



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

**ESTIMACIÓN DE LA RENTABILIDAD ECONÓMICA PARA LA  
REACTIVACIÓN DE POZOS EN LA FORMACIÓN LAS PIEDRAS DEL  
CAMPO OROCUAL, DISTRITO FURRIAL**

**REALIZADO POR:  
MARVELLYS SARAIS AGUILERA AGUILERA  
YANNELKI YESIBEL MARTÍNEZ AGUILERA**

**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**

**ESTIMACIÓN DE LA RENTABILIDAD ECONÓMICA PARA LA  
REACTIVACIÓN DE POZOS EN LA FORMACIÓN LAS PIEDRAS DEL  
CAMPO OROCUAL, DISTRITO FURRIAL**

**REALIZADO POR:  
MARVELLYS SARAIS AGUILERA AGUILERA  
C.I. V-21.379.912  
YANNELKI YESIBEL MARTÍNEZ AGUILERA  
C.I. V-21.379.788**

**REVISADO POR:**  
  
**MSc. ANA YELITZA HERNÁNDEZ**  
**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

ESTIMACIÓN DE LA RENTABILIDAD ECONÓMICA PARA LA  
REACTIVACIÓN DE POZOS EN LA FORMACIÓN LAS PIEDRAS DEL  
CAMPO OROCUAL, DISTRITO FURRIAL

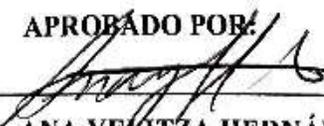
MARVELLYS SARAIS AGUILERA AGUILERA

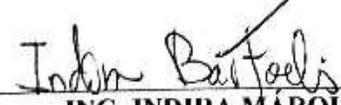
C.I. V-21.379.912

YANNELKI YESIBEL MARTÍNEZ AGUILERA

C.I. V-21.379.788

APROBADO POR:

  
MSc. ANA YELITZA HERNÁNDEZ  
Asesor Académico

  
ING. INDIRA MÁRQUEZ

Jurado Principal

  
ING. JESÚS OTAHOLA

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° 000003159-00252-01-2025

En Maturin, siendo las 8:00 am del día 26 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. Ana Hernández (Asesor Académico), Ing. Indira Márquez (Jurado), Ing. Jesús Otahola (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: **ESTIMACIÓN DE LA RENTABILIDAD ECONÓMICA PARA LA REACTIVACIÓN DE POZOS EN LA FORMACIÓN LAS PIEDRAS DEL CAMPO OROCUAL, DISTRITO FURRIAL**. Por la Bachiller: **MARVELLYS SARAIS AGUILERA AGUILERA, C.I. 21 379 912**. El jurado, luego de la discusión del mismo acuerdan calificarlo como:

Aprobado por unanimidad

Marvellys Aguilera

Br Marvellys Sarais Aguilera Aguilera

C.I. 21 379 912

Ana Hernández

Prof. MSc. Ana Hernández

C.I.: 13 915 353

Asesor Académico

Indira Bartololi

Prof. Ing. Indira Márquez

C.I.: 18 272 148

Jurado

Carlos De La Cruz

Prof. MSc. Carlos De La Cruz

C.I.: 12 664 336

Sub-Comisión de Trabajo de Grado

Jesús Otahola

Prof. Ing. Jesús Otahola

C.I.: 14 940 176

Jurado

Jesús Otahola

Prof. Ing. Jesús Otahola

C.I.: 14 940 176

Jefe de Departamento

Segun 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°- 413 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.

