5500	10,5	0,82	52,5
6000	5,4	0,75	21,5

Tabla C.14: Bomba sus especificaciones

FC6000			
Caudal	Pie/Etapa	Hp/Etapa	%Eficiencia
1000	25,7	0,7	27,35
2000	24,1	0,79	46
3000	23,5	0,9	58
4000	23,35	1,05	66
5000	22,6	1,18	71
6000	29,75	1,23	70,6
7000	12,5	1,21	50

Tabla C.15: Bomba GC1200 y sus especificaciones

GC1200			
Caudal	Pie/Etapa	Hp/Etapa	%Eficiencia
125	53,2	25,7	8
250	52,6	26	15
375	52,2	26,25	22
500	51,8	26,5	29
625	50,9	26,8	35
750	49,5	27	40,5
875	47,6	27,5	45
1000	45,3	27,8	48,8
1125	42,5	27,95	50,8
1250	39,5	28	51,9
1375	36,3	28,25	51,9
1500	32,2	28,35	50
1625	27,8	28,25	46,5
1750	22	28	40

Tabla C.16: Bomba GC1700 y sus especificaciones

GC1700			
Caudal	Pie/Etapa	Hp/Etapa	%Eficiencia
250	58,9	0,58	23,5
500	58,5	0,66	31,5
750	58,4	0,75	46
1000	57,8	0,84	51,5
1250	55,9	0,86	57
1500	52,3	0,96	60,5
1750	46,9	0,98	62
2000	39	0,96	60
2250	28,4	0,93	52
2500	15	0,88	32

Tabla C.17: Bomba GC2200 y sus especificaciones

GC2200			
Caudal	Pie/Etapa	Hp/Etapa	%Eficiencia
250	57	0,66	16
500	57	0,74	29
750	57,2	0,8	39,5
1000	57	0,86	48,5
1250	50,9	0,93	55
1500	54,1	0,98	60,5
1750	52,8	1,04	64,5
2000	47,9	1,08	66,8
2250	45,2	1,12	67
2500	40,6	1,15	65
2750	34,3	1,17	59,5
3000	25	1,18	50
3250	12	1,18	24

Tabla C.18: Bomba GC3000 y sus especificaciones

GC3000			
Caudal	Pie/Etapa	Hp/Etapa	%Eficiencia
500	56,3	0,84	24,8
1000	56,2	1,02	40,8
1500	55,1	1,17	51,9
2000	52,5	1,29	60
2500	46,2	1,35	65,3
3000	41,1	1,37	66
3500	31	1,35	59
4000	17	1,33	38

Tabla C.19: Bomba GC3500 y sus especificaciones

GC3500			
Caudal	Pie/Etapa	Hp/Etapa	%Eficiencia
500	55,6	1,05	20
1000	53,9	1,13	35,5
1500	52,2	1,23	47
2000	51,1	1,37	55,5
2500	50,2	1,48	62,5
3000	48,9	1,6	68
3500	46,1	1,69	71
4000	41,1	1,73	70
4500	33,8	1,78	63
5000	24	1,78	50
5500	13	1,74	30
6000	3	1,69	8

Tabla C.20: Bomba GC4100 y sus especificaciones

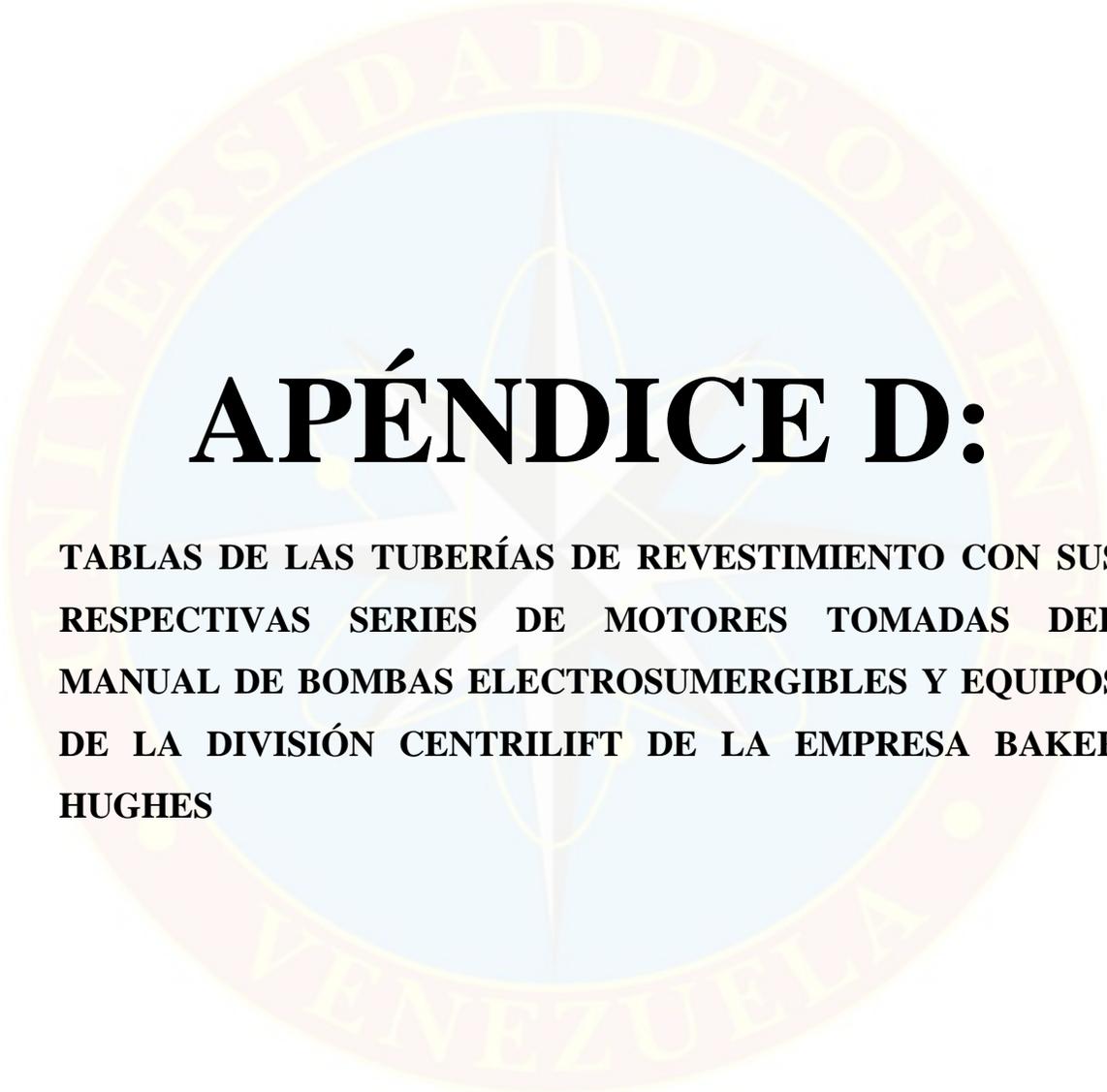
DC			
Caudal	Pie/Etapa	Hp/Etapa	%Eficiencia
1000	58,8	1,55	28
2000	56,3	1,7	49
3000	51,5	1,83	62
4000	43,5	1,92	67
5000	32	1,95	60,5
6000	16,2	1,9	38

Tabla C.21: Bomba GC6100 y sus especificaciones

GC6100			
Caudal	Pie/Etapa	Hp/Etapa	%Eficiencia
1000	54,9	1,8	23
2000	53,1	1,99	40,1
3000	50,4	2,12	53
4000	46,8	2,25	61,5
5000	42,2	2,34	67
6000	37,2	2,4	69
7000	31,9	2,45	67,5
8000	25,7	2,49	61,5
9000	18,1	2,48	49,5
10000	8	2,33	25

Tabla C.22: Bomba GC8200 y sus especificaciones

GC8200			
Caudal	Pie/Etapa	Hp/Etapa	%Eficiencia
1000	47,6	1,89	19
2000	44,8	1,92	34,5
3000	41,2	1,95	47
4000	38	2,02	55,9
5000	35,5	2,12	62
6000	34	2,27	66,1
7000	32,7	2,44	69
8000	31	2,59	70,8
9000	27,5	2,68	68,5
10000	20,5	2,66	57,8
11000	8,1	2,5	28



APÉNDICE D:

TABLAS DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO CON SUS RESPECTIVAS SERIES DE MOTORES TOMADAS DEL MANUAL DE BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES Y EQUIPOS DE LA DIVISIÓN CENTRILIFT DE LA EMPRESA BAKER HUGHES

Tabla D.1: Datos de las tuberías de revestimiento con sus respectivas series de motores

Diámetro de revestimiento	Libras/Pie	Motores			
		Serie	HP	V	AMP
4 ½”	9,5	375	10	240	33
	10,5		20	480	33
	11,6		35	830	30

Tabla D.2: Datos de las tuberías de revestimiento con sus respectivas series de motores

Diámetro de revestimiento	Libras/Pie	Motores			
		Serie	HP	V	AMP
5 ½”	20	450	15	440	22
			20	420	31
			25	750	22
			30	740	27
			40	965	27
			50	1200	27
			60	1270	30
			17		
15,5					
14					

Tabla D.3: Datos de las tuberías de revestimiento con sus respectivas series de motores

Diámetro de revestimiento	Libras/Pie	Motores					
		Serie	HP	V	AMP		
6 5/8"	28	450	15	440	22		
			20	420	31		
			25	750	22		
			30	740	27		
			40	365	27		
			50	1200	27		
			60	1270	30		
			26	544	20	760	17
	30	760			23		
	40	740			35		
	50	745			42		
	60	1010			34		
	75	1300			35		
	24	544			85	1270	42
					100	1300	46
	20	544			125	2270	35
					150	2270	40
					180	2040	53
					200	2270	53
			225	2100	63		

Tabla D.4: Datos de las tuberías de revestimiento con sus respectivas series de motores

Diámetro de revestimiento	Libras/Pie	Motores			
		Serie	HP	V	AMP
7"	32	562	28	735	23
			40	775	32
			55	1190	27
			70	960	41
			83	1155	41
			95	1190	48
			110	2250	29
			140	2150	37
			165	2315	41
			195	2095	54
			220	2040	63
			250	2295	63
			275	2110	79
			300	2320	79

Tabla D.5: Datos de las tuberías de revestimiento con sus respectivas series de motores

Diámetro de revestimiento	Libras/Pie	Motores			
		Serie	HP	V	AMP
7 5/8"	39	562	28	735	735
			40	775	775
	55		1190	1190	
	70		960	960	
	33,7		83	1155	1155
			95	1190	1190
	29,7		110	2250	2250
			140	2150	2150
	26,4		165	2315	2315
			195	2095	2095
	24		220	2040	2040
			250	2295	2295
	20		275	2110	2110
			300	2320	2320

Tabla D.6: Datos de las tuberías de revestimiento con sus respectivas series de motores

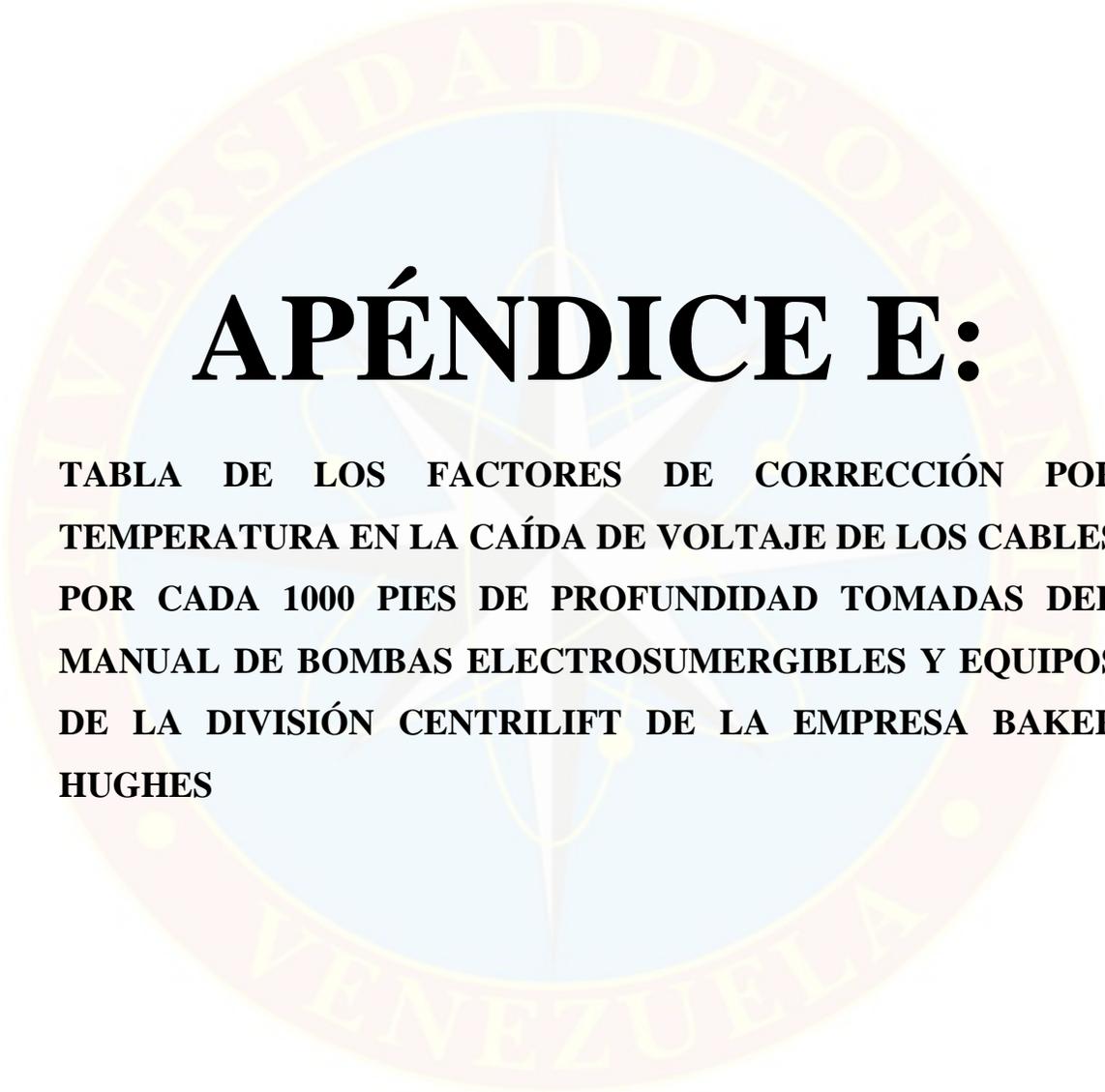
Diámetro de revestimiento	Libras/Pie	Motores				
		Serie	HP	V	AMP	
8 5/8"	49	562	28	735	23	
			40	775	32	
			55	1190	27	
			70	960	41	
			83	1155	41	
			95	1190	48	
			110	2250	29	
			140	2150	37	
			44	165	2315	41
			195	2095	54	
			40	220	2040	63
			250	2295	63	
			36	275	2110	79
			300	2320	79	
	32	725	100	2200	27	
			150	2200	40	
			200	2200	55	
			250	2200	67	
			300	2200	80	
			350	2200	95	
	400	2200	110			

Tabla D.7: Datos de las tuberías de revestimiento con sus respectivas series de motores

Diámetro de revestimiento	Libras/Pie	Motores			
		Serie	HP	V	AMP
10 3/4"	55,5	562	28	735	23
			40	775	32
			55	1190	27
			70	960	41
			83	1155	41
			95	1190	48
			110	2250	29
			140	2150	37
			165	2315	41
			195	2095	54
			220	2040	63
			250	2295	63
			275	2110	79
	300	2320	79		
	32,7	725	100	2200	27
			150	2200	40
			200	2200	55
			250	2200	67
			300	2200	80
400			2200	110	

Tabla D.8: Datos de las tuberías de revestimiento con sus respectivas series de motores

Diámetro de revestimiento	Libras/Pie	Motores			
		Serie	HP	V	AMP
13 3/8"	83	562	28	735	23
			40	775	32
			55	1190	27
			70	960	41
			83	1155	41
			95	1190	48
			110	2250	29
			140	2150	37
			165	2315	41
			195	2095	54
			220	2040	63
			250	2295	63
			275	2110	79
	300	2320	79		
	48	725	100	2200	27
			150	2200	40
			200	2200	55
			250	2200	67
			300	2200	80
			350	2200	95
400			2200	110	



APÉNDICE E:

TABLA DE LOS FACTORES DE CORRECCIÓN POR TEMPERATURA EN LA CAÍDA DE VOLTAJE DE LOS CABLES POR CADA 1000 PIES DE PROFUNDIDAD TOMADAS DEL MANUAL DE BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES Y EQUIPOS DE LA DIVISIÓN CENTRILIFT DE LA EMPRESA BAKER HUGHES

Tabla E.1: Factores de corrección por temperaturas de pozos en las caídas de voltaje por cada 1000 Pies

Temperatura (°F)	Factor de multiplicación
100	1,070
110	1,092
120	1,114
130	1,136
140	1,157
150	1,179
160	1,201
170	1,223
180	1,245
190	1,267
200	1,288
210	1,310
220	1,332
230	1,354
240	1,376
250	1,398
260	1,420
270	1,441
280	1,463
290	1,485
300	1,507



APÉNDICE F:

**PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO DE
LOS DISEÑOS DE LOS SISTEMAS DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL
(BCP, BES y BM)**

Para el cotejo de la configuración actual de los pozos, se introdujo al simulador datos de las herramientas de subsuelo, como tuberías y revestidores, así como los datos correspondientes al equipo de levantamiento artificial (BCP), de la siguiente manera:

Se inicia el simulador PIPESIM y se crea un nuevo espacio de trabajo centrado en el pozo, en nuestro caso el pozo CJS0101.

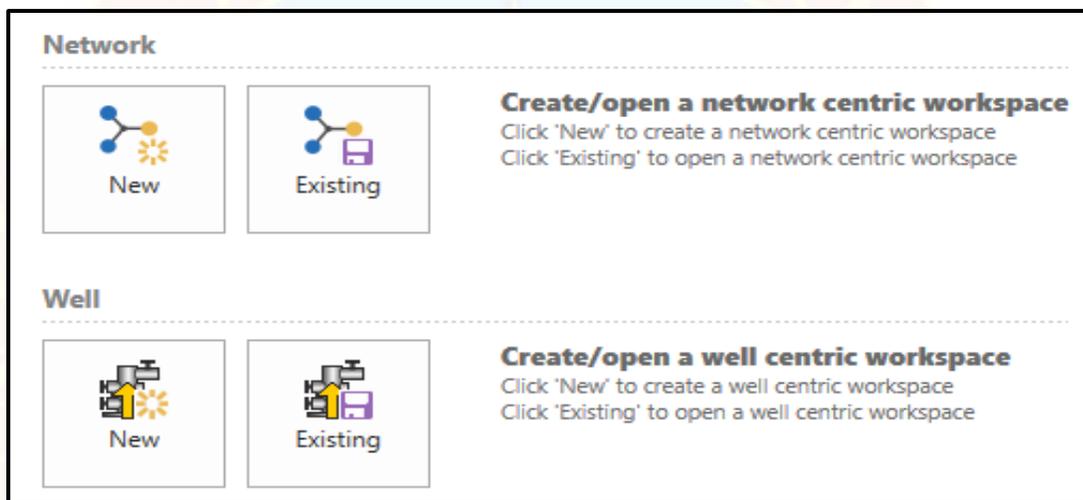


Figura F.1 Ventana de inicio en PIPESIM para crear red de pozos o pozo, nuevos o en existencia

Fuente: PIPESIM 2017.2

El simulador solicita información general del pozo, como: nombre, estado actual (activo o inactivo), tipo de pozo (productor o inyector).

General	Tubulars	Deviation survey	Downhole equipment	Artificial lift	Heat transfer	Completions	Surface equipment
Well name:	<input type="text" value="CJS-101"/>						
Active:	<input checked="" type="checkbox"/>						
Well type:	<input checked="" type="radio"/> Production <input type="radio"/> Injection						
Check valve setting:	<input type="text" value="Block reverse"/>						

Figura F.2 Datos generales para el Análisis Nodal

Fuente: PIPESIM 2017.2

La siguiente pestaña corresponde al ingreso de datos correspondientes al diseño mecánico de la estructura del pozo (revestidor, tubería de producción y hoyo abierto). Los datos fueron tomados de las fichas técnicas de los pozos, donde se encuentran los diagramas mecánicos actuales de los mismos. (Apéndice I)

General Tubulars Deviation survey Downhole equipment Artificial lift Heat transfer Completions Surface equipment								
Mode: <input type="radio"/> Simple <input checked="" type="radio"/> Detailed								
Dimension option: <input type="radio"/> OD <input checked="" type="radio"/> Wall thickness								
^ CASINGS/LINERS								
	Section type	Name	From MD	To MD	ID	Wall thickness	Roughness	
			ft	ft	in	in	in	
1	Casing	Rev. 13 3/8, 5...	0	514	12.615	0.38	0.001	...
2	Casing	Rev. 9 5/8, 47 l...	0	4485	8.681	0.472	0.001	...
3	Open hole	Seccion Horiz...	4485	6038	10.625			
+								
^ TUBINGS								
	Name	To MD	ID	Wall thickness	Roughness			
		ft	in	in	in			
1	Large Tubing...	3606	4.892	0.304	0.001			
+								

Figura 3.3 Datos de tuberías de producción y revestimiento
Fuente: PIPESIM 2017.2

En la sección de “**deviation survey**” se procedió a cargar la data relacionada al grado de desviación de la perforación, esta data suministrada fue: profundidad del cabezal, profundidad medida total, así como los datos conseguidos en los archivos de SURVEY (MD, TVD, Azimuth, Max. dogleg severity), estos datos son necesarios para que el simulador genere un perfil del grado de inclinación del pozo.

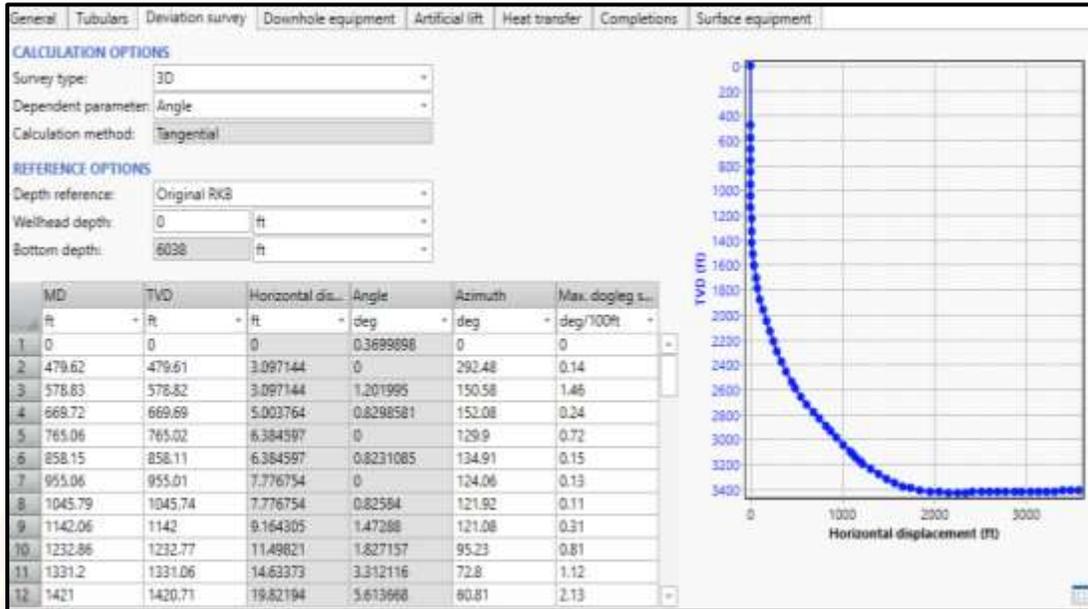


Figura F.4 Datos de desviación del pozo (Survey)

Fuente: PIPESIM 2017.2

Continuando con los equipos de subsuelo, PIPESIM ofrece en su catálogo una serie de estos equipos que pueden ser agregados dependiendo sea el caso, como lo son: Choke, empaaduras (packer), separador de subsuelo, dispositivo de seguridad (SSSV), tubing plug, entre otros, en este caso se hizo uso de la empaadura, para que el sistema validara el flujo del fluido que corresponde desde la cara de la arena, a través de la tubería de producción hasta la superficie y no por medio del espacio anular.

Equipment	Name	Active	MD
1	Packer	Empacadura@...	3605

Figura 3.5 Datos de los equipos de Subsuelo

Fuente: PIPESIM 2017.2

El equipo de levantamiento artificial es añadido en la pestaña de “**Artificial lift**”, donde se puede escoger entre cuatro métodos distintos (GLI, ESP, PCP, Rod Pump), cada uno de estos posee un catálogo variado de bombas con distintos modelos, fabricantes, velocidades, desplazamientos nominales y demás.

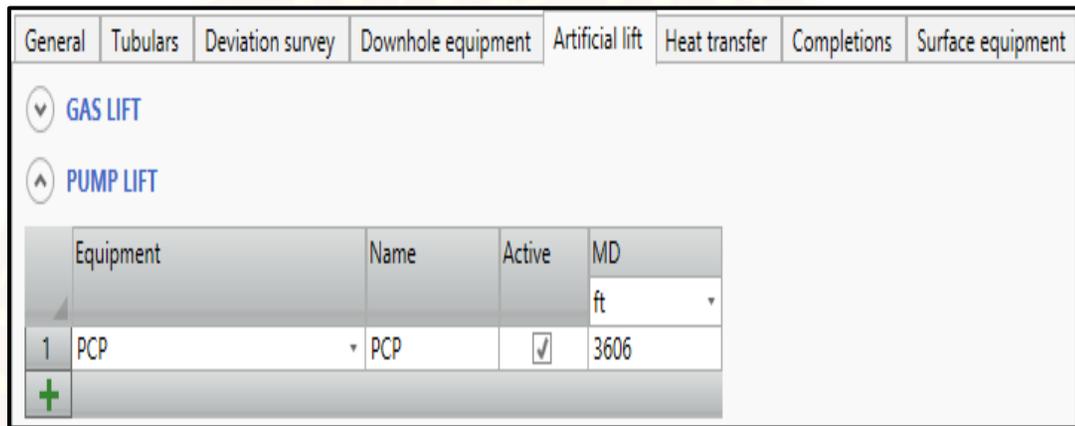


Figura 3.6 Selección del tipo de Levantamiento Artificial

Fuente: PIPESIM 2017.2

En el caso del pozo CJS0101 y de los demás pozos en estudio, se realizó la selección de la bomba del método de bombeo de cavidades progresivas (BCP), basándose en las características de las bombas que se encuentran en el catálogo de modelos de bombas suministrado por la empresa, tomando en cuenta dos factores: el desplazamiento nominal que suministra el equipo y que, al utilizarlo, se genere una producción similar al caudal deseado a una velocidad base de 100 rpm.

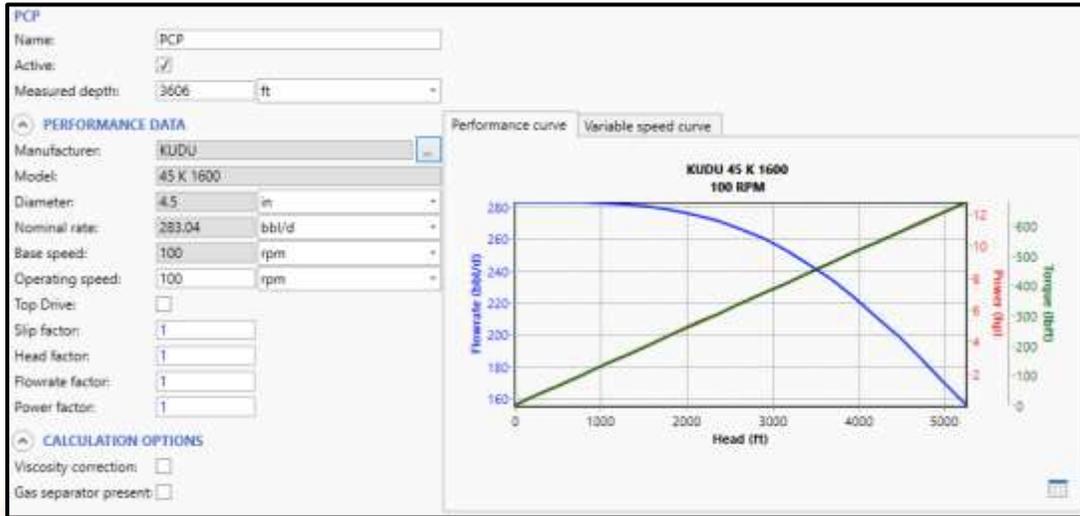


Figura F.7 Datos de la unidad de bombeo seleccionada
Fuente: PIPESIM 2017.2

General Tubulars Deviation survey Downhole equipment Artificial lift Heat transfer Completions Surface equipment									
COMPLETIONS									
	Name	Geometry pro...	Fluid entry	Top MD ft	Middle MD ft	Bottom MD ft	Type	Active	IPR model
1	Cpl	Horizontal	Distributed	4485		6038	OpenHole	<input checked="" type="checkbox"/>	Distribute...
Reservoir Fluid model Reservoir pressure: 1090 psia Reservoir temperature: 119.1 degF IPR basis: <input checked="" type="radio"/> Liquid <input type="radio"/> Gas Productivity index: <input type="text"/> STB/(d.psi.ft)									

Figura F.8 Selección de la completación y modelo IPR
Fuente: PIPESIM 2017.2

Al definir las completaciones, las secciones disponibles en la pestaña “completions” (figura F.8) cambian en función de si la terminación (**geometry profile**) del pozo es vertical u horizontal, y de si la entrada de fluido es de punto único o distribuida. En este caso se manejan pozos horizontales, con una entrada de fluido distribuida, al elegir esta opción el software solicita las profundidades medidas de la zapata guía y la zapata ciega. Por ultimo en esta sección se define el tipo de modelo IPR, para pozos horizontales con entrada de fluido distribuida son: IP distribuido, Joshi

y Babu y Odeh. La selección se basó en IP distribuido, debido a que este era el modelo más acorde a los datos disponibles de los pozos estudiados.

Ya definido el modelo IPR a utilizar, el simulador solicita en la pestaña de reservorio que se agreguen los valores de parámetros como: presión y temperatura de yacimiento además del índice de productividad para el pozo. Para alcanzar esta simulación fue necesario la utilización del software WELLFLO, para la determinación del Índice de Productividad de cada uno de los pozos en estudio, mediante la siguiente serie de pasos:

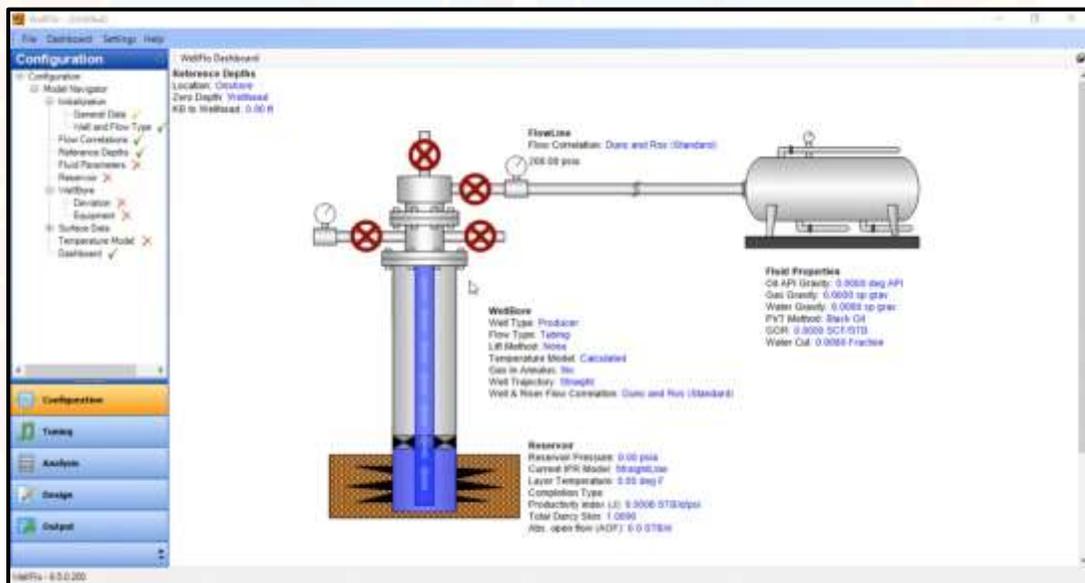


Figura F.9 Ventana de inicio en WellFlo (Dashboard)

Fuente: WellFlo – 6.1.0.3494

El software inicialmente pide o solicita el tipo de pozo (productor, inyector o pipeline), solicita el tipo de levantamiento artificial o si es por flujo natural, si es vertical u horizontal y el tipo de fluido.

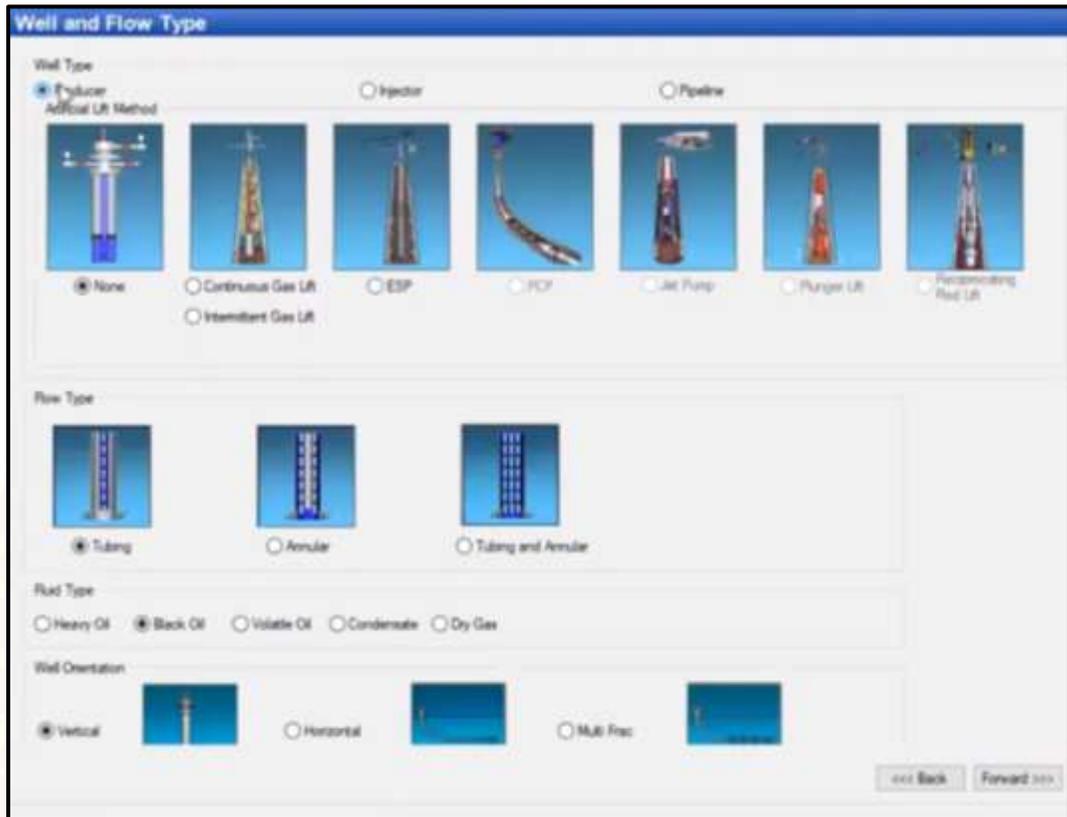


Figura F.10 Datos del pozo y tipo de fluido
Fuente: WellFlo – 6.1.0.3494

Se puede observar en la figura anterior (imagen de referencia) los siguientes datos:

El pozo es un productor que produce con una bomba BCP a través del Tubing o tubería de producción, el fluido es de tipo Black Oil (aceite negro) debido a sus condiciones de GOR (bajo) y gravedad API (Alrededor de 8,5 grados)

Para la siguiente sección del software, la cual es **“Fluid Parameters”** se describen las condiciones generales del fluido como lo es gravedad API, gravedad específica, condiciones del agua, correlaciones usadas para los datos PVT, y datos generales.

Figura F.11 Parámetros generales del fluido

Fuente: WellFlo – 6.1.0.3494

Una vez introducido los parámetros anteriores, se hizo uso del programa PVTFlex para poder cargar una prueba PVT proporcionada por la Empresa Mixta PETROLERA SINOVENSA, S.A., para un crudo con gravedad API de 8,2; la cual fue necesaria para la obtención de los resultados más representativos en el cálculo del índice de productividad (IP) de cada uno de los pozos, dicha prueba fue tomada de un estudio PVT realizado por la empresa SCHLUMBERGER preparado para SINOVENSA, en el pozo CIS-1-0 del campo Morichal, la cual sirve de referencia en este estudio.

Figura F.12 Pestaña de introducción de datos PVT

Fuente: WellFlo – 6.1.0.3494

Ya descrito anteriormente los datos del fluido, generales y demás, se procede a introducir los datos de yacimiento (Presión, Temperatura, Midperf Depth, Corte de

Agua, RGP) requeridos por el programa para el cálculo de IP, en la sección de “Reservoir Layers Data”, en la pestaña de datos de pruebas (Test data). Adicionalmente, Wellflo necesita de un punto de prueba (Test point data) tanto de presión (fondo fluuyente) como producción (neta), para finalmente determinar el índice de productividad, valor que fue calculado para cada uno de los pozos en estudio.

The screenshot shows the 'Reservoir Layers Data' window with the 'Test data' tab selected. The 'Layer 1 General' section is active, showing various input fields for layer parameters and test data. The 'Test Point Data' section includes fields for Test Pressure 1 (4000.00 psia), Test Rate 1 (20000.0 STB/d), Test Pressure 2 (0.00 psia), and Test Rate 2 (0.0 STB/d). Other parameters include Pressure (0.00 psia), Temperature (0.00 deg F), Midperf Depth (MD) (5000.00 ft), Water Cut (0.0000 Fraction), Gas-Oil Ratio (0.0000 SCF/STB), Productivity Index (J) (0.0000 STB/d/psi), and Absolute open flow (AOF) (0.0 STB/d).

Figura F.13 Datos de prueba y yacimiento

Fuente: WellFlo – 6.1.0.3494

Se dan a conocer los valores de las variables utilizadas en el simulador WELLFLO, para cálculo de Índice de Productividad:

Tabla F.1 Data ingresada en Reservoirs Layers Data para cálculo IP

POZOS	CJS0101	CJS0136	CJS0185
Presión de arena (psi)	1090	1060	1045
Temperatura (°F)	119,1	118,7	117,8
Midperf Depth (ft)	5262	5327	5977
Corte de agua (%)	5,42	1,76	30
RGP (SCF/STB) (PCN/BN)	146	100,26	272,01
Prueba de presión (psi)	480	616	812
Prueba de producción (BPD)	374	394,82	198,10

Tabla F.2 Índice de productividad

POZOS	CJS0101	CJS0136	CJS0185
Índice de Productividad STB/ (d. psi)	0,89	1,09	3,39

Posteriormente, ya obtenidos los valores de IP, se procedió a continuar con los casos base en el simulador PIPESIM, en donde se realizaron los análisis nodales para la optimización de los pozos, el procedimiento a seguir fue:

El valor obtenido de IP fue ingresado en PIPESIM, para esto, el IP debe ser dividido por la sección horizontal perforada, para el caso del pozo CJS0101 es de 1553 pies, dando como resultado 0,000573, esto se debe a que las unidades requeridas por el simulador en esta sección son: STB/ (d. psi. ft) y se refiere a barriles estándar por día por psi (libras por pulgada cuadrada) por pies (sección horizontal perforada), lo cual proporciona una medida de la productividad del pozo por pie de longitud del intervalo de producción.

Tabla F.3 Índice de Productividad por pie de longitud del intervalo de producción calculado para simulador PIPESIM

POZOS	CJS0101	CJS0136	CJS0185
Sección horizontal perforada (ft)	1553	1216	2519
IP por pie de longitud del intervalo de producción (STB/ (d. psi. ft))	0,000573	0,000896	0,001346

General Tubulars Deviation survey Downhole equipment Artificial lift Heat transfer Completions Surface equipment									
COMPLETIONS									
Name	Geometry pro...	Fluid entry	Top MD ft	Middle MD ft	Bottom MD ft	Type	Active	IPR model	
1	Cpl	Horizontal	Distributed	4485		6038	OpenHole	<input checked="" type="checkbox"/>	Distribute...

Reservoir		Fluid model	
Reservoir pressure:	1090	psia	
Reservoir temperature:	119.1	degF	
IPR basis:	<input checked="" type="radio"/> Liquid <input type="radio"/> Gas		
Productivity index:	0.000573	STB/(d.psi.ft)	

Figura F.14 Selección de la completación y modelo IPR
Fuente: PIPESIM 2017.2

Edit 'Fluido 8 API'

FLUID

Name:

Description:

Properties

STOCK TANK PROPERTIES			CONTAMINANT MOLE FRACTIONS	
Watercut	: 1.5	%	CO2 fraction:	<input type="text" value="0.0693"/>
GOR	: 89.9	SCF/STB	H2S fraction:	<input type="text" value="0"/>
Gas specific gravity:	<input type="text" value="0.674"/>		N2 fraction:	<input type="text" value="0.0075"/>
Water specific gravity:	<input type="text" value="1.02"/>		H2 fraction:	<input type="text" value="0"/>
API	: 8	dAPI	CO fraction:	<input type="text" value="0"/>

Figura F.15 Ventana para añadir los datos de modelo de fluido PVT
Fuente: PIPESIM 2017.2

Los datos para cargar el “Fluid model” (modelo de fluido) para un crudo de 8 °API fueron suministrados por la empresa e ingresados en el simulador. El modelado de fluidos es un aspecto fundamental de la simulación del flujo multifásico. Antes de ejecutar cualquier simulación, es necesario crear uno o varios modelos de fluidos. Los modelos de fluidos se utilizan para describir el comportamiento de las fases y

proporcionar las propiedades físicas y de transporte del fluido necesarias para cualquier simulación. (Schlumberger, 2017)

Después de cargados los datos y generado el modelo de fluido, se procede a realizar el análisis nodal y se aplica la misma metodología para los demás pozos, realizando nuevamente cálculos de IP.

Para el proceso de optimización de los pozos por BES, se tomaron datos provenientes del Manual “bombas electrosumergibles y equipos” de la división Centrilift de la empresa Baker Hughes (apéndice B, C, D y E), desde donde se realizaron los cálculos manuales (apéndice G), posteriormente los resultados de los cálculos se compararon con bombas sugeridas por PIPESIM.