DEL PUEBLO VENIMOS / HACIA EL PUEBLO VAMOS



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° 000003160-00253-01-2025

En Maturín, siendo las 8:00 am del día 26 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. Ana Hernández (Asesor Académico), Ing. Indira Márquez (Jurado), Ing. Jesús Otahola (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: **ESTIMACIÓN DE LA RENTABILIDAD ECONÓMICA PARA LA REACTIVACIÓN DE POZOS EN LA FORMACIÓN LAS PIEDRAS DEL CAMPO OROCUAL, DISTRITO FURRIAL**. Por la Bachiller: **YANNELKI YESIBEL MARTÍNEZ AGUILERA, C.I. 21 379 788**. El jurado, luego de la discusión del mismo acuerdan calificarlo como:

*Aprobado por unanimidad*

*Yannelki Martínez*

Br. Yannelki Yesibel Martínez Aguilera  
C.I. 21 379 788

*Ana Hernández*

Prof. MSc. Ana Hernández  
C.I.: 13 915 353

**Asesor Académico**

*Indira Márquez*

Prof. Ing. Indira Márquez  
C.I.: 18 272 148

**Jurado**

*Carlos De La Cruz*

Prof. MSc. Carlos De La Cruz  
C.I.: 12 664 336

**Sub-Comisión de Trabajo de Grado**

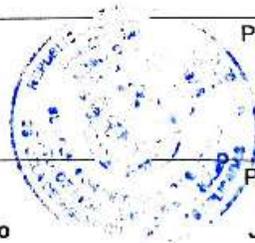
*Jesús Otahola*

Prof. Ing. Jesús Otahola  
C.I.: 14 940 176

**Jurado**

Prof. Ing. Jesús Otahola  
C.I.: 14 940 176

**Jefe de Departamento**

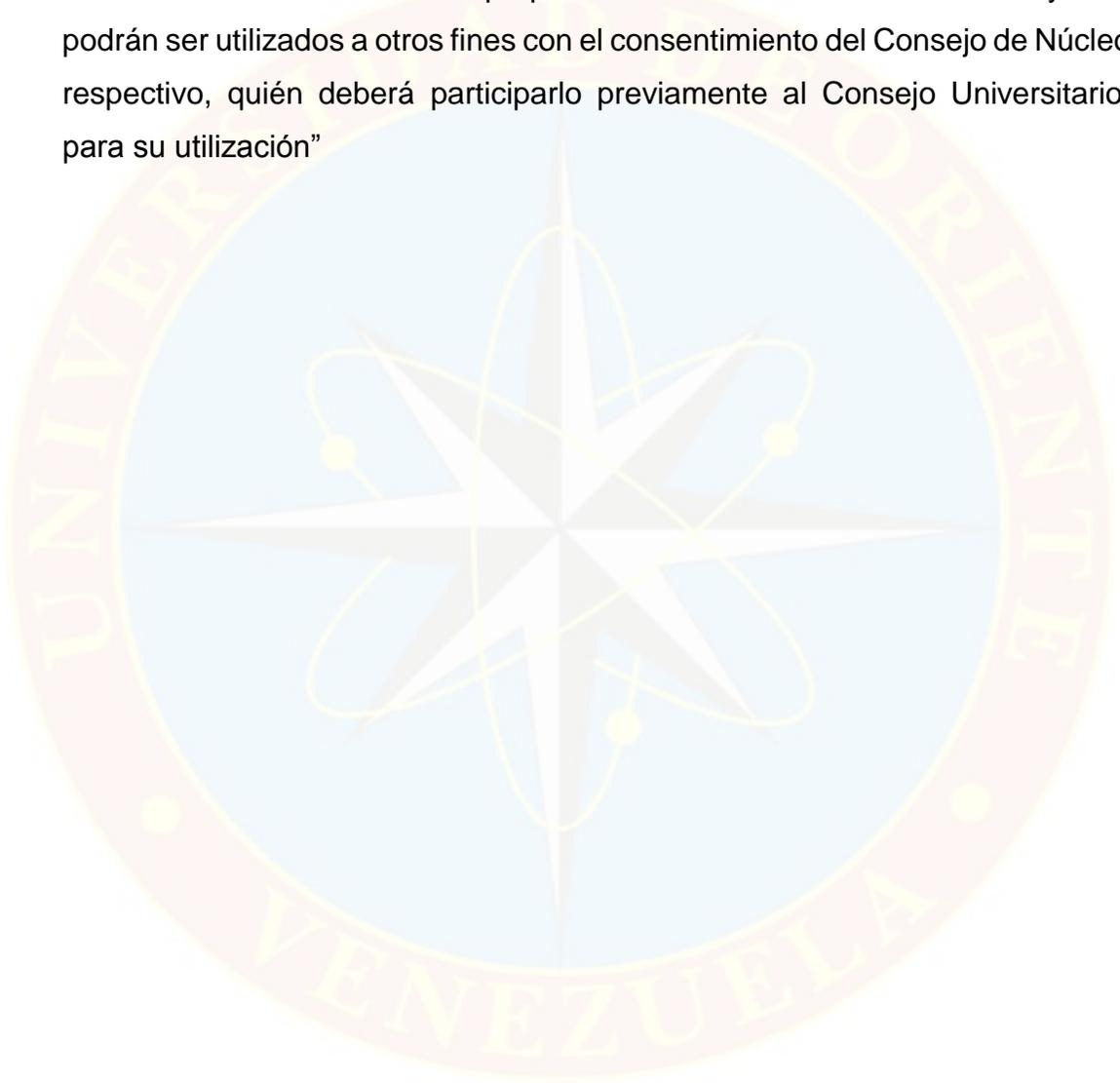


Según establecido en resolución de Consejo Universitario N° 034/2009 de fecha 11/06/2009 y Artículo 13 Literal J del Reglamento de Trabajo de Grado de la Universidad de Oriente. NOTA: Para que esta acta tenga validez debe ser asentada en la hoja N°- 415 del 15° libro de Actas de Trabajos de Grado del Departamento de Ingeniería de Petróleo, EICA de la Universidad de Oriente y estar debidamente firmada por el (los) asesor (es) y miembros del jurado.

DEL PUEBLO VENIMOS / HACIA EL PUEBLO VAMOS

## RESOLUCIÓN

De acuerdo al Artículo 41 del reglamento de Trabajo 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 utilización”



## DEDICATORIA

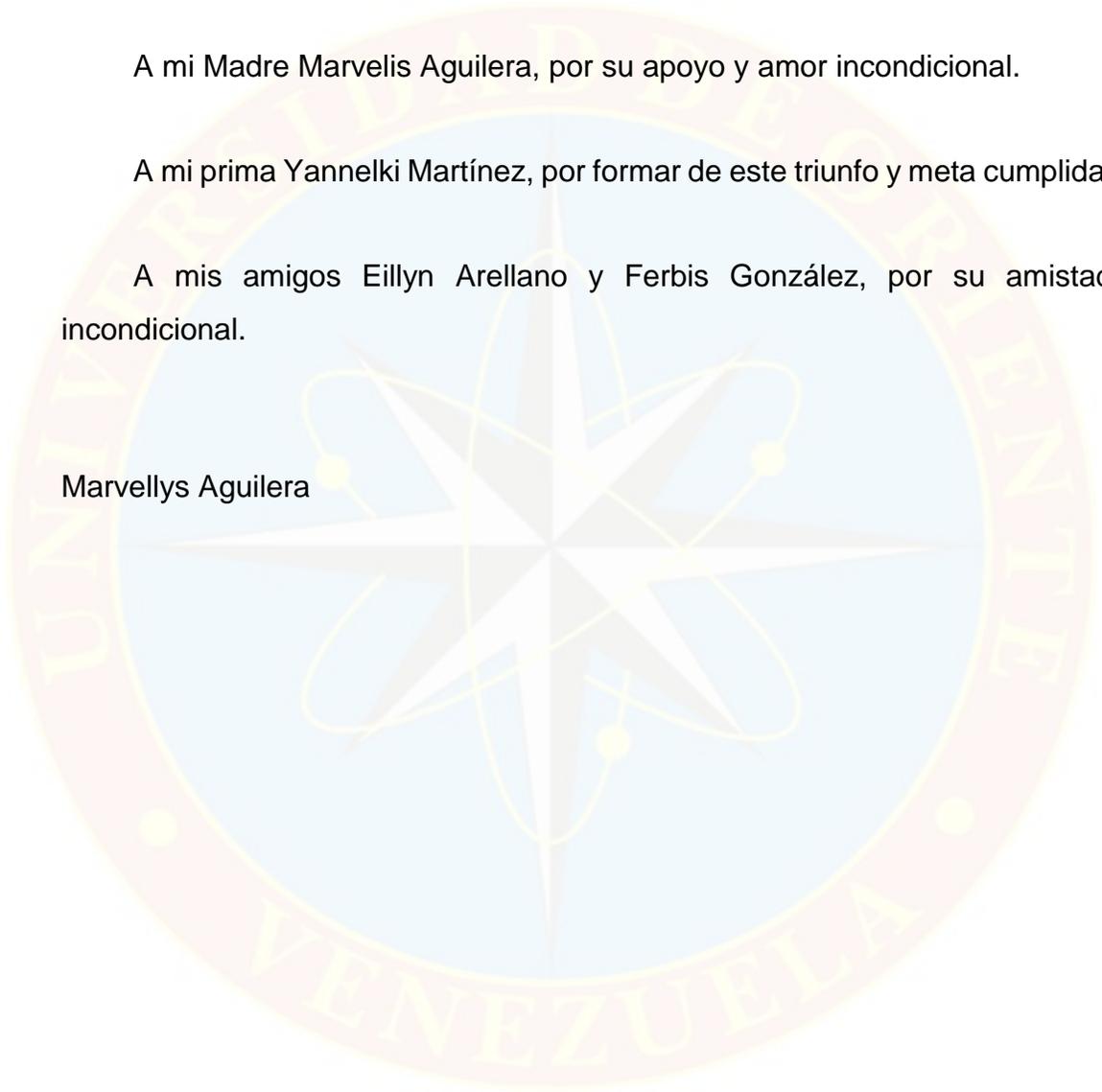
A Dios todopoderoso, por permitirme alcanzar esta meta.