A continuación, se presentan de forma detallada y en orden de aplicación las ecuaciones utilizadas para lograr los cálculos para el sistema de bombeo electrosumergible antes mencionado:

Capacidad de producción

Se determinó la productividad del pozo a una tasa deseada o a una presión de entrada deseada en la bomba. También se pudo conocer las condiciones a las cuales se encuentra el yacimiento, dependiendo de ello se utilizó el índice productividad (IP) si se encontraba subsaturado o la relación de desempeño de flujo de Vogel (IPR) si este se encontraba saturado.

– Yacimiento subsaturado ($P_{wf} > P_b$):

$$IP = Q_o / (P_{ws} - P_{wf}) \quad (\text{F.1})$$

Dónde:

IP: índice de productividad, BPD/PSI

Qo: caudal de producción, BPD

Pws: presión estática de fondo, PSI

Pwf: presión de fondo fluuyente, PSI

Y el caudal máximo de flujo (Pwf=0) será:

$$Q_{omax} = IP \times P_{wf} \quad (\text{F.2})$$

– Yacimiento saturado (Pwf < Pb):

$$Q_{omax} = Q_o / [1 - 0.2 (P_{wf} / P_{ws}) - 0.8 (P_{wf} / P_{ws})^2] \quad (\text{F.3})$$

Dónde:

Qomax: caudal máximo de flujo, BPD

Qo: caudal de producción, BPD

Pws: presión estática de fondo, PSI

Pwf: presión de fondo fluuyente, PSI

– Cálculos de gas:

$$G_t = (RGP \times BOPD) / 1000 \quad (\text{F.4})$$

Dónde:

Gt: gas total, MPCN

RGP: relación gas-petróleo, PCN /BN

BOPD: tasa de producción de petróleo diaria, BOPD

$$BOPD = Q_d (1 - CA) \quad (\text{F.5})$$

Dónde:

BOPD: tasa de producción de petróleo diaria, BOPD

Qd: caudal de producción deseado, BPD

CA: corte de agua, adimensional

Una vez calculado el gas total, se realizó el cálculo del gas en solución:

$$G_{sol} = (R_s \times BOPD) / 1000 \quad (\text{F.6})$$

Dónde:

Gsol: gas en solución, MPCN

Rs: relación gas en solución, PCN /BN

BOPD: tasa de producción de petróleo diaria, BOPD

El gas libre se calculó mediante la siguiente ecuación:

$$G_l = G_t - G_{sol} \quad (\text{F.7})$$

Dónde:

Gl: gas libre, MPCN

Gt: gas total, MPCN

Gsol: gas en solución, MPCN

Aparte de estos cálculos, se necesitó conocer el volumen de petróleo en la entrada de la bomba:

$$V_o = BOPD \times B_o \quad (\text{F.8})$$

Dónde:

V_o : volumen de petróleo, BY

BOPD: tasa de producción de petróleo diaria, BOPD

B_o : factor volumétrico del petróleo, BY/BN

El volumen del gas en la entrada de la bomba se calculó con la siguiente ecuación:

$$V_g = G_l \times B_g \quad \text{(F.9)}$$

Dónde:

G_l : gas libre, PCN

V_g : volumen del gas, BY

B_g : factor volumétrico del gas, BY/ MPCN

$$B_{WPD} = Q_d \times CA \quad \text{(F.10)}$$

Dónde:

B_{WPD} : tasa de producción de agua diaria, B_{WPD}

Q_d : caudal de producción deseado, BPD

CA : corte de agua, adimensional

El volumen del agua se calculó con la siguiente ecuación:

$$V_w = B_{WPD} \times B_w \quad \text{(F.11)}$$

Dónde:

V_w : volumen de agua, BY

B_{WPD} : tasa de producción de agua diaria, B_{WPD}

Bw: factor volumétrico del agua, BY/BN

Una vez obtenido todos los volúmenes de cada fluido, se procedió a realizar una sumatoria de los mismos para hallar el volumen total de fluidos:

$$V_t = V_o + V_g + V_w \quad (\text{F.12})$$

Dónde:

Vt: volumen total de fluidos, BY

Vo: volumen de petróleo, BY

Vg: volumen de gas, BY

Vw: volumen de agua, BY

Una vez obtenido el volumen total de fluidos se calculó el respectivo porcentaje de gas libre:

$$\% Gl = \left(\frac{V_g}{V_t} \right) \times 100 \quad (\text{F.13})$$

Dónde:

%Gl: porcentaje de gas libre

Vg: volumen de gas, BY

Vt: volumen total de fluidos, BY

En caso de que el porcentaje de gas libre sea mayor a 10% ($\%Gl > 10\%$) se debe utilizar un separador, de lo contrario no es necesario. Si se utiliza separador se debe calcular un nuevo volumen de gas (Vgn) asumiendo una eficiencia de separador de 90 % de la siguiente manera:

$$V_{gm} = V_g \times 0.1 \quad (\text{F.14})$$

Dónde:

V_{gn} : volumen de gas nuevo, BY

V_g : volumen de gas, BY

Luego se calculó el nuevo volumen total de fluidos a producir (V_{tn}) con el nuevo volumen de gas:

$$V_{tn} = V_o + V_{gn} + V_w \quad (\text{F.15})$$

Dónde:

V_{tn} : volumen total de fluidos nuevo, BY

V_o : volumen de petróleo, BY

V_{gn} : volumen de gas nuevo, BY

V_w : volumen de agua, BY

Una vez calculados el volumen total de fluidos a producir (V_{tn}) y el nuevo volumen de gas (V_{gn}) se procedió a calcular el nuevo porcentaje de gas libre:

$$\%G_{ln} = \left(\frac{V_{gn}}{V_{tn}} \right) \times 100 \quad (\text{F.16})$$

Dónde:

$\%G_{ln}$: porcentaje de gas libre nuevo

V_{gn} : volumen de gas nuevo, BY

V_{tn} : volumen total de fluidos nuevo, BY

De no poseer las Variables R_s , B_g y B_o pueden ser encontradas mediante la correlación de Standing.

$$R_s = Yg \left(\frac{P_b \times 10^{0.0125 \times \text{°API}}}{18 \times 10^{0.00091 \times T}} \right)^{1.2048} \quad (\text{F.17})$$

Dónde:

R_s : relación gas en solución, PCN /BN

Yg : gravedad específica del gas, adimensional

P_b : presión de burbuja, PSI

°API: gravedad API de crudo, °API

T : temperatura del yacimiento, °F

$$B_o = 0.972 + 0.000147 F^{1.175} \quad (\text{F.18})$$

Dónde:

B_o : factor volumétrico del petróleo, BY/BN

F : factor de correlación de Standing, adimensional

$$F = R_s \sqrt{\frac{\gamma_g}{\gamma_o}} + 1.25 T \quad (\text{F.19})$$

Dónde:

F : factor de corrección de Standing, adimensional

R_s : relación gas en solución, PCN/BN

γ_g : gravedad específica del gas, adimensional

γ_o : gravedad específica del petróleo, adimensional

T : temperatura del yacimiento, °F

$$Bg = 5.04 ZT / P \quad (\text{F.20})$$

Dónde:

Bg: factor de volumen del gas, BY/ PCN

Z: factor de compresibilidad del gas, adimensional

T: temperatura del yacimiento, °R

P: presión de sumersión, PSI

– Determinación de altura dinámica total de fluido.

El valor del levantamiento de fluidos se puede interpretar como la presión requerida por la bomba para alcanzar un levantamiento determinado de fluidos y alcanzar una producción dada. Fue determinado mediante la ecuación:

$$TDH = Hd + Ft + Pd \quad (\text{F.21})$$

Dónde:

Hd: es el levantamiento vertical considerado desde el nivel de fluidos hasta la superficie, medido en pies.

$$Hd = Profb - Sb \quad (\text{F.22})$$

Donde:

Hd: levantamiento vertical, Pie

Profb: profundidad de asentamiento de la bomba, Pie

Sb: profundidad de sumergencia de la bomba, Pie

$$S_b = PIP / (0.433 \times SGo) \quad (\text{F.23})$$

Dónde:

S_b: profundidad de sumergencia de la bomba, Pie

PIP: presión de entrada en la bomba, PSI

SGo: gravedad específica del petróleo, adimensional

$$PIP = Pwfd - \Delta p \quad (\text{F.24})$$

Dónde:

PIP: presión de entrada en la bomba, PSI

Pwfd: presión de fondo fluyente deseada, PSI

Δp: diferencia de presión en el fondo del pozo, PSI

$$SGo = \frac{141.5}{131.5 + \text{°API}} \quad (\text{F.25})$$

Donde:

SGo: gravedad específica del petróleo, adimensional

°API: gravedad API de crudo, °API

$$\Delta p = (l_{max} - Profb) \times 0.433 \times SGM \quad (\text{F.26})$$

Dónde:

Δp: diferencia de presión en el fondo del pozo, PSI

l_{max}: profundidad máxima de perforación, Pie

Prof_b: profundidad de asentamiento de la bomba, Pie

SGM: gravedad específica de la mezcla, adimensional

$$SGm = SGw \times CA + SGo (1 - CA) \quad (\text{F.27})$$

Dónde:

SGm: gravedad específica de la mezcla, adimensional

SGw: gravedad específica del agua, adimensional

Nota: La SGw será constante en los cálculos

CA: corte de agua, adimensional

El cálculo de Presión de fondo fluyente deseada para tasa deseada de producción, podemos realizarlo de 2 maneras de acuerdo al estado del yacimiento:

– Yacimiento subsaturado:

$$Pwfd = Pws - Qd / IP \quad (\text{F.28})$$

Dónde:

Pwfd: presión de fondo fluyente deseada, PSI

Pws: presión de fondo estática, PSI

Qd: caudal de producción deseado, BPD

IP: índice de productividad, BPD/PSI

– Yacimiento saturado:

$$Pwfd = 0.125 \left[Pws \left(-1 + \sqrt{81 - 80 \left(\frac{Qd}{Qomax} \right)} \right) \right] \quad (\text{F.29})$$

Dónde:

Pwfd: presión de fondo fluyente deseada, PSI

Pws: presión de fondo estática, PSI

Qd: caudal de producción deseado, BPD

Qomax: caudal máximo de flujo, BPD

El cálculo de Pwfd con presión de entrada deseada en la bomba se realizó despejando la ecuación

Ft: es la perdida por fricción en la tubería para la tasa de producción deseada, en pies.

$$\frac{Ft}{1000} = 2.083 \left(\frac{100}{C} \right)^{1.85} \times \frac{(Qd \times 0.02917)^{1.85}}{(ID)^{4.8655}} \quad (\text{F.30})$$

Dónde:

Ft/1000: fricción en la tubería por cada 1000 Pies

C: constante de Hazen y Williams para tubería vieja es de valor 94 y para tubería nueva de 120

Qd: caudal de producción deseado, BPD

ID: diámetro interno de la tubería de producción, Pulgadas

$$Ft = ((Ft / 1000) \times Profb) / 1000 \quad (\text{F.31})$$

Dónde:

Ft: fricción en la tubería, Pies

Ft/1000: fricción en la tubería por cada 1000 Pies

Profb: profundidad de asentamiento de la bomba, Pies

Pd: es la presión de descarga en superficie, Pies

$$Pd = \frac{WHP \times 2.31}{SGm} \quad (\text{F.32})$$

Dónde:

Pd: presión de descarga en superficie, Pies

WHP: presión de cabezal, PSI

SGm: gravedad específica de la mezcla, adimensional.

Selección de la bomba electrosumergible y su respectiva serie de sello

La bomba se seleccionó en base a tres parámetros fundamentales que fueron: los diferentes diámetros del revestidor que permitieron escoger la serie de bomba adecuada, las cuales fueron de menor diámetro en comparación con el diámetro interno del revestidor, el volumen total de fluidos producido por el yacimiento, el cual permitió escoger de las series seleccionadas anteriormente las bombas que cumplieron con dicho volumen, y la máxima eficiencia de las bombas, la cual permitió seleccionar las más óptimas para producir el volumen total de fluidos.

La selección de la serie de sello para este sistema siempre es de la serie de bomba seleccionada.

Los diámetros de los revestidores, las series de las bombas y sellos se encuentran en las tablas del apéndice B, y las distintas bombas se encuentran en las tablas del apéndice C.

Selección del motor

El motor se seleccionó en base a dos aspectos fundamentales como fueron: el diámetro del revestidor que permitió escoger la serie adecuada del motor y los BHP (caballos de fuerza) requeridos por la bomba tomando en cuenta un factor de seguridad para evitar daños a los equipos.

Los diámetros de los revestidores y las series de los motores se encuentran en apéndice D.

Para determinar la potencia requerida por la bomba (BHP) se utilizó la ecuación:

$$BHP = NE \times PE \times SGm \quad (F.33)$$

Dónde:

BHP: caballos de fuerza requeridos, Hp

NE: número de etapas de la bomba, Etapas

PE: potencia de la bomba, Hp/Etapa

SGm: gravedad específica de la mezcla, adimensional

Para calcular el número de etapas se utilizó la ecuación:

$$NE = \frac{TDH}{CP} \quad (F.34)$$

Dónde:

NE: número de etapas de la bomba, Etapas

TDH: altura dinámica total de fluido, Pie

CP: capacidad de cabeza de la bomba, Pie/etapa

Los Valores de PE y CP se encuentran en las tablas del apéndice C.

Selección del cable

En la selección del cable se tomaron en cuenta tres factores: el tamaño el cual depende del amperaje y la caída de voltaje, el tipo de cable el cual se seleccionó de

acuerdo a la caída de voltaje presente y la temperatura de fondo, y su longitud que depende del asentamiento de la bomba.

Para el cálculo de la caída de voltaje en los cables y sus tipos, se establecieron cuatro ecuaciones a partir de las gráficas del manual de bombas electrosumergibles y equipos de la división Centrilift de la empresa Baker Hughes, que son:

Cable #01

$$CV = (0.213A + 0.1)FC \quad (\mathbf{F.35})$$

Cable #02

$$CV = (0.2705A + 0.05)FC \quad (\mathbf{F.36})$$

Cable #04

$$CV = (0.453A + 0.1)FC \quad (\mathbf{F.37})$$

Cable #06

$$CV = (0.675A + 0.1)FC \quad (\mathbf{F.38})$$

Dónde:

CV: caída de voltaje por cada 1000 Pies, V/1000Pies

A: amperaje del motor, Amp

FC: factor de corrección por temperatura, adimensional

El amperaje del motor se selecciona de acuerdo al motor escogido, cuyo valor se encuentra en las tablas del apéndice D.

El factor de corrección por temperatura (FC) lo podemos encontrar en la tabla del apéndice E, de acuerdo a la temperatura presente en el fondo del pozo.

Para la selección del cable se tomó en cuenta que la caída de voltaje fuera menor a 30 voltios por cada 1000 pies.

Para la longitud óptima del cable (LC) se utilizó la siguiente ecuación:

$$LC = Profb + 100 \quad (\text{F.39})$$

Dónde:

LC: longitud óptima del cable, Pie

Profb: profundidad de asentamiento de la bomba, Pie

Voltaje requerido en superficie

Este voltaje fue determinado utilizando como referencia el voltaje total consumido por el motor para el buen funcionamiento del sistema y la caída de voltaje total que se pierde a lo largo del cable.

La ecuación para el cálculo de voltaje requerido en superficie es la siguiente:

$$VS = CVt + VTm \quad (\text{F.40})$$

Dónde:

VS: voltaje requerido en superficie, V

VTm: voltaje requerido por el motor, V

CVt: caída de voltaje total en el cable, V

$$CVt = \frac{CVc \times I_{max}}{1000} \quad (\text{F.41})$$

Dónde:

CVt: caída de voltaje total en el cable, V

CVc: caída de voltaje por cada 1000 Pies corregida, V/1000Pie

I_{max}: profundidad máxima de perforación, Pies

El voltaje requerido por el motor se selecciona de acuerdo al motor elegido, el cual se encuentra en las tablas del apéndice D.

Kilovatios/amperios requeridos por el sistema

Este cálculo se realizó tomando en cuenta los parámetros de voltaje en superficie y los amperios requeridos por el motor.

$$KVA = \frac{VS \times A \times 1.73}{1000} \quad (\text{F.42})$$

Dónde:

KVA: Kilovatios por amperios requeridos por el sistema, KVA

VS: Voltaje requerido en superficie, V

A: amperaje del motor, Amp

El amperaje del motor se selecciona de acuerdo al motor escogido, cuyo valor se encuentra en las tablas del apéndice D.

Para culminar con el diseño de las bombas de los pozos, se hace uso del programa de simulación RODSTAR-V, el cual nos genera recomendaciones de la unidad de bombeo mecánico a utilizar, para luego realizar sus respectivos análisis nodales en PIPESIM.

Primeramente, se da inicio al software (RODSTAR-V), el cual solicita que ingresemos información general del pozo como: condiciones de la bomba (bomba llena, con golpe de fluido, interferencia de gas), su eficiencia, profundidad a la que se desea instalar la bomba, tiempo de operación, presión de tubería de producción y de revestidor, corte de agua, gravedad específica del agua y el API del crudo.

Field	Value
Company name	UDC
Well name	CS101
User name	
Comment	
Date	jueves, 11 de enero de 2024
Pump depth (ft)	350
Run time (hrs/day)	24
Stuffing box friction (lbs)	100
Pump load adjustment (lbs)	0
Pump condition	<input checked="" type="radio"/> Full pump
	<input type="radio"/> Fluid pound
	<input type="radio"/> Gas interference
	<input type="radio"/> Calculate pump condition and fillage
Tubing pressure (psi)	154
Casing pressure (psi)	154
Water cut (%)	2.9
Water specific gravity	1.01
Oil gravity (API)	6.5
Fluid specific gravity	
Pump efficiency (%)	85
Pump fillage (%)	

Figura F.16 Datos generales del pozo Simulador RODSTAR-V

Fuente: RODSTAR-V

Al continuar con la simulación se requieren datos de entrada de producción, se pueden seleccionar entre distintas opciones para trabajar, por ejemplo: por un lado, nivel de fluido, Presión de entrada a la bomba (PIP) y calcular la PIP con una producción objetivo e información IPR y por otro, velocidad de la bomba, producción objetivo (deseada) y calcular la producción a partir de datos IPR. En este caso se trabajó

con el nivel de fluido (desde la superficie) a 1311 ft y con una producción deseada de 350 BFPD.



Figura F.17 Ventana para ingresar información de producción

Fuente: RODSTAR-V

En la siguiente pestaña (información de bomba y tubería), se añade el tamaño de la tubería (diámetro externo), el tipo de bomba a utilizar (bomba de inserción, bomba de tubería y bomba de extensión más larga), el diámetro del pistón, ancla de tubería (si se tiene).

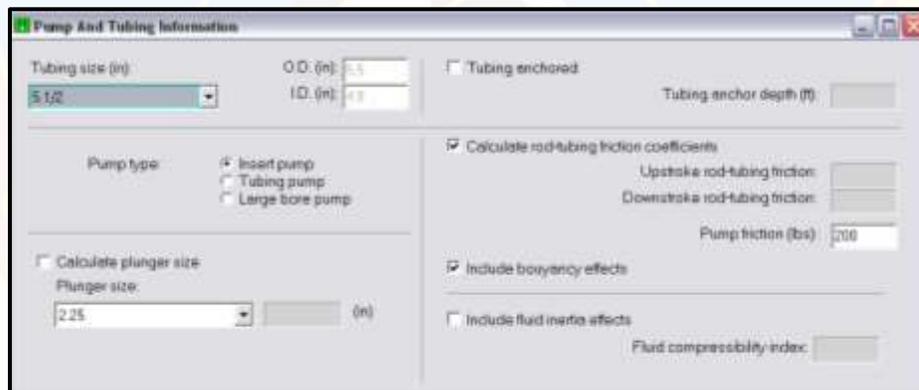


Figura F.18 Ventana de información de la tubería de producción y bomba

Fuente: RODSTAR-V

En la ventana emergente de información de las varillas se coloca el grado del acero, el máximo y el mínimo diámetro a utilizar. Además, de poder anexarle al diseño barras de peso (sinker bars/sinker rods), cuando se tiene un efecto de flotabilidad muy fuerte.

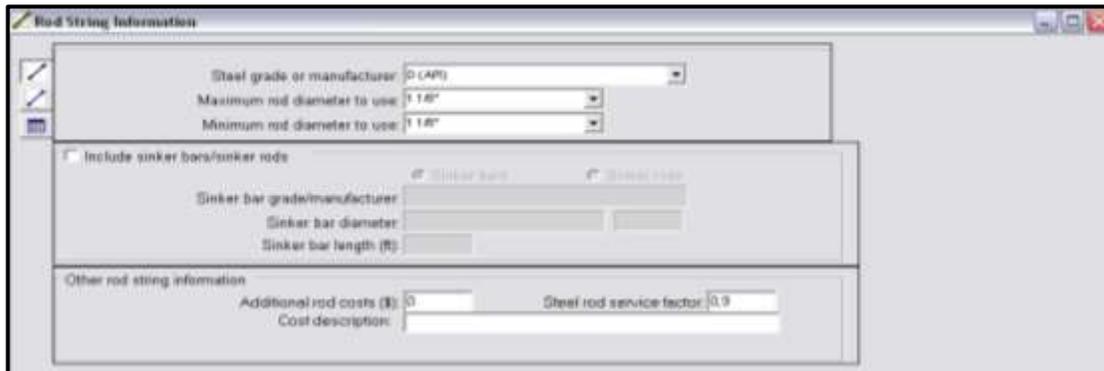


Figura F.19 Ventana para ingresar información de las varillas

Fuente: RODSTAR-V

Ahora bien, proseguiamos con la unidad de bombeo, RODSTAR-V nos ofrece un balancín por defecto basado en los datos suministrados anteriormente, en este caso para producir los 350 barriles de caudal objetivo.