A mi Madre Marvelis Aguilera, por su apoyo y amor incondicional.

A mi prima Yannelki Martínez, por formar de este triunfo y meta cumplida.

A mis amigos Eillyn Arellano y Ferbis González, por su amistad incondicional.

Marvellys Aguilera



## DEDICATORIA

Primeramente dedico este día a mi amado Dios, quien es el rey de reyes y señor de señores, nunca me hizo sentir sola y de alguna u otra forma me demostraba su bondad y amor infinita en cada etapa de este recorrido.

Con mucha felicidad y emoción, que no cabe en mi corazón, dedico este logro a mis padres, Yalides Aguilera y Esteban Martínez, por ser siempre mis pilares, nunca desistir y creer siempre en mí, más que una dedicatoria, merecen todo lo que hasta ahora he logrado porque gracias a ellos soy una mujer persistente.

También, quiero dedicar a mis hermanas, quienes siempre estuvieron presente en cada paso de mi vida, ellas fueron mi inspiración para crecer profesionalmente, principalmente a mi hermana Cristina Martínez, fue una de las personas que estuvo a mi lado desde el primer día, cuando coloque un pie en la casa más alta, mi amada UDO.

Mil gracias padre celestial, mamá y papá y todos y cada uno de ustedes, mi amada familia.

Yannelki Martínez

## **AGRADECIMIENTOS**

Primeramente agradecerle a nuestros Padre Celestial y amigo incondicional. Gracias Jehová, por permitirme llegar hasta aquí. Solo él conoce mis angustias y esfuerzos; guiándome en cada momento con su espíritu.

A mis queridos y adorables padres, Marvelis Aguilera y Alí Rausseo, por cada uno de sus consejos, por ese amor incondicional que a pesar de la distancia y condiciones, siempre estuvieron apoyando cada etapa de mi vida y carrera profesional, formando parte de este bonito proyecto.

A mis hermanos, agradecida por tenerlos en mi vida y por formar parte de esta bonita historia. En especial a ti mi hermano, Luis Alfredo, a pesar de que, no estas físicamente con nosotros, tu espíritu está en cada momento de nuestras vidas. Un beso al cielo mi niño amado.

A mi tutora y profesora Ana Yelitza Hernández, por guiarnos y compartir sus conocimientos con nosotras para la elaboración de este hermoso proyecto.

Marvellys Aguilera

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco a Dios, sobre todas las cosas, a mis papás, quienes a pesar de la distancia que nos separaba, siempre me apoyaron y confiaron en mí, trabajaron fuertemente para darme una buena educación y hacerme una mujer de bien. Gracias a ellos estoy hoy aquí.

A mis hermanas Mayra Martínez, Eddy Martínez y Cristina Martínez, quienes fueron mi mejor ejemplo a seguir, gracias a ellas decidí escoger esta profesión, porque me enseñaron a ir atrás de lo que deseo.

A mi prima Marvellys Aguilera, mi compañera de vida y estudio, y que hoy en este día muy importante se encuentra aquí a mi lado, gracias. A mis amigas Ruth Suárez, Jeiruzca Suarez, Kelly Ruiz y a mi amigo Manuel García, todos ellos con su carisma y simpatía hacían de mis días más llevaderos.

También quiero agradecer a mí tutora, MSc. Ana Yelitza Hernández, gracias por ayudarnos y brindarnos sus conocimientos, que Dios le de mucha vida y salud.

A todos, de corazón, muchas gracias, por ser partícipe de mi recorrido en esta etapa de mi vida.

Gracias UDO MONAGAS, por abrir tus puertas a mi sueño.

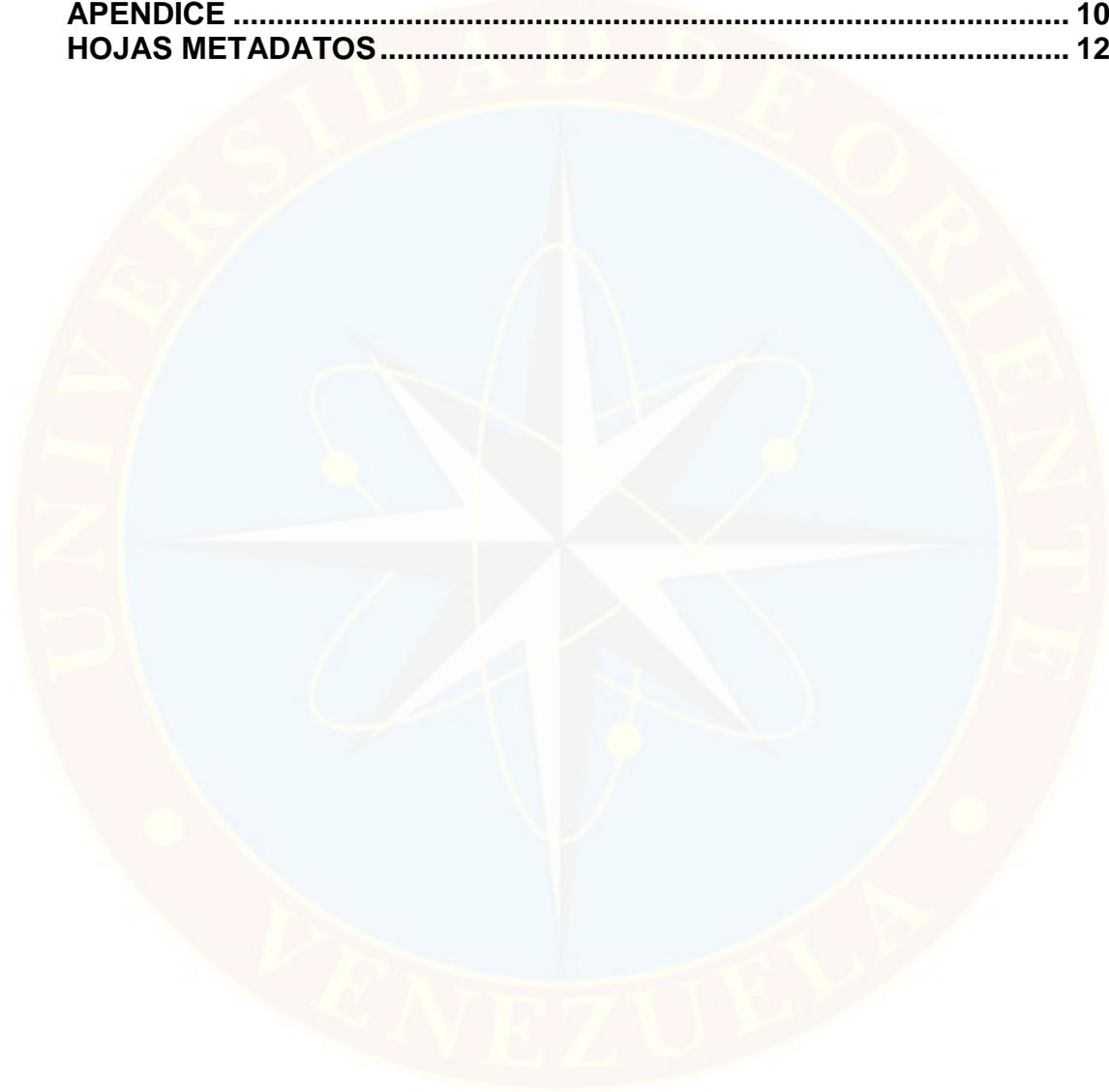
Yannelki Martínez

# ÍNDICE GENERAL

	Pág.
RESOLUCIÓN .....	vi
DEDICATORIA .....	vii
AGRADECIMIENTOS .....	ix
ÍNDICE GENERAL .....	xi
INDICE DE FIGURAS.....	xiv
INDICE DE GRÁFICOS.....	xv
INDICE DE TABLAS .....	xvi
INDICE DE ABREVIATURAS .....	xviii
RESUMEN.....	xix
INTRODUCCIÓN .....	1
CAPÍTULO I.....	3
<b>EL PROBLEMA Y SUS GENERALIDADES .....</b>	<b>3</b>
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN .....	5
1.2.1 Objetivo General.....	5
1.2.2 Objetivos Específicos .....	5
1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN .....	5
CAPÍTULO II.....	6
<b>MARCO TEÓRICO .....</b>	<b>6</b>
2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN .....	6
2.2 UBICACIÓN O DESCRIPCIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO.....	8
2.2.1 Descripción del área de estudio .....	8
2.2.2 Estructura geológica.....	9
2.2.3 Estratigrafía del área .....	9
2.2.3 Características de la formación Las Piedras .....	10
2.3 BASES TEÓRICAS .....	10
2.3.1 Crudos pesados .....	10
2.3.2 Viscosidad de un fluido.....	11
2.3.3 Rehabilitación de Pozos .....	11
2.3.4 Tipos de rehabilitación de pozos .....	12
2.3.4.1 Rehabilitación mecánica .....	12
2.3.5 Completación de pozos .....	17
2.3.6 Técnicas para el control de arena .....	18
2.3.6 Levantamiento artificial por gas (LAG) .....	18
2.3.7 Bombeo mecánico (BM) .....	19