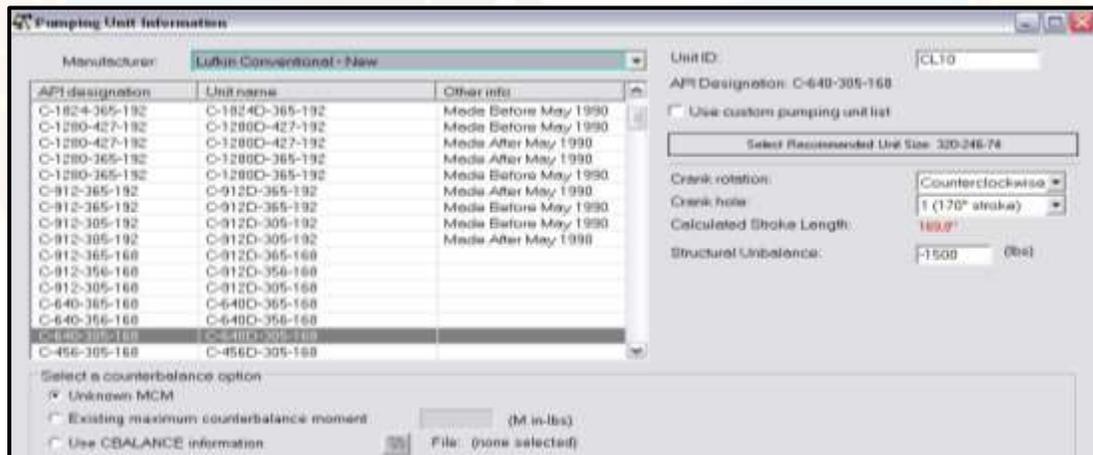


Figura F.20 Información de la unidad de bombeo

Fuente: RODSTAR-V

Posteriormente en la ventana de información del motor se puede añadir información acerca del costo de la electricidad, el tipo de motor y el tamaño de este.

En este caso se trabaja con un motor tipo Nema D, el cual es el más utilizado en la industria y es el que mayor torque de arranque ofrece.

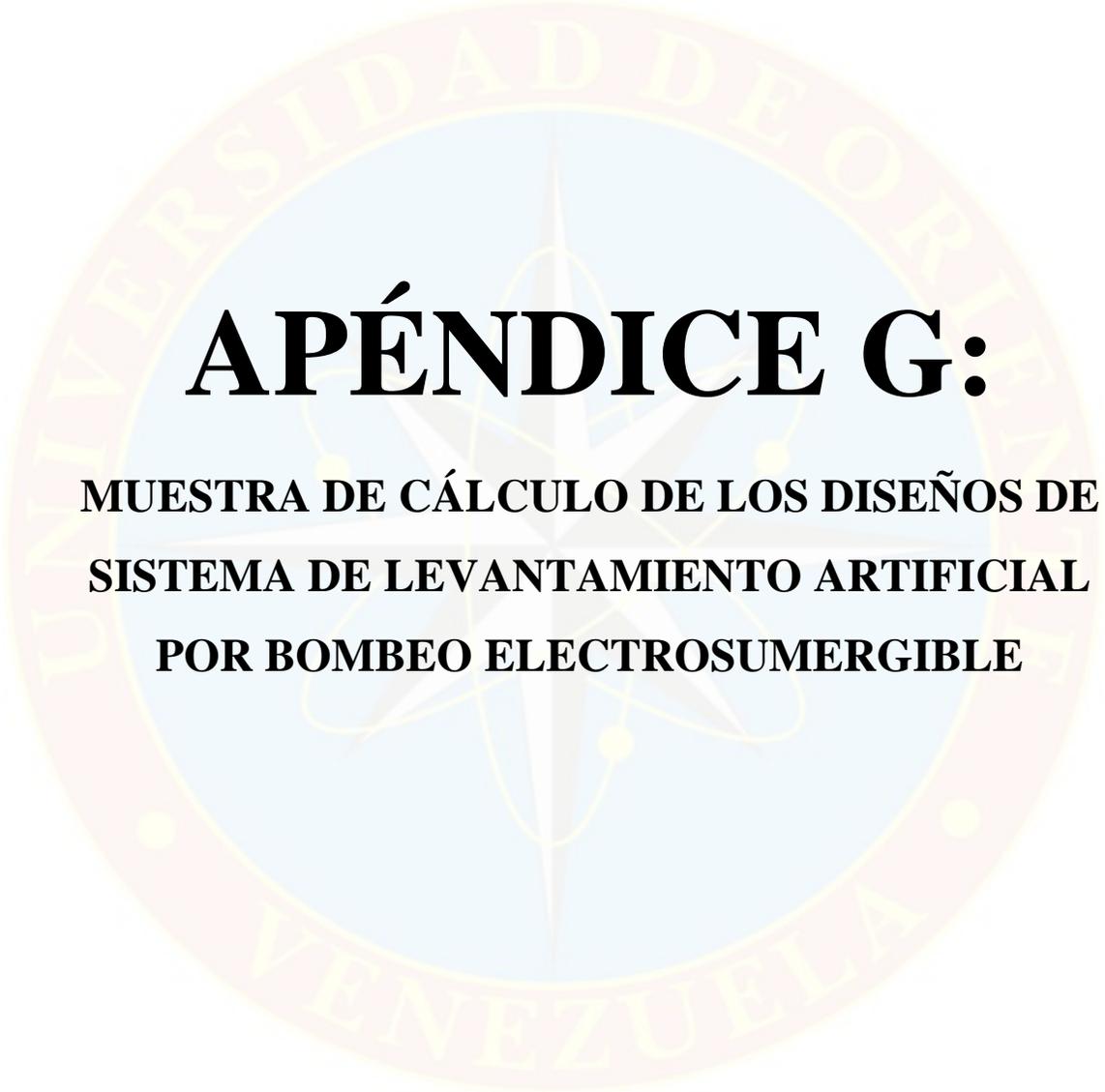
The screenshot shows a window titled "Motor Information" with the following fields and options:

- Electricity cost (\$/kwh): 0
- Power meter type:
 - Detent (no credit for generated power)
 - Non-detent (credit for generated power)
- Motor type: NEMA D
- Motor size: 75 hp
- Include motor speed variation
- Calculate motor speed variation
 - Motor speed variation (%):
- Calculate rotating moment of inertia
 - Rot. moment of inertia (lb-ft²):
 - Art. moment of inertia (lb-ft²): 800000

Figura F.21 Ventana de información del motor

Fuente: RODSTAR-V

Finalmente, al completar todos los datos necesarios para la simulación, se procede a correrla (Run) y al cabo de unos minutos se obtienen los resultados generados por el programa, en el cual se puede visualizar todos los datos de entrada que se ingresaron en un principio y los resultados calculados. (Apéndice H)



APÉNDICE G:

**MUESTRA DE CÁLCULO DE LOS DISEÑOS DE
SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL
POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE**

Ya basados en la bibliografía y respectivo trabajo de investigación, se procedió a realizar los cálculos para la selección de los diseños de bombeo electrosumergible para una tasa deseada de producción y yacimiento saturado.

Variables necesarias para el cálculo de Bomba Electrosumergible

VARIABLE	CJS0101	CJS0136	CJS0185	UNIDAD
Diámetro externo de la tubería de revestimiento (DTR)	8 5/8 23	8 5/8 23	8 5/8 23	pulgadas libras/pie
Diámetro externo de la tubería de producción (DTP)	5 1/2	5 1/2	5 1/2	pulgadas
Estado de la tubería de producción (ETP)	tubería nueva	tubería nueva	tubería nueva	-
Presión de cabezal (WHP)	145	145	150	Psi
Presión de fondo estática (Pws)	1263	1200	1150	Psi
Caudal de producción deseado (Qd)	320	350	800	BPD
Temperatura de fondo (Tf)	119,1	118,7	117,8	°F
Relación gas-petróleo producido (RGP)	138,07	113,49	70,04	PCN/BN
Relación gas-petróleo en solución (RS)	38,21	37,91	38,09	PCN/BN
Porcentaje de agua y sedimentos (BWS)	2,8	5,4	26	%
Gravedad específica del agua (SGw)	1,0024	1,0024	1,0033	adimensional
Gravedad API del petróleo (°API)	8,5	8,2	8,3	°API
Gravedad específica del gas (SGg)	0,697	0,697	0,697	-
Factor volumétrico del petróleo (Bo)	1,0378	1,0375	1,0371	BY/BN
Factor volumétrico del gas (Bg)	0,2602	0,2602	0,2602	BY/MPCN
Factor volumétrico del agua (Bw)	1	1	1	BY/BN
Caudal de petróleo (Qo)	286,74	316,91	609,02	BPD

Calcular la relación gas petróleo en solución (R_s) y el factor volumétrico del petróleo (B_o):

$$R_s = Y_g \left(\frac{P_b \times 10^{0.0125 \times \text{API}}}{18 \times 10^{0.00091 \times T}} \right)^{1.2048}$$

$$R_s = 0,697 \left(\frac{823 \times 10^{0.0125 \times 8,5}}{18 \times 10^{0.00091 \times 119,1}} \right)^{1.2048}$$

$$R_{s_{CJS0101}} = 38,21$$

$$R_{s_{CJS0136}} = 37,91$$

$$R_{s_{CJS0185}} = 38,09$$

$$F = R_s \sqrt{\frac{\gamma_g}{\gamma_o}} + 1.25 T$$

$$F = 38,21 \sqrt{\frac{0,697}{1,0127}} + 1.25 (119,1)$$

$$F_{CJS0101} = 180,57$$

$$F_{CJS0136} = 179,83$$

$$F_{CJS0185} = 178,85$$

$$B_o = 0.972 + 0.000147 F^{1.175}$$

$$B_o = 0.972 + 0.000147 (180,57)^{1.175}$$

$$B_{o_{CJS0101}} = 1,0378$$

$$B_{o_{CJS0136}} = 1,0375$$

$$Bo_{CJS0185} = 1,0371$$

Calcular la tasa de producción diaria de petróleo (BOPD) y realizar los cálculos de gas (Gt, Gsol y Gl)

$$BOPD = Qd (1 - CA)$$

$$BOPD = 320 (1 - 0,028)$$

$$BOPD_{CJS0101} = 311,04$$

$$BOPD_{CJS0136} = 331,10$$

$$BOPD_{CJS0185} = 592$$

$$Gt = (RGP \times BOPD)/1000$$

$$Gt = (138,07 \times 311,04)/1000$$

$$Gt_{CJS0101} = 42,95$$

$$Gt_{CJS0136} = 37,58$$

$$Gt_{CJS0185} = 41,46$$

$$Gsol = (Rs \times BOPD)/1000$$

$$Gsol = (38,21 \times 311,04)/1000$$

$$Gsol_{CJS0101} = 11,88$$

$$Gsol_{CJS0136} = 12,55$$

$$Gsol_{CJS0185} = 22,55$$

$$Gl = Gt - Gsol$$

$$Gl = 42,95 - 11,88$$

$$Gl_{CJS0101} = 31,06$$

$$Gl_{CJS0136} = 25,02$$

$$Gl_{CJS0185} = 18,91$$

Calcular el volumen de petróleo (V_o), de agua (V_w), y gas (V_g) en yacimiento

$$V_o = BOPD \times B_o$$

$$V_o = 311,04 \times 1,0378$$

$$V_{oCJS0101} = 322,80$$

$$V_{oCJS0136} = 343,52$$

$$V_{oCJS0185} = 613,96$$

$$V_g = Gl \times B_g$$

$$V_g = 31,06 \times 0,2602$$

$$V_{gCJS0101} = 8,08$$

$$V_{gCJS0136} = 6,51$$

$$V_{gCJS0185} = 4,92$$

$$BWPD = Q_d \times CA$$

$$BWPD = 320 \times 0,028$$

$$BWPD_{CJS0101} = 8,96$$

$$BWPD_{CJS0136} = 18,90$$

$$BWPD_{CJS0185} = 208$$

$$V_w = BWPD \times B_w$$

$$V_w = 8,96 \times 1$$

$$V_{w_{CJS0101}} = 8,96$$

$$V_{w_{CJS0136}} = 18,90$$

$$V_{w_{CJS0185}} = 208$$

Calcular el volumen total de fluidos (V_t)

$$V_t = V_o + V_g + V_w$$

$$V_t = 322,80 + 8,08 + 8,96$$

$$V_{t_{CJS0101}} = 339,84$$

$$V_{t_{CJS0136}} = 368,93$$

$$V_{t_{CJS0185}} = 826,88$$

Calcular el porcentaje de gas libre (%Gl)

$$\% Gl = \left(\frac{V_g}{V_t} \right) \times 100$$

$$\% Gl = \left(\frac{8,08}{339,84} \right) \times 100$$

$$\% GL_{CJS0101} = 2,38$$

$$\% GL_{CJS0136} = 1,76$$

$$\% GL_{CJS0185} = 0,6$$

Nota: si %Gl > 10% se debe usar separador, de lo contrario no.

En este caso no se utiliza separador de gas.

Calcular la gravedad específica del petróleo (SGo)

$$SGo = \frac{141.5}{131.5 + ^\circ API}$$

$$SGo = \frac{141.5}{131.5 + 8,5}$$

$$SGo_{CJS0101} = 1,0107$$

$$SGo_{CJS0136} = 1,0129$$

$$SGo_{CJS0185} = 1,0122$$

Calcular la gravedad específica de la mezcla (SGm)

$$SGm = SGw \times CA + SGo (1 - CA)$$

$$SGm = 1,0024 \times 0,028 + 1,0105 (1 - 0,028)$$

$$SGm_{CJS0101} = 1,0105$$

$$SGm_{CJS0136} = 1,0123$$

$$SGm_{CJS0185} = 1,0099$$

Calcular el diferencial de presión (Δp) entre la profundidad máxima de perforación (l_{max}) y la profundidad de asentamiento de la bomba ($Prof_b$) ambos valores en TVD

$$\Delta p = (l_{max} - Prof_b) \times 0.433 \times SGm$$

$$\Delta p = (3418,47 - 3168) \times 0.433 \times 1,0105$$

$$\Delta p_{CJS0101} = 109,59$$

$$\Delta p_{CJS0136} = 110,27$$

$$\Delta p_{CJS0185} = 145,56$$

Calcular la presión de fondo fluente a la tasa deseada de producción (Pwfd)

$$Pwfd = 0.125 \left[Pws \left(-1 + \sqrt{81 - 80 \left(\frac{Qd}{Qomax} \right)} \right) \right]$$

$$Pwfd = 0.125 \left[1263 \left(-1 + \sqrt{81 - 80 \left(\frac{320}{340,26} \right)} \right) \right]$$

$$Pwfd_{CJS0101} = 221,17$$

$$Pwfd_{CJS0136} = 206,37$$

$$Pwfd_{CJS0185} = 677,85$$

Calcular la presión de entrada deseada en la bomba (PIP)

$$PIP = Pwfd - \Delta p$$

$$PIP = 221,17 - 109,59$$

$$PIP_{CJS0101} = 111,58$$

$$PIP_{CJS0136} = 96,10$$

$$PIP_{CJS0185} = 532,29$$

Calcular la sumergencia de la bomba (Sb)

$$Sb = PIP / (0.433 \times SGo)$$

$$Sb = 111,58 / (0.433 \times 1,0105)$$

$$Sb_{CJS0101} = 254,95$$

$$Sb_{CJS0136} = 219,11$$

$$Sb_{CJS0185} = 1214,54$$

Calcular altura dinámica total de fluidos (THD)

$$TDH = Hd + Ft + Pd$$

$$Hd = Profb - Sb$$

$$Hd = 3168 - 254,95$$

$$Hd_{CJS0101} = 2913,05$$

$$Hd_{CJS0136} = 2745,89$$

$$Hd_{CJS0185} = 1714,46$$

$$\frac{Ft}{1000} = 2,083 \left(\frac{100}{C} \right)^{1,85 \times \frac{(Qd \times 0,02917)^{1,85}}{(ID)^{4,8655}}}$$

La variable “C” nos representa el estado de la tubería de producción, que para este caso es nueva y tiene un valor de 120

$$\frac{Ft}{1000} = 2,083 \left(\frac{100}{120} \right)^{1,85 \times \frac{(320 \times 0,02917)^{1,85}}{(4,892)^{4,8655}}}$$

$$\frac{Ft}{1000_{CJS0101}} = 2,06$$

$$\frac{Ft}{1000_{CJS0136}} = 2,06$$

$$\frac{Ft}{1000_{CJS0185}} = 1,98$$

$$Ft = ((Ft / 1000) \times Profb) / 1000$$

$$Ft = (2,06 \times 3168) / 1000$$

$$Ft_{CJS0101} = 0,0065$$

$$Ft_{CJS0136} = 0,0061$$

$$Ft_{CJS0185} = 0,0058$$

$$Pd = \frac{WHP \times 2,31}{SGm}$$

$$Pd = \frac{145 \times 2,31}{1,0105}$$

$$Pd_{CJS0101} = 331,48$$

$$Pd_{CJS0136} = 330,87$$

$$Pd_{CJS0185} = 343,12$$

$$TDH = Hd + Ft + Pd$$

$$TDH = 2913,05 + 0,0065 + 331,48$$

$$TDH_{CJS0101} = 3244,53$$

$$TDH_{CJS0136} = 3076,77$$

$$TDH_{CJS0185} = 2057,59$$

Selección de la bomba y sello

Para la selección de las bombas y sellos se tomaron en cuenta el tamaño de la tubería de revestimiento, que se encuentran en el apéndice A y el volumen total de fluidos que fue calculado previamente, los cuales fueron:

Tabla G.1 Selección de Bomba Electrosumergible

Pozos	CJS0101	CJS0136	CJS0185
Tamaño de tubería de revestimiento	8 5/8" con 23 libras/pie	8 5/8" con 23 libras/pie	8 5/8" con 23 libras/pie
Serie y sello de bombas	400 y 513	400 y 513	400 y 513
Volumen	339,84 BY	368,93 BY	826,88 BY
Bombas seleccionadas con mayor eficiencia	FV320	FV320	FC925

Calcular el número de etapas (NE)

Para calcular la capacidad de cabeza de la bomba (CP), se debe ir al apéndice C de cada bomba seleccionada e introducir el volumen total de producción correspondiente e interpolar.

$$NE = \frac{TDH}{CP}$$
$$NE = \frac{3244,53}{18,19}$$

$$NE_{CJS0101} = 171,58 \text{ Etapas}$$

$$NE_{CJS0136} = 175,31 \text{ Etapas}$$

$$NE_{CJS0185} = 178,47 \text{ Etapas}$$

Calcular la potencia requerida por la bomba (BHP)

Para calcular la potencia requerida por la bomba, se deben conocer tres variables que son número de etapas (NE), gravedad específica de la mezcla (SGm) ambas ya conocidas, y la potencia requerida por etapa (PE), que se encuentra en el apéndice C de cada bomba, interpolando el volumen total de producción correspondiente en la Columna de caudal:

$$BHP = NE \times PE \times SGm$$

$$BHP = 171,58 \times 0,0954 \times 1,0105$$

$$BHP_{CJS0101} = 16,540 \text{ hp}$$

$$BHP_{CJS0136} = 17,304 \text{ hp}$$

$$BHP_{CJS0185} = 20,184 \text{ hp}$$

Selección del Motor

Para calcular el motor se tomaron en cuenta el tamaño de la tubería de revestimiento con sus respectivas series, encontrados en el apéndice B y la potencia requerida por la bomba (BHP), que fue introducida de las tablas de los motores encontrados también apéndice D, ubicando el motor que cumplió con las exigencias de potencia de las bombas.

Tabla G.2 Selección del motor para Bomba Electrosumergible

Pozos	CJS0101	CJS0136	CJS0185
Tamaño del revestidor	8 5/8"	8 5/8"	8 5/8"
Serie del motor (que cumple con el diámetro de revestidor)	562	562	562
Potencia requerida por la bomba (BHP)	16,540 hp	17,304 hp	20,184 hp
Motor seleccionado para la bomba	562 (Hp=28, Voltaje= 735, Amperios=23)	562 (Hp=28, Voltaje= 735, Amperios=23)	562 (Hp=28, Voltaje= 735, Amperios=23)

Los valores de voltaje y amperaje son encontrados en la en apéndice D, de acuerdo a la serie seleccionada para cada motor.

Caída de voltaje en el cable por cada 1000 pies (CV)

Se obtiene mediante el amperaje (amp) requerido por los motores, que para este caso fue solamente uno, debido a la similitud de las potencias requerida por todas las bombas, y las ecuaciones de caída de voltaje.

Nota: FC: 1,114 Temperatura (°F) 120 (Esta constante se encuentra en el apéndice E)

Cable #01

$$CV = (0.213A + 0.1)FC$$

$$CV = (0.213 \times 23) + 0.1 \times 1,114$$

$$CV = 5,569 V/1000ft$$

Cable #02

$$CV = (0.2705A + 0.05)FC$$
$$CV = (0.2705 \times (23) + 0.05) \times 1,114$$

$$CV = 6,986 V/1000ft$$

Cable #04

$$CV = (0.453A + 0.1)FC$$
$$CV = (0.453 \times (23) + 0.1) \times 1,114$$

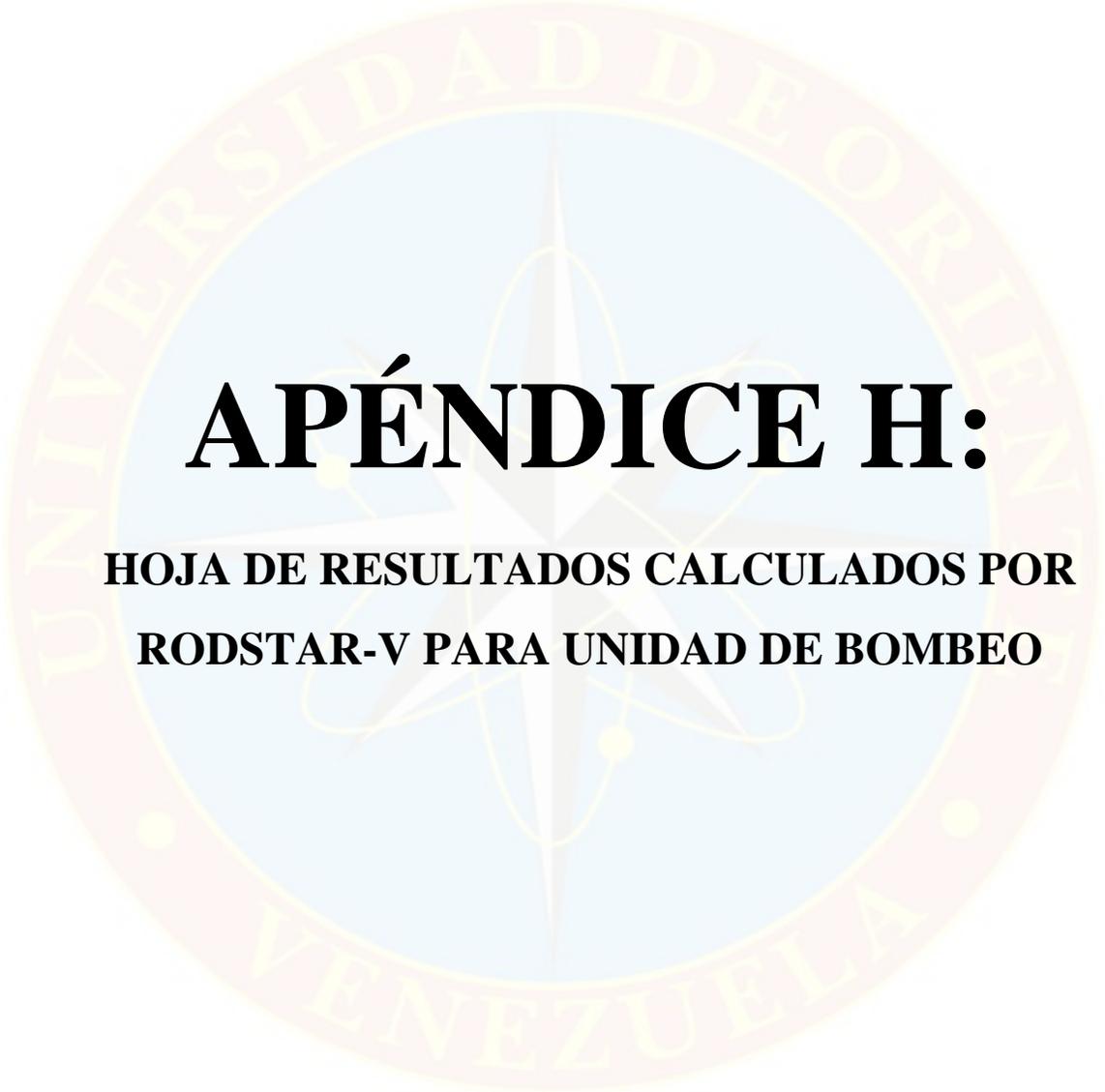
$$CV = 11,718 V/1000ft$$

Cable #06

$$CV = (0.675A + 0.1)FC$$
$$CV = (0.675 \times (23) + 0.1) \times 1,114$$

$$CV = 17,406 V/1000ft$$

Debido a que la caída de voltaje por cada 1000 pies es menor a 30 voltios, se seleccionó el cable #01 por ser el que menor caída de voltaje genera de los cuatro.



APÉNDICE H:

**HOJA DE RESULTADOS CALCULADOS POR
RODSTAR-V PARA UNIDAD DE BOMBEO**

Figura H.1: Hoja de resultado pozo CJS0101

RODSTAR-V for Windows 3.1 for Windows

Company: UDO Page 1 of 3
 Well: CS101 © Theta Enterprises, Inc.
 Disk file: CS 101.rsvx Tel: (714) 526-8878
 Comment: Date: 11/01/2024

INPUT DATA				CALCULATED RESULTS				
Target prod. (bfpd):	350	Fluid level		Production rate (bfpd):	350	Peak pol. rod load (lbs):	11565	
Run time (hrs/day):	24.0	(ft from surface):	1311	Oil production (BCPD):	350	Min. pol. rod load (lbs):	10248	
Tubing pres. (psi):	154	(ft over pump):	2295	Strokes per minute:	1.2	Polished rod HP:	7.2	
Casing pres. (psi):	154	Stuf. box fr. (lbs):	100	System eff. (Motor->Pump):	85%	Unit struct. loading:	54%	
				Permissible load HP:	8.5	PRHP / PLHP:	0.20	
				Fluid load on pump (lbs):	1000	Buoyant rod weight (lbs):	11565	
						N/Nr: .063 , Fo/SKr: .019		
Fluid properties				Motor & power meter				
Water cut:	2.8%	Power Meter Detent		Prime mover speed variation				
Water sp. gravity:	1.01	Electr. cost: \$/KWH		Calculated speed variation: 1.52%				
Oil API gravity:	8.5	Type: NEMA D						
Fluid sp. gravity:	1.0107	Size: 75 hp						
Pumping Unit: Lufkin Conventional - New (C-640D-*)				Torque analysis and electricity consumption				
API size: C-640-305-168 (unit ID: CL10)				BALANCED (Min Torq)				
Crank hole number: #1 (out of 4)				Peak g'box torq (M in-lbs): 377				
Calculated stroke length (in): 169.8				Gearbox loading: 59%				
Crank Rotation with well to right: CCW				Cyclic load factor: 1.9				
Max. CB moment (M in-lbs): Unknown				Max. CB moment (M in-lbs): 1201.76				
Structural unbalance (lbs): -1500				Counterbalance effect (lbs): 13466				
Crank offset angle (deg): 0.0				Daily electr. use (KWH/day): 267				
Bal. Rot. Moment of Inertia (lb-ft ²): 870000				Monthly electric bill: \$0				
Art. Moment of Inertia (lb-ft ²): 800000				Electr. cost per bbl. fluid: \$0.000				
				Electr. cost per bbl. oil: \$0.000				
Tubing and pump information				Tubing, pump and plunger calculations				
Tubing O.D. (ins):	5.500	Upstr. rod-tbg fr. coeff:	0.620	Tubing stretch (ins):	6			
Tubing I.D. (ins):	4.800	Dnstr. rod-tbg fr. coeff:	0.620	Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):	1.2			
Pump depth (ft):	3606	Tubing is not anchored		Gross pump stroke (ins):	167.5			
Pump condition:	Full	Pump load adj. (lbs):	0.0	Pump spacing (in. from bottom):	10.8			
Pump type:	Insert	Pump vol. efficiency:	85%	Minimum pump length (ft):	21.0			
Plunger size (ins):	2.25	Pump friction (lbs):	200.0	Recommended plunger length (ft):	3.0			
Rod string design (rod tapers calculated)				Rod string stress analysis (service factor: 0.9)				
Diameter (inches)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Tensile Strength (psi)	Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method
1.125	D (API)	3606	115000	31%	16334	9699	-2052	API MG

NOTE: Stress calculations include buoyancy effects.

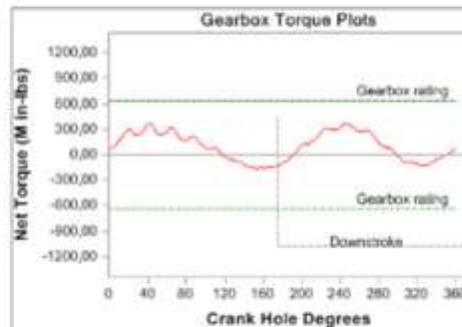
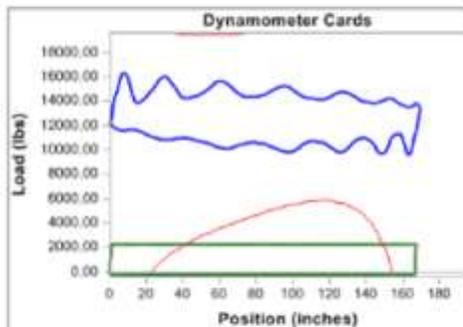


Figura H.2: Hoja de resultado pozo CJS0101

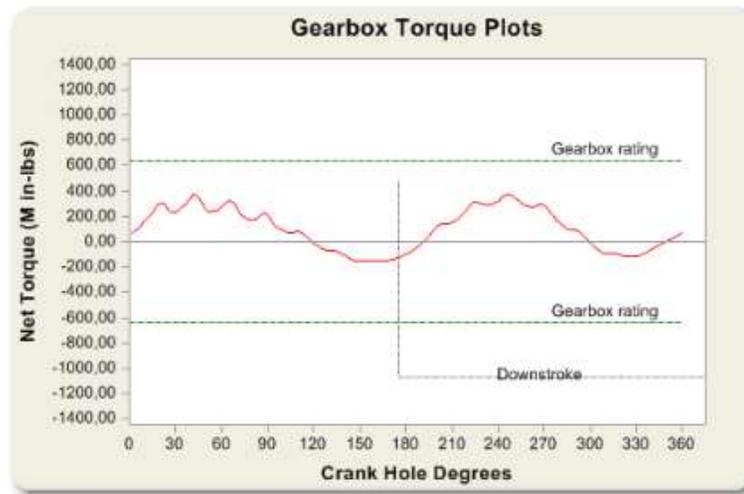
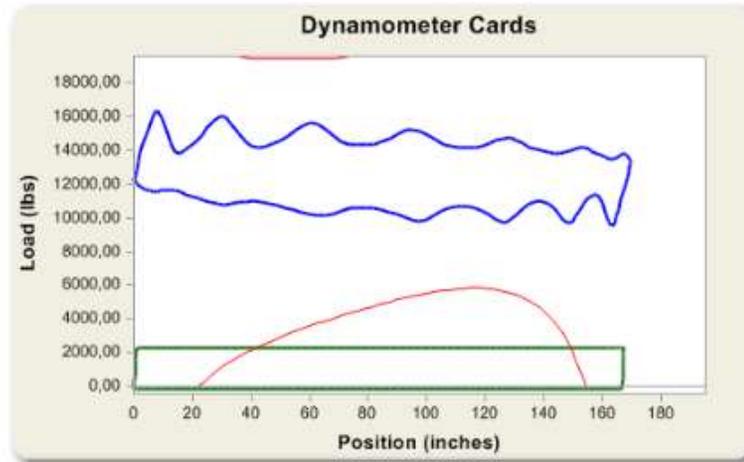


Figura H.3: Hoja de resultado pozo CJS0136

RODSTAR-V for Windows 3.1 for Windows

Company: UDO Page 1 of 3
 Well: CS136 © Theta Enterprises, Inc. User:
 Disk file: CS 136.rsvx Tel: (714) 526-8878 Date: 11/01/2024
 Comment:

INPUT DATA				CALCULATED RESULTS				
Target prod. (bfpd):	350	Fluid level		Production rate (bfpd):	350	Peak pol. rod load (lbs):	12824	
Run time (hrs/day):	24.0	(ft from surface):	1343	Oil production (BCPD):	350	Min. pol. rod load (lbs):	6269	
Tubing pres. (psi):	158	(ft over pump):	2033	Strokes per minute:	1.5	Polished rod HP:	8.1	
Casing pres. (psi):	15	Stuf. box fr. (lbs):	100	System eff. (Motor->Pump):	0.95	Unit struct. loading:	54%	
				Permissible load HP:	85.1	PRHP / PLHP:	0.23	
				Fluid load on pump (lbs):	1000	Buoyant rod weight (lbs):	10824	
						N/Nr: .059 , Fo/SKr: .023		
Fluid properties				Motor & power meter				
Water cut:	5.4%	Power Meter Detent		Prime mover speed variation				
Water sp. gravity:	1.01	Electr. cost: \$/KWH		Calculated speed variation: 1.56%				
Oil API gravity:	8.2	Type: NEMA D						
Fluid sp. gravity:	1.0127	Size: 75 hp						
Pumping Unit: Lufkin Conventional - New (C-640D-*)				Torque analysis and electricity consumption				
API size: C-640-305-168 (unit ID: CL10)				BALANCED				
Crank hole number: #1 (out of 4)				(Min Torq)				
Calculated stroke length (in): 169.8				Peak g'box torq (M in-lbs): 401				
Crank Rotation with well to right: CCW				Gearbox loading: 63%				
Max. CB moment (M in-lbs): Unknown				Cyclic load factor: 1.8				
Structural unbalance (lbs): -1500				Max. CB moment (M in-lbs): 1171.54				
Crank offset angle (deg): 0.0				Counterbalance effect (lbs): 13090				
Bal. Rot. Moment of Inertia (lb-ft ²): 860000				Daily electr. use (KWH/day): 271				
Art. Moment of Inertia (lb-ft ²): 800000				Monthly electric bill: \$0				
				Electr. cost per bbl. fluid: \$0.000				
				Electr. cost per bbl. oil: \$0.000				
Tubing and pump information				Tubing, pump and plunger calculations				
Tubing O.D. (ins):	5.500	Upstr. rod-tbg fr. coeff:	0.600	Tubing stretch (ins):	7			
Tubing I.D. (ins):	4.800	Dnstr. rod-tbg fr. coeff:	0.600	Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):	1.5			
Pump depth (ft):	3376	Tubing is not anchored		Gross pump stroke (ins):	196.3			
Pump condition:	Full	Pump load adj. (lbs):	0.0	Pump spacing (in. from bottom):	10.1			
Pump type:	Insert	Pump vol. efficiency:	85%	Minimum pump length (ft):	20.0			
Plunger size (ins):	2.25	Pump friction (lbs):	200.0	Recommended plunger length (ft):	2.0			
Rod string design (rod tapers calculated)				Rod string stress analysis (service factor: 0.9)				
Diameter (inches)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Tensile Strength (psi)	Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method
1.125	D (API)	3376	115000	35%	16423	8904	-1951	API MG

NOTE: Stress calculations include buoyancy effects.

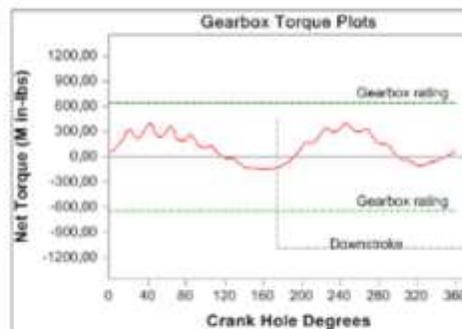
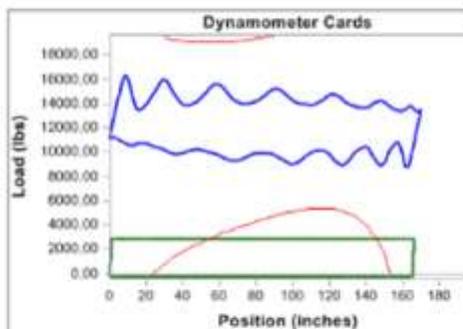


Figura H.4: Hoja de resultado pozo CJS0136

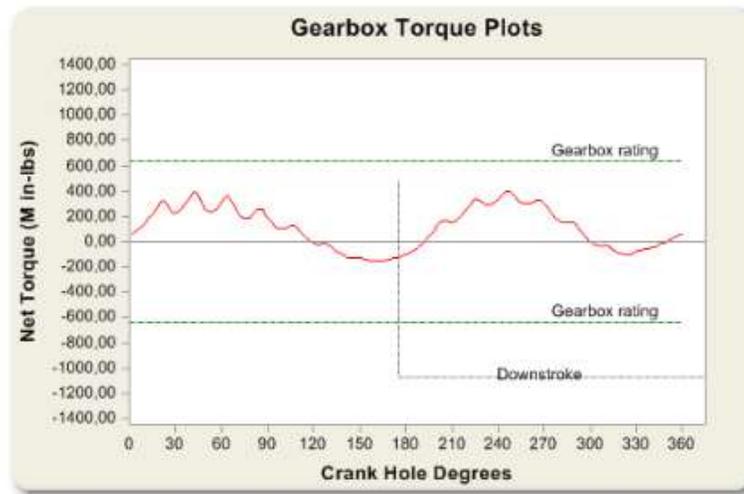
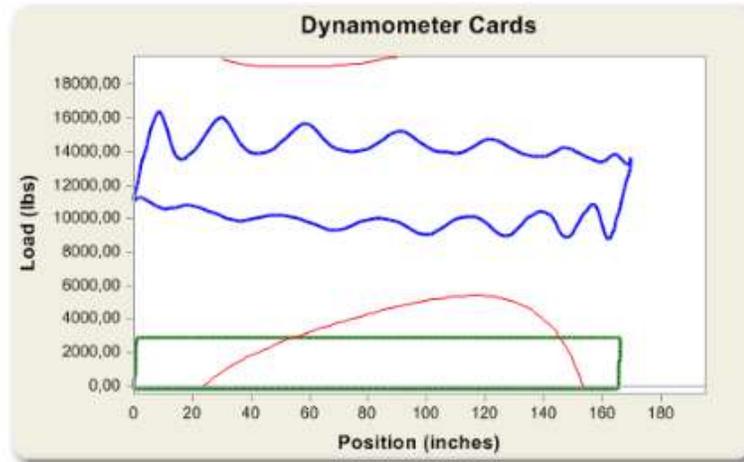


Figura H.5: Hoja de resultado pozo CJS0185

RODSTAR-V for Windows 3.1 for Windows

Company: UDO Page 1 of 3
 Well: CS185 © Theta Enterprises, Inc.
 Disk file: CS 185.rvnx Tel: (714) 526-8878
 Comment: Date: 11/01/2024

INPUT DATA				CALCULATED RESULTS				
Target prod. (bfpd):	800	Fluid level		Production rate (bfpd):	800.0	Peak pol. rod load (lbs):	11114	
Run time (hrs/day):	24.0	(ft from surface):	1262	Oil production (BCPD):	800.0	Min. pol. rod load (lbs):	10633	
Tubing pres. (psi):	100	(ft over pump):	2204	Strokes per minute:	800.0	Polished rod HP:	21.5	
Casing pres. (psi):	100	Stuf. box fr. (lbs):	100	System eff. (Motor->Pump):	800.0	Unit struct. loading:	64%	
Fluid properties				Motor & power meter				
Water cut:	20%	Power Meter Detent		Permissible load HP:	800.0	PRHP / PLHP:	0.34	
Water sp. gravity:	1.01	Electr. cost: \$/KWH		Fluid load on pump (lbs):	800.0	Buoyant rod weight (lbs):	11114	
Oil API gravity:	8.3	Type: NEMA D		N/A: .11 Fu/SKr: .022				
Fluid sp. gravity:	1.0116	Size: 75 hp		Prime mover speed variation				
Pumping Unit: Lufkin Conventional - New (C-640D-*)				Calculated speed variation: 3.34%				
API size: C-640-305-168 (unit ID: CL10)				Torque analysis and electricity consumption				
Crank hole number	#1 (out of 4)			BALANCED (Min Torq)				
Calculated stroke length (in):	169.8			Peak g'box torq (M in-lbs):	543			
Crank Rotation with well to right:	CCW			Gearbox loading:	85%			
Max. CB moment (M in-lbs):	Unknown			Cyclic load factor:	1.7			
Structural unbalance (lbs):	-1500			Max. CB moment (M in-lbs):	1202.96			
Crank offset angle (deg):	0.0			Counterbalance effect (lbs):	13481			
Bal. Rot. Moment of Inertia (lb-ft ²):	860000			Daily electr. use (KWH/day):	536			
Art. Moment of Inertia (lb-ft ²):	800000			Monthly electric bill:	\$0			
Tubing and pump information				Electr. cost per bbl. fluid: \$0.000				
Tubing O.D. (ins):	5.500	Upstr. rod-tbg fr. coeff:	0.920	Electr. cost per bbl. oil:	\$0.000			
Tubing I.D. (ins):	4.800	Dnstr. rod-tbg fr. coeff:	0.920	Tubing, pump and plunger calculations				
Pump depth (ft):	3466	Tub. anch. depth (ft):	3606	Tubing stretch (ins):	.0			
Pump condition:	Full	Pump load adj. (lbs):	0.0	Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):	0.0			
Pump type:	Tubing	Pump vol. efficiency:	85%	Gross pump stroke (ins):	168.8			
Plunger size (ins):	2.5	Pump friction (lbs):	200.0	Pump spacing (in. from bottom):	10.4			
Rod string design (rod tapers calculated)				Minimum pump length (ft): 20.0				
Diameter (inches)	1.125	Length (ft)	3466	Recommended plunger length (ft):	2.0			
Rod Grade	D (API)	Min. Tensile Strength (psi)	115000	Rod string stress analysis (service factor: 0.9)				
				Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method
				57%	19633	6853	-1933	API MG

NOTE: Stress calculations include buoyancy effects.