2.3.8 Bombeo de cavidad progresiva (BCP) .....	20
2.3.9 Estimulación .....	21
2.3.10 Categorías de pozos .....	22
2.3.11 Evaluación Económica .....	23

2.3.12 Indicadores económicos .....	23
2.3.12.1 Tasa Interna de Retorno (TIR) .....	23
2.3.12.2 Tiempo de pago .....	23
2.3.12.3 Valor Presente Neto (VPN) .....	23
2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS .....	24
<b>CAPÍTULO III.....</b>	<b>26</b>
<b>MARCO METODOLÓGICO.....</b>	<b>26</b>
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN .....	26
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	26
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA .....	27
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO .....	27
3.4.1 Análisis del comportamiento de producción de los pozos inactivos en la formación Las Piedras, campo Orocuál para el momento del estudio. ....	28
3.4.2 Establecimiento de la propuesta más adecuada para la reactivación de cada pozo estudiado. ....	29
3.4.3 Evaluación económica de la propuesta de reactivación establecida para cada pozo.....	30
3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS ....	30
3.5.1 Técnicas .....	31
3.5.1.1 Recopilación bibliográfica o documental .....	31
3.5.1.2 Entrevistas no estructuradas .....	31
3.5.2 Instrumentos.....	31
3.5.2.1 Centro de información del negocio Lagoven (CENTINELA). ....	32
3.5.2.2 Oil Field Manager (OFM).....	32
3.5.2.3 Simulador de producción para BCP (PCPUMP v.2671) .....	32
3.5.2.4 Simulador de producción para BM (RODSTAR-V 3.1.1) .....	33
3.5.2.5 SEE PLUS.....	33
3.6 RECURSOS .....	33
3.6.1 Materiales.....	33
3.6.2 Humanos .....	34
3.6.3 Financieros .....	34
<b>CAPÍTULO IV .....</b>	<b>35</b>
<b>ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS .....</b>	<b>35</b>
4.1 ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS INACTIVOS EN LA FORMACIÓN LAS PIEDRAS, CAMPO OROCUÁL PARA EL MOMENTO DEL ESTUDIO.....	35
4.1.1 Comportamiento histórico de producción de los pozos en estudio.....	36
4.2 ESTABLECIMIENTO DE LA PROPUESTA MÁS ADECUADA PARA LA REACTIVACIÓN DE CADA POZO ESTUDIADO .....	46
4.3 EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA PROPUESTA DE REACTIVACIÓN ESTABLECIDA PARA CADA POZO.....	85