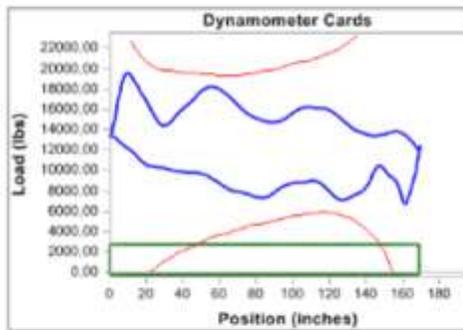
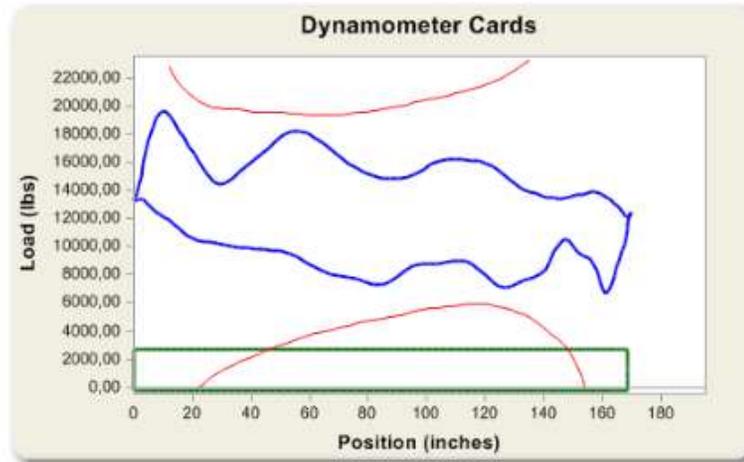
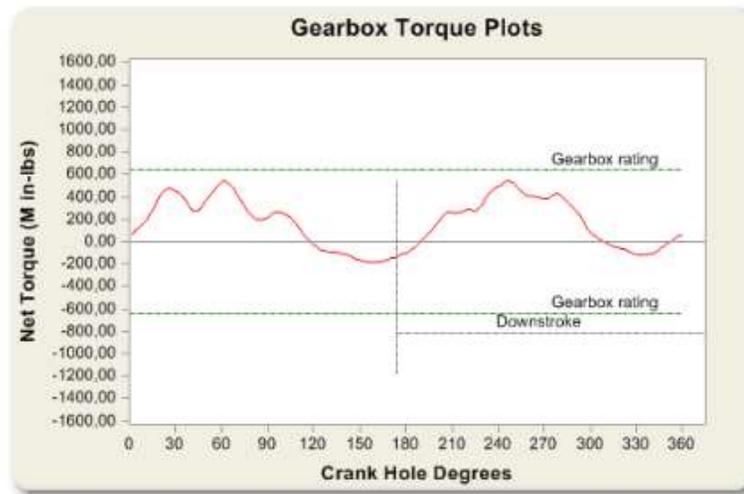


Figura H.6: Hoja de resultado pozo CJS0185



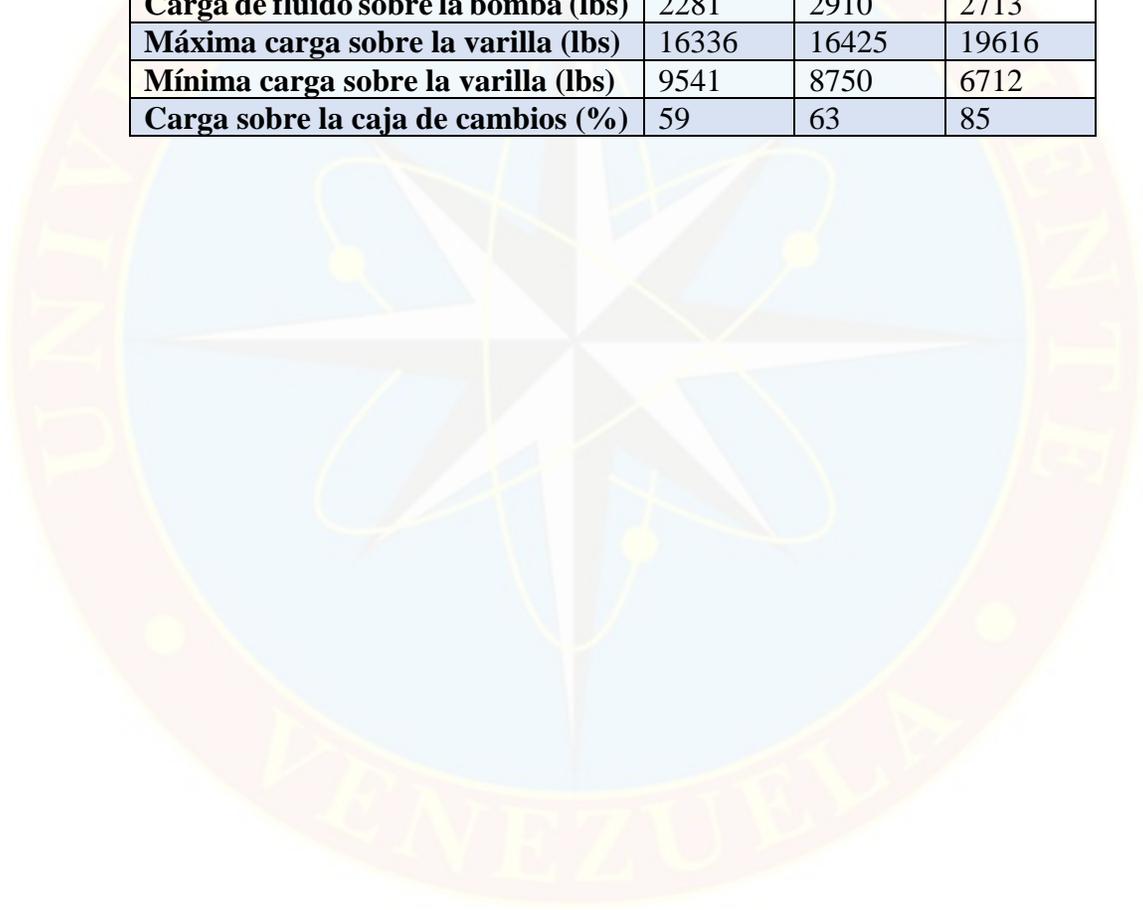
— Surface dynamometer Card — Downhole dynamometer card
— Permissible load diagram



— Balanced

Tabla H.1 Resumen de resultados calculados por RODSTAR-V

Pozos	CJS0101	CJS0136	CJS0185
Tasa de Producción (BFPD)	358	356	813
Producción de petróleo(BOPD)	348	337	601
Strokes por minuto	4,27	4,29	7,77
Eficiencia del sistema (%)	23	24	26
Carga permisible HP	35,3	35,4	64,1
Carga de fluido sobre la bomba (lbs)	2281	2910	2713
Máxima carga sobre la varilla (lbs)	16336	16425	19616
Mínima carga sobre la varilla (lbs)	9541	8750	6712
Carga sobre la caja de cambios (%)	59	63	85





APÉNDICE I:

**DISEÑOS MECÁNICOS DE LOS POZOS Y
TABLAS DE COMPARACIÓN DE UNIDADES DE
BOMBEO SELECCIONADAS**

Figura I.1 diagrama mecánico pozo CJS0101

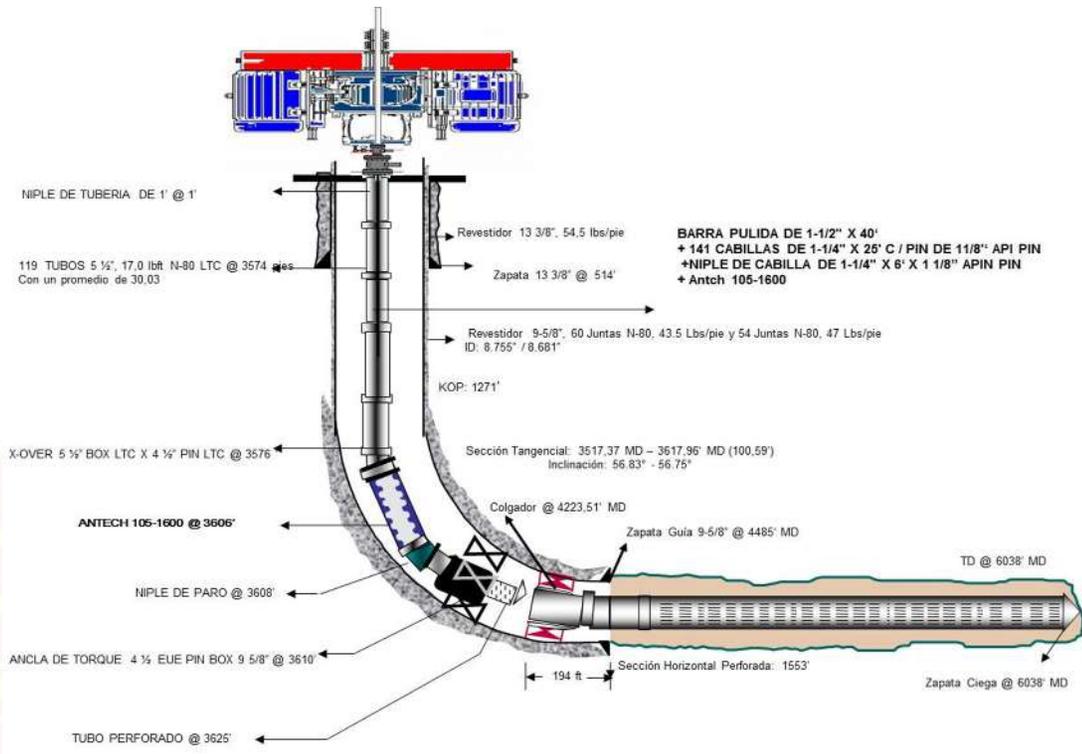


Figura I.2 diagrama mecánico pozo CJS0136

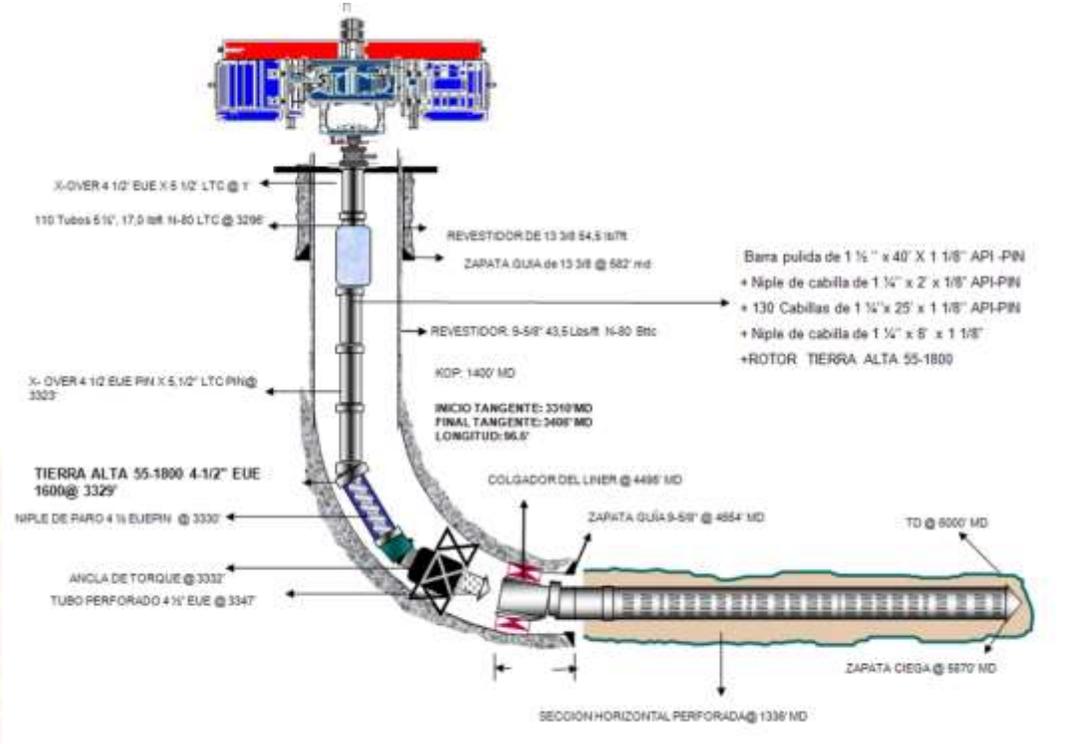


Figura I.3 diagrama mecánico pozo CJS0185

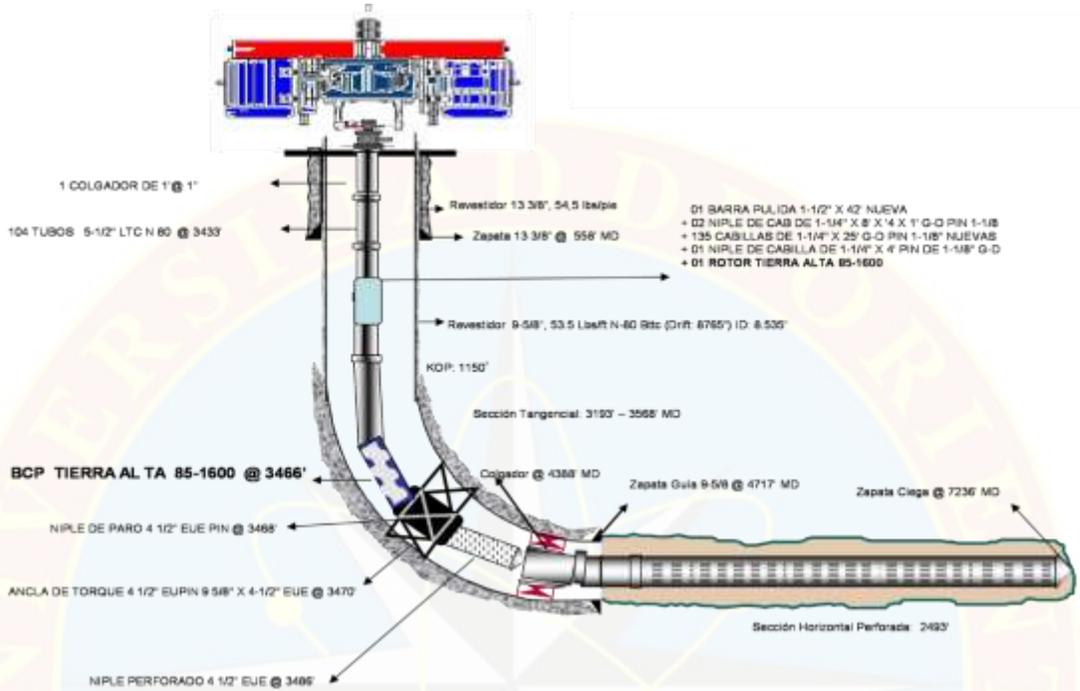


Tabla I.1 Comparación de bombas B.C.P a 100 rpm

Pozos	Modelo bomba	Desplazamiento (m ³ /d)	Caudal deseado (Qd)	Producción (STB/d)
CJS0101	KUDU 45 k 1600	44,9	320	219,4339
	Weatherford EDM 500 - 4100	76,9		327,1881
CJS0136	KUDU 56 K 1800	56	350	287,5577
	Weatherford EDM 500 - 4100	76,9		357,8001
CJS0185	PCM 400-100E1600	93,5	800	456,9006
	Weatherford EDM 1000 - 4100	153,2		837,4802

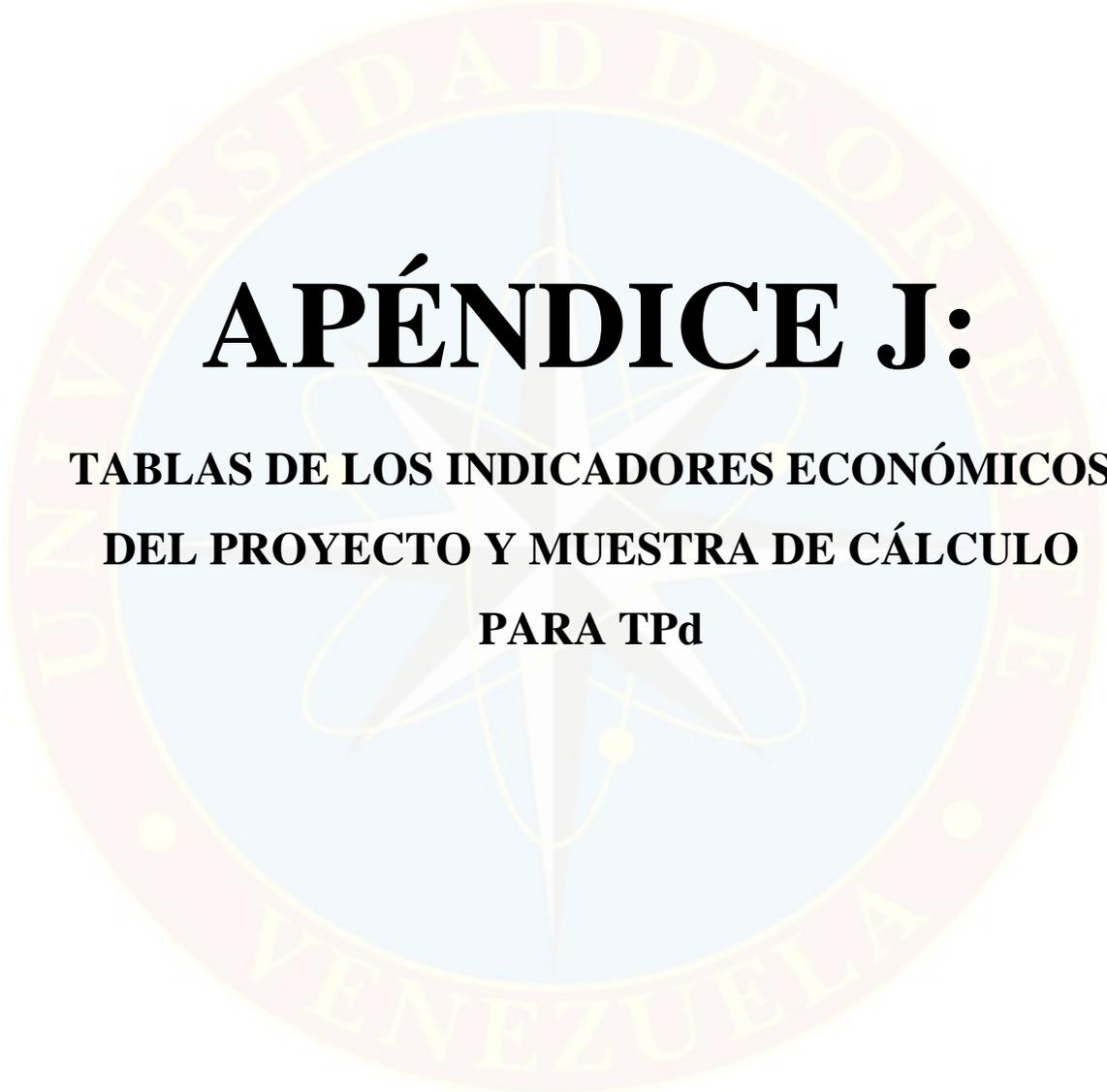
NOTA: LA PRIMERA BOMBA DE CADA POZO CORRESPONDE A LA BOMBA INSTALADA ACTUALMENTE.

Tabla I.2 Comparación de bombas B.E.S a 60 hz

Pozos	Modelo bomba	Caudal deseado (Qd)	Producción (STB/d)
CJS0101	Centrilift FV 320	320	211,9119
	REDA MT5A-60		344,8865
CJS0136	Centrilift FV 320	350	261,7176
	REDA MT5A-60		409,9191
CJS0185	FC925	800	851,5941
	ODI RA7		828,9564

Tabla I.3 Unidades de B.M por pozo

Pozos	Modelo	Caudal deseado (Qd)	MD (ft)	SPM	SL (in)	PD (in)	DRD (in)	Producción (STB/d)
CJS0101	C-640-305-168	320	3606	4,27	169,8	2,25	1,125	402,5142
CJS0136	C-640-305-168	350	3329	4,29	169,8	2,25	1,125	403.6793
CJS0185	C-640-305-168	800	3466	7,77	169,8	2,5	1,125	911,4885



APÉNDICE J:

**TABLAS DE LOS INDICADORES ECONÓMICOS
DEL PROYECTO Y MUESTRA DE CÁLCULO
PARA TPd**

Tabla J.1 Indicadores económicos del proyecto del pozo CJS0101 alternativa BCP

Indicadores Económicos				
Proyecto: CJS0101				
Alternativa: BCP				
Año Inicio: 2023		Año Base: 2023		
Año a Someter: 2023		Cantidad de Años: 10 Años		
Nivel de Evaluación	Proyecto	Pdvsa	Nación	
Tiempo de Pago Dinámico (TPd)	0,00	0,00	0,00	ANOS
Resultados Económicos COSTO TOTAL				
Flujo Neto Descontado (VPN)	5.195,98	5.195,98	16.908,37	M\$
Tasa Interna de Retorno (TIR)				%
Tasa Interna de Retorno Modificada (TRM)				%
Eficiencia de la Inversión Tradicional (EI)	10,86	10,86	33,09	\$/S
Tiempo de Pago Dinámico (TPd)	0,00	0,00	0,00	ANOS

Tabla J.2 Indicadores económicos del proyecto del pozo CJS0101 alternativa BES

Indicadores Económicos				
Proyecto: CJS0101				
Alternativa: BES				
Año Inicio: 2023		Año Base: 2023		
Año a Someter: 2023		Cantidad de Años: 10 Años		
Nivel de Evaluación	Proyecto	Pdvsa	Nación	
Tiempo de Pago Dinámico (TPd)	0,00	0,00	0,00	ANOS
Resultados Económicos COSTO TOTAL				
Flujo Neto Descontado (VPN)	5.133,68	5.133,68	16.846,06	M\$
Tasa Interna de Retorno (TIR)				%
Tasa Interna de Retorno Modificada (TRM)				%
Eficiencia de la Inversión Tradicional (EI)	10,74	10,74	32,97	\$/S
Tiempo de Pago Dinámico (TPd)	0,00	0,00	0,00	ANOS

Tabla J.3 Indicadores económicos del proyecto del pozo CJS0101 alternativa BM

Indicadores Económicos				
Proyecto: CJS0101				
Alternativa: BM				
Año Inicio: 2023		Año Base: 2023		
Año a Someter: 2023		Cantidad de Años: 10 Años		
Nivel de Evaluación	Proyecto	Pdvsa	Nación	
Tiempo de Pago Dinámico (TPd)	0,00	0,00	0,00	ANOS
Resultados Económicos COSTO TOTAL				
Flujo Neto Descontado (VPN)	5.982,24	5.982,24	19.702,47	M\$
Tasa Interna de Retorno (TIR)				%
Tasa Interna de Retorno Modificada (TRM)				%
Eficiencia de la Inversión Tradicional (EI)	10,65	10,69	32,92	\$/S
Tiempo de Pago Dinámico (TPd)	0,00	0,00	0,00	ANOS

Tabla J.4 Indicadores económicos del proyecto del pozo CJS0136 alternativa BCP

Indicadores Económicos				
Proyecto: CJS0136				
Alternativa: BCP				
Año Inicio:	2023	Año Base:	2023	
Año a Someter:	2023	Cantidad de Años:	10 Años	
Nivel de Evaluación	Proyecto	Pdvsa	Nación	
Tiempo de Pago Dinámico (TPd)	0,00	0,00	0,00	AÑOS
Resultados Económicos COSTO TOTAL				
Flujo Neto Descontado (VPN)	6.599,61	6.599,61	21.438,33	M\$
Tasa Interna de Retorno (TIR)				%
Tasa Interna de Retorno Modificada (TIRM)				%
Eficiencia de la Inversión Tradicional (EI)	10,83	10,83	32,95	\$/S
Tiempo de Pago Dinámico (TPd)	0,00	0,00	0,00	AÑOS

Tabla J.5 Indicadores económicos del proyecto del pozo CJS0136 alternativa BES

Indicadores Económicos				
Proyecto: CJS0136				
Alternativa: BES				
Año Inicio:	2023	Año Base:	2023	
Año a Someter:	2023	Cantidad de Años:	10 Años	
Nivel de Evaluación	Proyecto	Pdvsa	Nación	
Tiempo de Pago Dinámico (TPd)	0,00	0,00	0,00	AÑOS
Resultados Económicos COSTO TOTAL				
Flujo Neto Descontado (VPN)	6.353,05	6.353,05	20.779,58	M\$
Tasa Interna de Retorno (TIR)				%
Tasa Interna de Retorno Modificada (TIRM)				%
Eficiencia de la Inversión Tradicional (EI)	10,74	10,74	32,85	\$/S
Tiempo de Pago Dinámico (TPd)	0,00	0,00	0,00	AÑOS

Tabla J.6 Indicadores económicos del proyecto del pozo CJS0136 alternativa BM

Indicadores Económicos				
Proyecto: CJS0136				
Alternativa: BM				
Año Inicio:	2023	Año Base:	2023	
Año a Someter:	2023	Cantidad de Años:	10 Años	
Nivel de Evaluación	Proyecto	Pdvsa	Nación	
Tiempo de Pago Dinámico (TPd)	0,00	0,00	0,00	AÑOS
Resultados Económicos COSTO TOTAL				
Flujo Neto Descontado (VPN)	7.410,65	7.410,65	24.310,30	M\$
Tasa Interna de Retorno (TIR)				%
Tasa Interna de Retorno Modificada (TIRM)				%
Eficiencia de la Inversión Tradicional (EI)	10,70	10,70	32,81	\$/S
Tiempo de Pago Dinámico (TPd)	0,00	0,00	0,00	AÑOS

Tabla J.7 Indicadores económicos del proyecto del pozo CJS0185 alternativa BCP

Indicadores Económicos				
Proyecto: CJS0185				
Alternativa: BCP				
Año Inicio: 2023		Año Base: 2023		
Año a Someter: 2023		Cantidad de Años: 10 Años		
Nivel de Evaluación	Proyecto	Pdvsa	Nación	
Tiempo de Pago Dinámico (TPd)	0,00	0,00	0,00	ANOS
Resultados Económicos COSTO TOTAL				
Flujo Neto Descontado (VPN)	15.434,23	15.434,23	50.057,91	M\$
Tasa Interna de Retorno (TIR)				%
Tasa Interna de Retorno Modificada (TIRM)				%
Eficiencia de la Inversión Tradicional (EI)	10,86	10,86	32,97	\$/S
Tiempo de Pago Dinámico (TPd)	0,00	0,00	0,00	ANOS

Tabla J.8 Indicadores económicos del proyecto del pozo CJS0185 alternativa BES

Indicadores Económicos				
Proyecto: CJS0185				
Alternativa: BES				
Año Inicio: 2023		Año Base: 2023		
Año a Someter: 2023		Cantidad de Años: 10 Años		
Nivel de Evaluación	Proyecto	Pdvsa	Nación	
Tiempo de Pago Dinámico (TPd)	0,00	0,00	0,00	ANOS
Resultados Económicos COSTO TOTAL				
Flujo Neto Descontado (VPN)	15.101,40	15.101,40	49.312,90	M\$
Tasa Interna de Retorno (TIR)				%
Tasa Interna de Retorno Modificada (TIRM)				%
Eficiencia de la Inversión Tradicional (EI)	10,76	10,76	32,87	\$/S
Tiempo de Pago Dinámico (TPd)	0,00	0,00	0,00	ANOS

Tabla J.8 Indicadores económicos del proyecto del pozo CJS0185 alternativa BM

Indicadores Económicos				
Proyecto: CJS0185				
Alternativa: BM				
Año Inicio: 2023		Año Base: 2023		
Año a Someter: 2023		Cantidad de Años: 10 Años		
Nivel de Evaluación	Proyecto	Pdvsa	Nación	
Tiempo de Pago Dinámico (TPd)	0,00	0,00	0,00	ANOS
Resultados Económicos COSTO TOTAL				
Flujo Neto Descontado (VPN)	16.807,62	16.807,62	54.728,79	M\$
Tasa Interna de Retorno (TIR)				%
Tasa Interna de Retorno Modificada (TIRM)				%
Eficiencia de la Inversión Tradicional (EI)	10,80	10,80	32,91	\$/S
Tiempo de Pago Dinámico (TPd)	0,00	0,00	0,00	ANOS

Ecuación de tiempo de pago dinámico

$$TPd_{(días)} = \left(\frac{1}{\left(\frac{\sum FC. NO DESCONTADO}{INV. INICIAL} \right)} \right) \times 365$$

Tabla J.9 Datos para el cálculo del tiempo de pago dinámico del pozo CJS0101

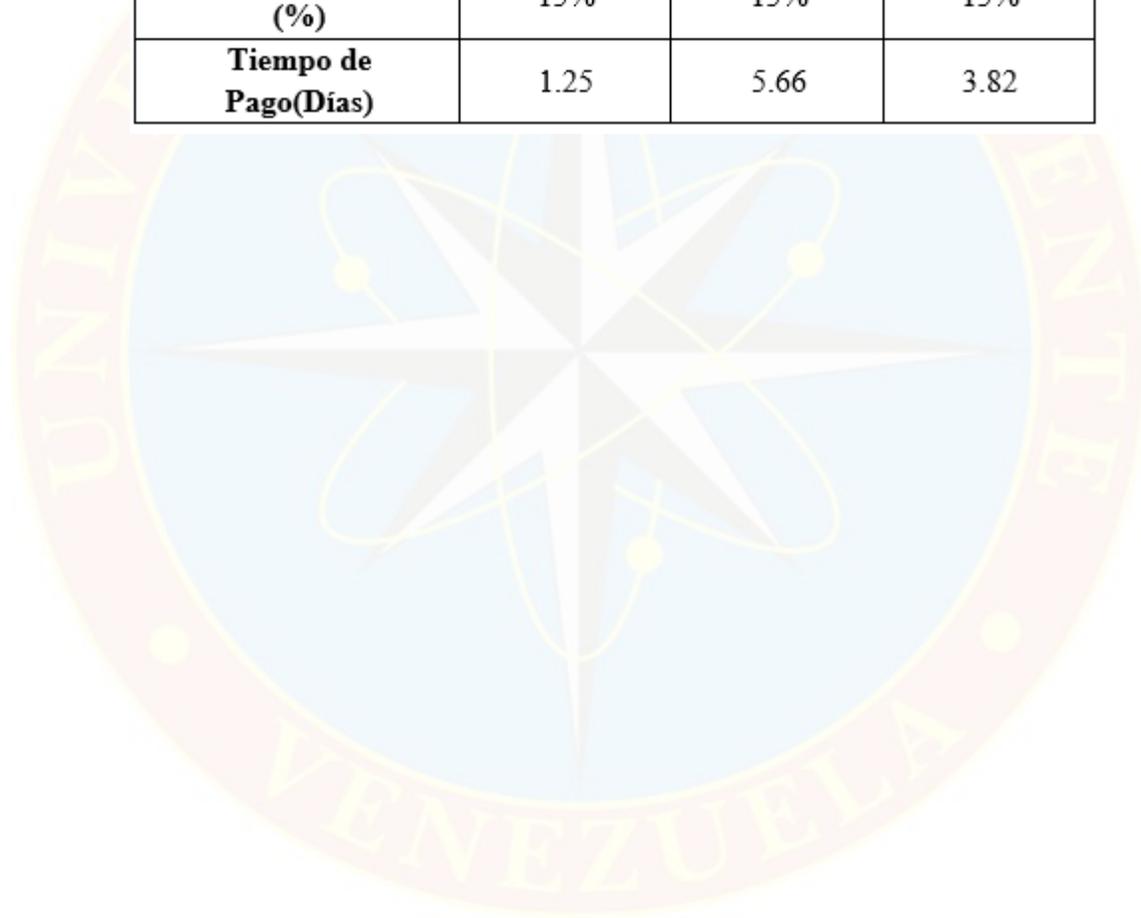
Pozos	CJS0101		
Método de levantamiento	BCP	BES	BN
FC no descontado acumulado (\$/Año)	8,442,710.71	8,374,174.44	9,775,102.50
Inversión Inicial (\$)	-\$70,000.00	-\$200,000.00	-\$300,000.00
Tasa de Descuento (%)	15%	15%	15%
Tiempo de Pago(Días)	3.03	8.72	11.20

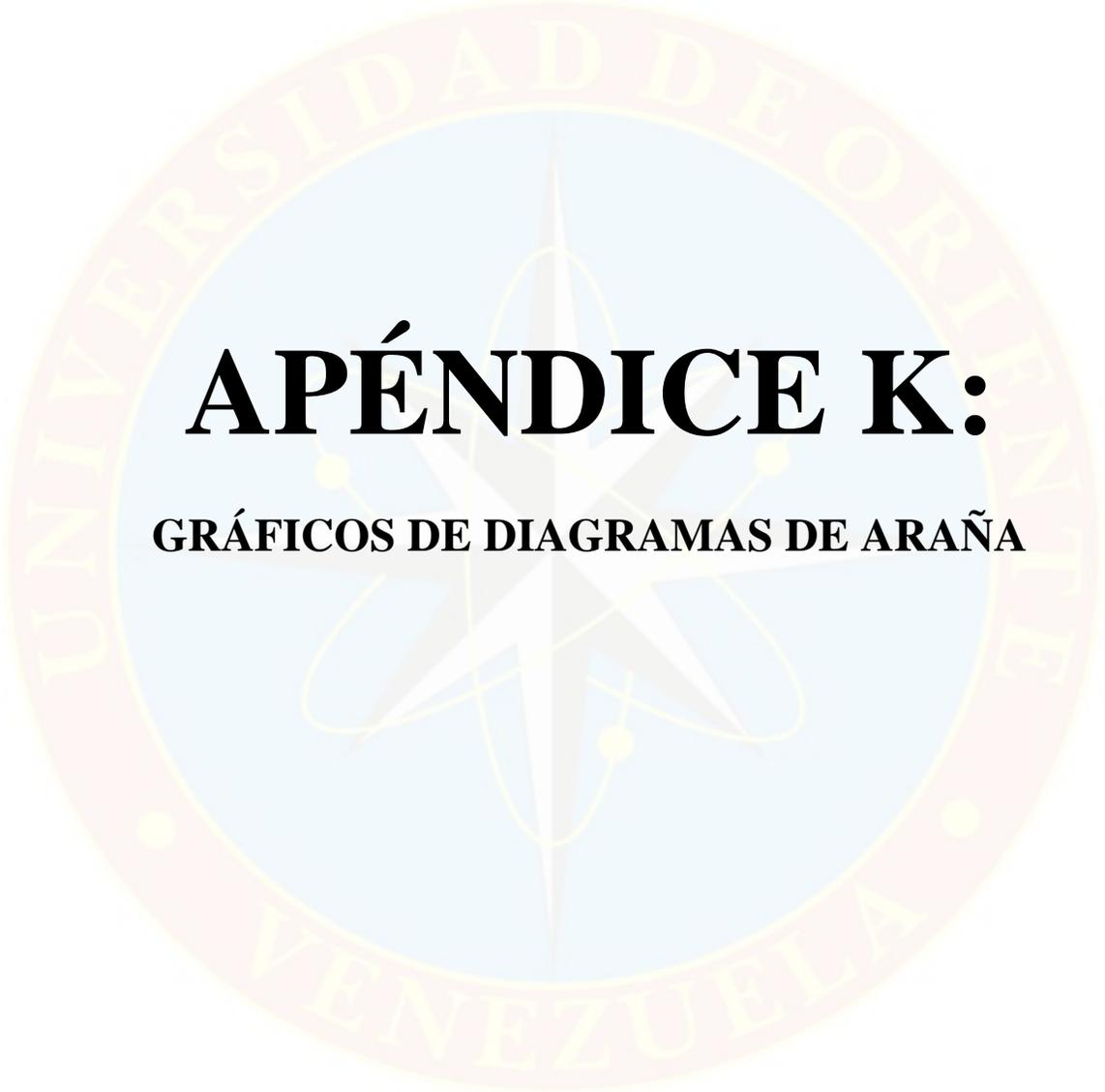
Tabla J.10 Datos para el cálculo del tiempo de pago dinámico del pozo CJS0136

Pozos	CJS0136		
Método de levantamiento	BCP	BES	BN
FC no descontado acumulado (\$/Año)	11,251,393.24	10,869,293.16	12,697,955.85
Inversión Inicial (\$)	-\$70,000.00	-\$200,000.00	-\$300,000.00
Tasa de Descuento (%)	15%	15%	15%
Tiempo de Pago(Días)	2.27	6.72	8.62

Tabla J.11 Datos para el cálculo del tiempo de pago dinámico del pozo CJS0185

Pozos	CJS0185		
	BCP	BES	BN
Método de levantamiento			
FC no descontado acumulado (\$/Año)	26,291,912.39	25,814,915.93	28,689,710.48
Inversión Inicial (\$)	-\$90,000.00	-\$400,000.00	-\$300,000.00
Tasa de Descuento (%)	15%	15%	15%
Tiempo de Pago(Días)	1.25	5.66	3.82

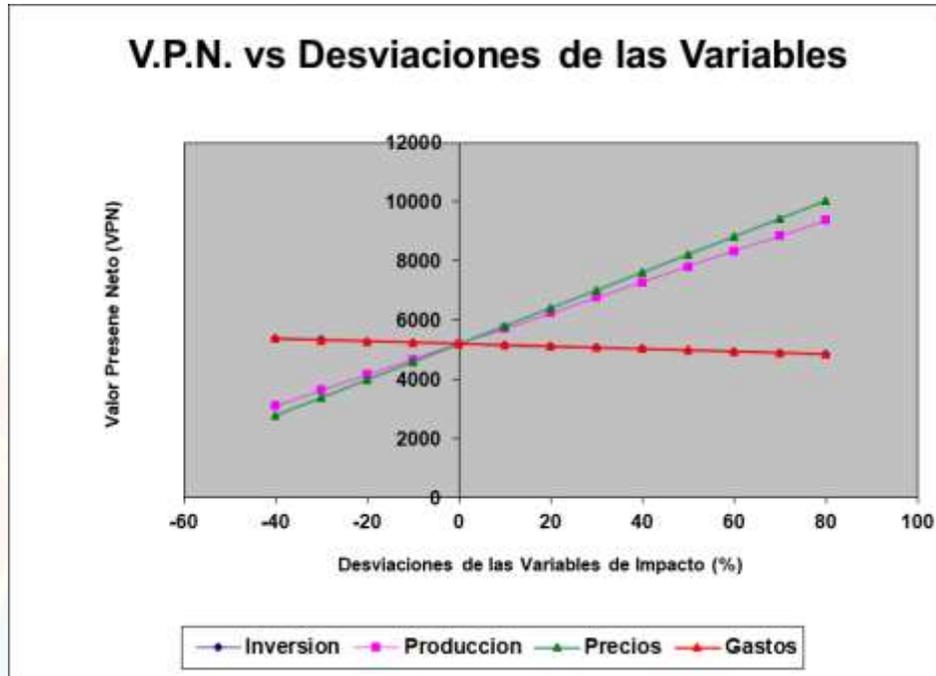




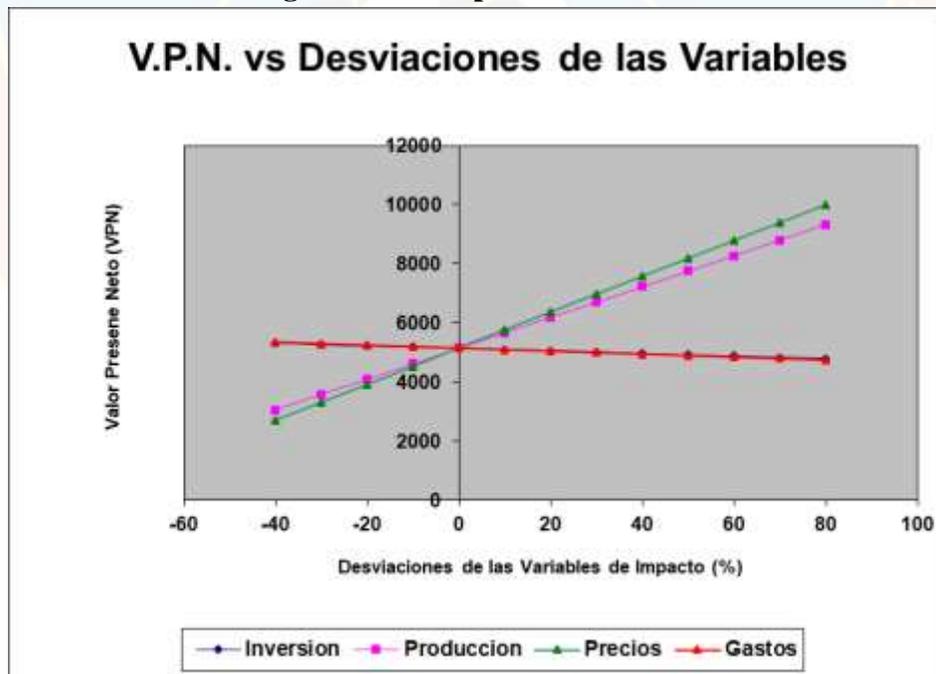
APÉNDICE K:

GRÁFICOS DE DIAGRAMAS DE ARAÑA

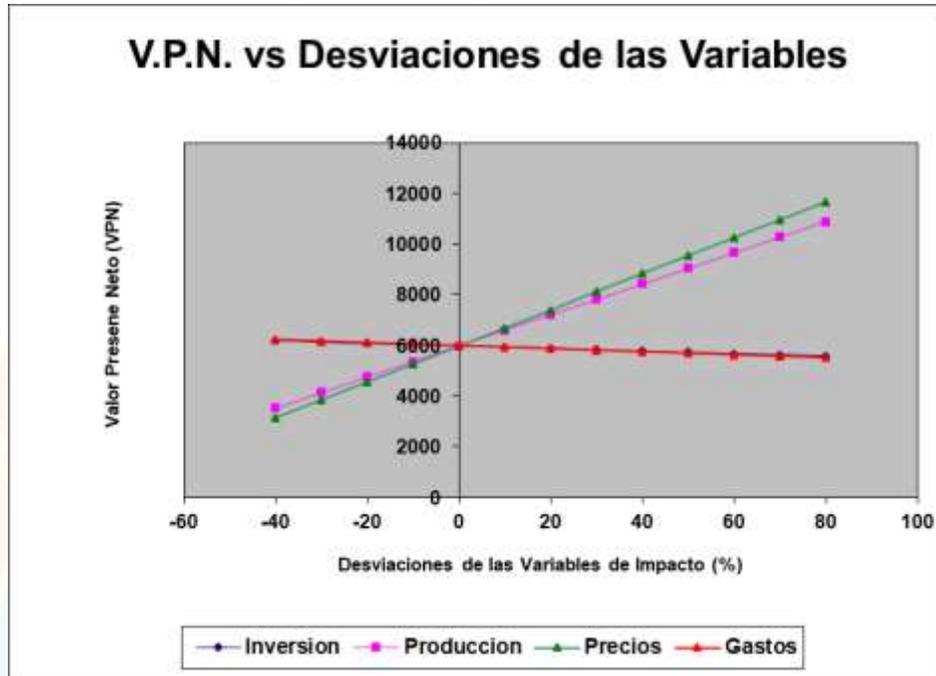
Grafica K.1 Diagrama Araña pozo CJS0101 alternativa BCP



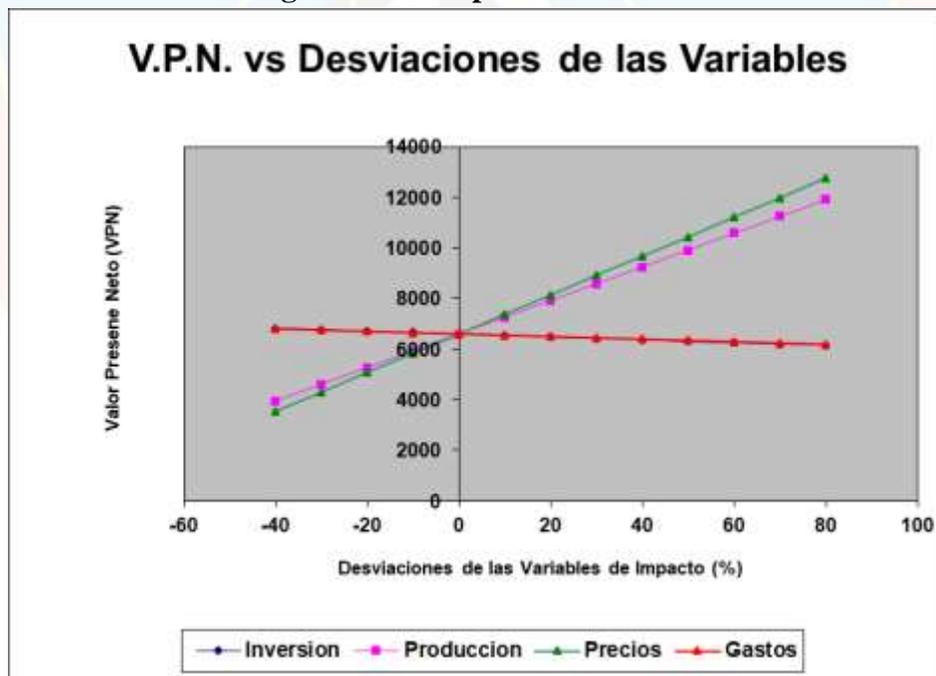
Grafica K.2 Diagrama Araña pozo CJS0101 alternativa BES



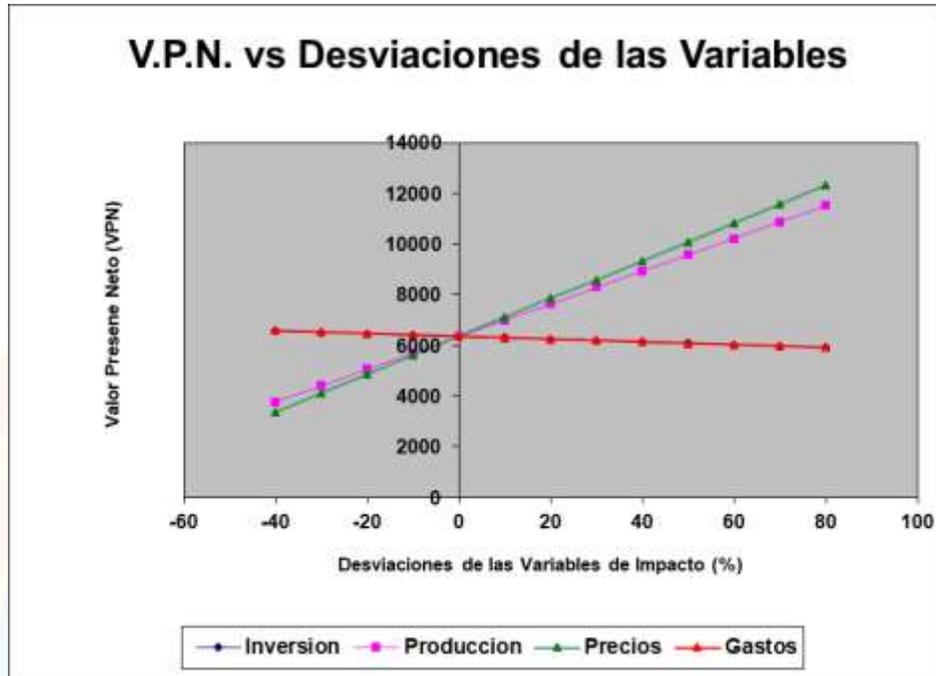
Grafica K.3 Diagrama Araña pozo CJS0101 alternativa BM



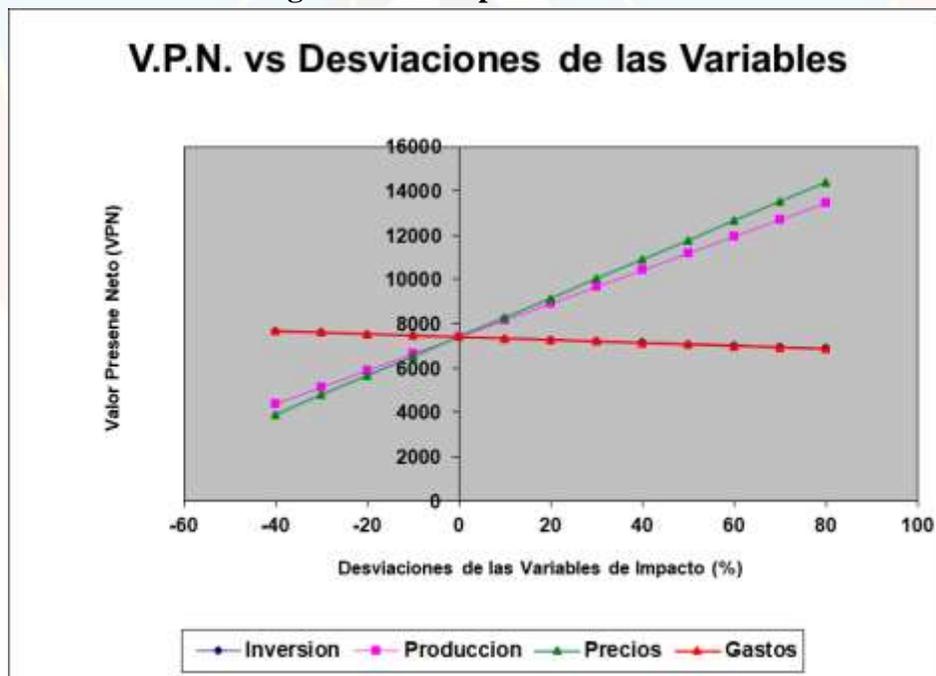
Grafica K.4 Diagrama Araña pozo CJS0136 alternativa BCP



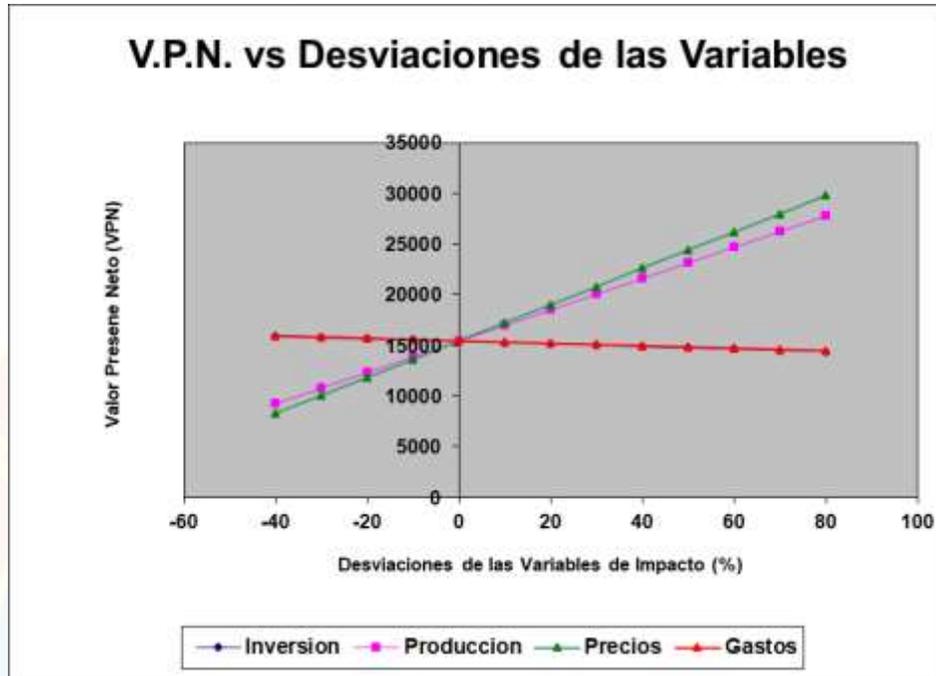
Grafica K.5 Diagrama Araña pozo CJS0136 alternativa BES



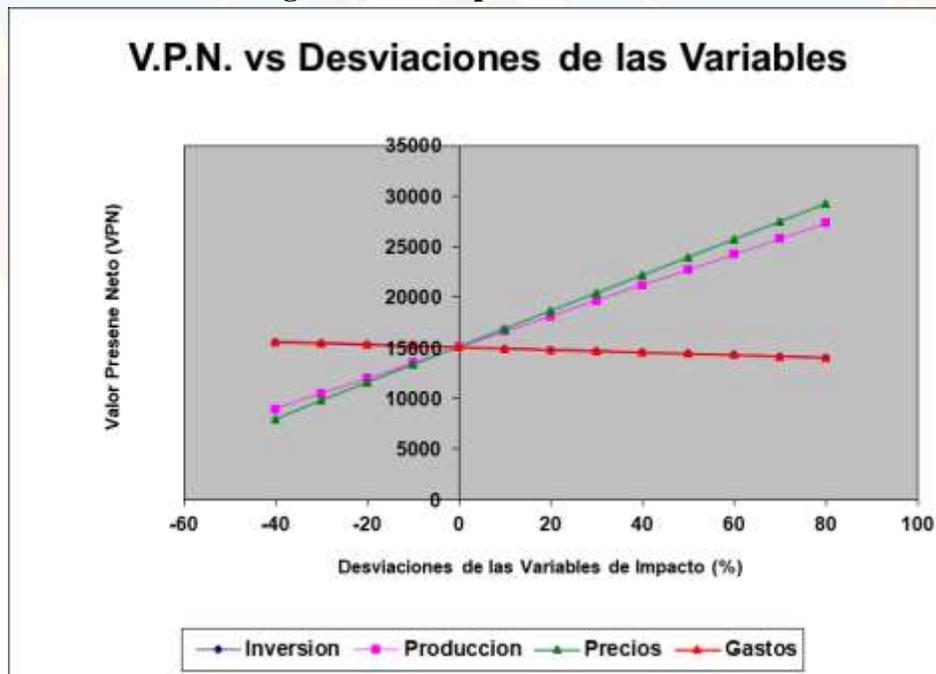
Grafica K.6 Diagrama Araña pozo CJS0136 alternativa BM



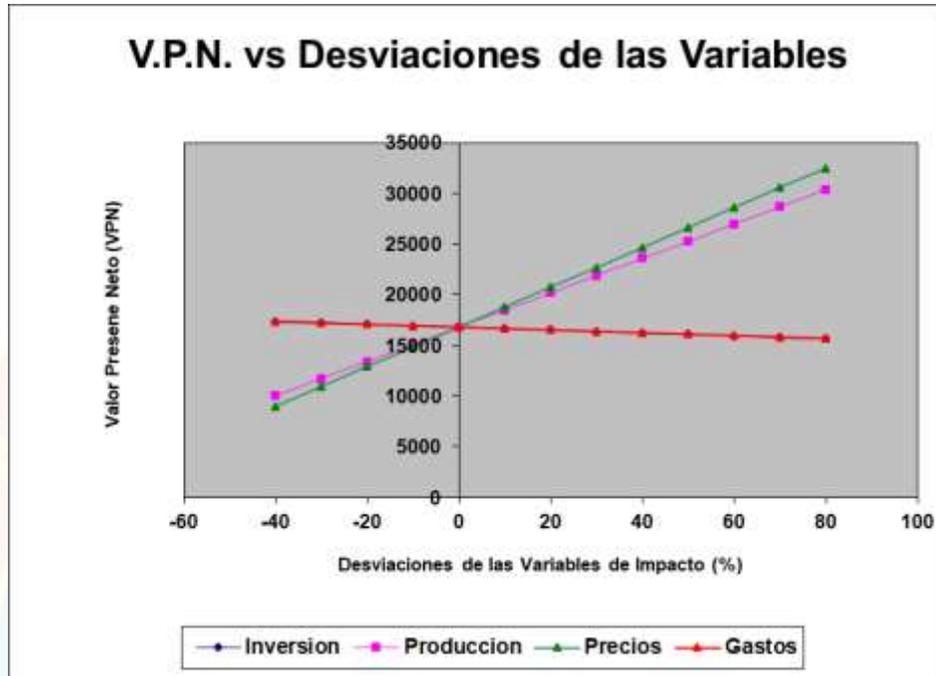
Grafica K.7 Diagrama Araña pozo CJS0185 alternativa BCP



Grafica K.8 Diagrama Araña pozo CJS0185 alternativa BES



Grafica K.9 Diagrama Araña pozo CJS0185 alternativa BM



HOJAS METADATOS

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 1/6

Título	Determinación del método de producción óptimo para los pozos del campo MPE-3, perteneciente a la empresa mixta petrolera SINOVENSA, S.A.
---------------	---

El Título es requerido. El subtítulo o título alternativo es opcional.

Autor(es)

Apellidos y Nombres	Código ORCID / e-mail	
Rojas Salazar. Yeimar Del Valle	ORCID	26762790
	e-mail	yeimarrojas.2112@gmail.com
Durán Guzmán. Luis Felipe	ORCID	25431461
	e-mail	luisdurang96@gmail.com

Se requiere por lo menos los apellidos y nombres de un autor. El formato para escribir los apellidos y nombres es: "Apellido1 InicialApellido2., Nombre1 InicialNombre2". Si el autor está registrado en el sistema ORCID (Open Researcher and Contributor ID) se anota el código respectivo (para ciudadanos venezolanos dicho código coincide con el número de la Cedula de Identidad). El campo e-mail es completamente opcional y depende de la voluntad de los autores.

Palabras o frases clave:

optimización
producción
simulación
análisis nodal
factibilidad económica
trabajo de grado

El representante de la subcomisión de tesis solicitará a los miembros del jurado la lista de las palabras claves. Deben indicarse por lo menos cuatro (4) palabras clave.

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 2/6

Líneas y sublíneas de investigación:

Área	Sub-área
Tecnología y ciencias aplicadas	Ingeniería de Petróleo

Debe indicarse por lo menos una línea o área de investigación y por cada área por lo menos un subárea. El representante de la subcomisión solicitará esta información a los miembros del jurado.

Resumen (Abstract):

El objetivo fundamental de la presente investigación, fue la determinación del método de producción óptimo para los pozos del Campo MPE-3. Para lograrlo, primero se seleccionaron los pozos CJS0101, CJS0136 y CJS0185 como candidatos para el estudio, completados con equipo de levantamiento artificial por bombeo de cavidades progresivas, con bombas: KUDU 45 k 1600, KUDU 56 K 1800 y PCM 400-100E1600 respectivamente. Posteriormente, se describieron sus condiciones generales de producción y temperatura y se construyeron gráficos de sus comportamientos de producción. Se establecieron los distintos métodos de levantamiento artificial a evaluar en el Campo MPE-3, en este caso se seleccionaron bombeo mecánico y bombeo electrosumergible, de acuerdo a los parámetros de aplicabilidad de cada uno, además del método instalado actualmente. Seguidamente, se determinó el potencial de producción óptimo de los pozos a través de análisis nodal haciendo uso del simulador PIPESIM. Finalmente, se inició con el estudio de factibilidad económica para determinar la alternativa más viable en cuanto a tiempo de retorno de pago. Se concluye que, aunque existe una diferencia mínima en el tiempo de pago entre los métodos de levantamiento comparados en esta investigación (BCP, BES y BM), la mejor opción es continuar con el método actual y realizar cambio de bomba. Para los pozos CJS0101 y CJS0136 el modelo que se adapta es el WEATHERFORD EDM 500-4100 y para el pozo CJS01085 el WEATHERFORD EDM 1000-4100.

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 3/6

Contribuidores:

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
ING. MSc. Gamboa María	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input checked="" type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	ORCID	15323035
	e-mail	megamboa.udomonagas@gmail.com
ING. MSc. José Oca	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input checked="" type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	ORCID	17463904
	e-mail	joca.udomonagas@gmail.com
ING. Espinoza Martha	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	ORCID	8369941
	e-mail	martharel10@gmail.com
ING. MSc. Hernández Ana	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	ORCID	13915353
	e-mail	anayelitzahernandezveliz@gmail.com

Se requiere por lo menos los apellidos y nombres del tutor y los otros dos (2) jurados. El formato para escribir los apellidos y nombres es: "Apellido1 InicialApellido2., Nombre1 InicialNombre2". Si el autor esta registrado en el sistema ORCID (Open Researcher and Contributor ID), se anota el código respectivo (para ciudadanos venezolanos dicho código coincide con el numero de la Cedula de Identidad).. La codificación del Rol es: CA = Coautor, AS = Asesor, TU = Tutor, JU = Jurado.

Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
2025	02	06

Fecha en formato ISO (AAAA-MM-DD). Ej: 2005-03-18. El dato fecha es requerido.

Lenguaje: spa

Requerido. Lenguaje del texto discutido y aprobado, codificado usando ISO 639-2. El código para español o castellano es spa. El código para ingles en. Si el lenguaje se especifica, se asume que es el inglés (en).

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 4/6

Archivo(s):

Nombre de archivo
NMOTTG_RSYD2025

Caracteres permitidos en los nombres de los archivos: **A B C D E F G H I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 _ - .**

Alcance:

Espacial: Petrolera Sinovensa, S.A, se encuentra ubicada en el campo de estudio (Campo MPE-3), en el Estado Monagas, a 120 Km al Sur de la ciudad de Maturín

Temporal: 2023

Título o Grado asociado con el trabajo:

Ingeniero de Petróleo

Dato requerido. Ejemplo: Licenciado en Matemáticas, Magister Scientiarum en Biología Pesquera, Profesor Asociado, Administrativo III, etc

Nivel Asociado con el trabajo: Ingeniería

Dato requerido. Ejs: Licenciatura, Magister, Doctorado, Post-doctorado, etc.

Área de Estudio:

Tecnología y ciencias aplicadas

Usualmente es el nombre del programa o departamento.

Institución(es) que garantiza(n) el Título o grado:

Universidad de Oriente

Hoja de metadatos para tesis y trabajos de Ascenso- 5/6



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
CONSEJO UNIVERSITARIO
RECTORADO

CUN°0975

Cumaná, 04 AGO 2009

Ciudadano
Prof. JESÚS MARTÍNEZ YÉPEZ
Vicerrector Académico
Universidad de Oriente
Su Despacho

Estimado Profesor Martínez:

Cumplo en notificarle que el Consejo Universitario, en Reunión Ordinaria celebrada en Centro de Convenciones de Cantaura, los días 28 y 29 de julio de 2009, conoció el punto de agenda **"SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN PARA PUBLICAR TODA LA PRODUCCIÓN INTELECTUAL DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL DE LA UDO, SEGÚN VRAC N° 696/2009"**.

Leído el oficio SIBI - 139/2009 de fecha 09-07-2009, suscrita por el Dr. Abul K. Bashirullah, Director de Bibliotecas, este Cuerpo Colegiado decidió, por unanimidad, autorizar la publicación de toda la producción intelectual de la Universidad de Oriente en el Repositorio en cuestión.

Comunicación que hago a usted a los fines consiguientes.

RECIBIDO POR *[Firma]*
EFCHA 5/8/09 HORA 5:20

Cordialmente,
[Firma]
JUAN A. BOLANOS CURTEL
Secretario

C.C: Rectora, Vicerrectora Administrativa, Decanos de los Núcleos, Coordinador General de Administración, Director de Personal, Dirección de Finanzas, Dirección de Presupuesto, Contraloría Interna, Consultoría Jurídica, Director de Bibliotecas, Dirección de Publicaciones, Dirección de Computación, Coordinación de Teleinformática, Coordinación General de Postgrado.

JABC/YOC/manaja

Hoja de metadatos para tesis y trabajos de Ascenso- 6/6

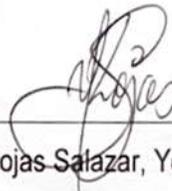
De acuerdo al Artículo 41 del reglamento de Trabajos de Grado:

Los Trabajos de Grado son de la exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente, y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quién deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización.



Durán Guzmán, Luis Felipe de Jesús

Autor



Rojas Salazar, Yeimar del Valle

Autor



Profa. MSc. María Gamboa

Asesor Académico