<b>CAPÍTULO V .....</b>	<b>95</b>
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>95</b>
5.1 CONCLUSIONES .....	95
5.2 RECOMENDACIONES.....	96
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>97</b>
<b>APENDICE .....</b>	<b>100</b>
<b>HOJAS METADATOS.....</b>	<b>121</b>



## INDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Ubicación Geográfica del Campo Orocual.....	8
Figura 2.2 Columna Estratigráfica del Campo Orocual.....	9
Figura 2.3 Sistema de levantamiento artificial por gas (LAG) .....	19
Figura 2.4 Componentes del Bombeo mecánico (BM). .....	20
Figura 2.5 Componentes del Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP).....	21
Figura 4.1 Resultados de simulación con BCP Pozo OS-85 .....	57
Figura 4.2 Resultados de simulación con BCP Pozo OS-92 .....	67
Figura 4.3 Resultados de simulación con BCP Pozo OS-94 .....	73
Figura 4.4 Resultados de simulación con BCP Pozo OS-117 .....	84
Figura 4.5 Resultados de la evaluación económica pozo OC-39.....	86
Figura 4.6 Resultados de la evaluación económica pozo OS-85.....	87
Figura 4.7 Resultados de la evaluación económica pozo OS-89.....	88
Figura 4.8 Resultados de la evaluación económica pozo OS-92.....	90
Figura 4.9 Resultados de la evaluación económica pozo OS-94.....	91
Figura 4.10 Resultados de la evaluación económica pozo OS-96.....	92
Figura 4.11 Resultados de la evaluación económica pozo OS-117.....	93

## INDICE DE GRÁFICOS

Gráfica 4.1. Comportamiento de producción pozo OC-39 .....	37
Gráfica 4.2. Comportamiento de producción pozo OS-85 .....	39
Gráfica 4.3. Comportamiento de producción pozo OS-89 .....	40
Gráfica 4.4. Comportamiento de producción pozo OS-92 .....	42
Gráfica 4.5. Comportamiento de producción pozo OS-94 .....	43
Gráfica 4.6. Comportamiento de producción pozo OS-96 .....	45
Gráfica 4.7. IP pozo OC-39.....	49
Gráfica 4.8. Simulación de cartas dinagráficas en fondo y superficie y análisis de esfuerzos de sobrecarga del sistema BM Pozo OC-39 .....	52
Gráfica 4.9. IP pozo OS-85 .....	54
Gráfica 4.10. IP pozo OS-89.....	60
Gráfica 4.11. Simulación de cartas dinagráficas en fondo y superficie y análisis de esfuerzos de sobrecarga del sistema BM Pozo OS-89 .....	63
Gráfica 4.12. IP pozo OS-92.....	65
Gráfica 4.13. IP pozo OS-94.....	71
Gráfica 4.14. IP pozo OS-96.....	76
Gráfica 4.15. Simulación de cartas dinagráficas en fondo y superficie y análisis de esfuerzos de sobrecarga del sistema BM Pozo OS-96 .....	78
Gráfica 4.16. IP pozo OS-117 .....	81

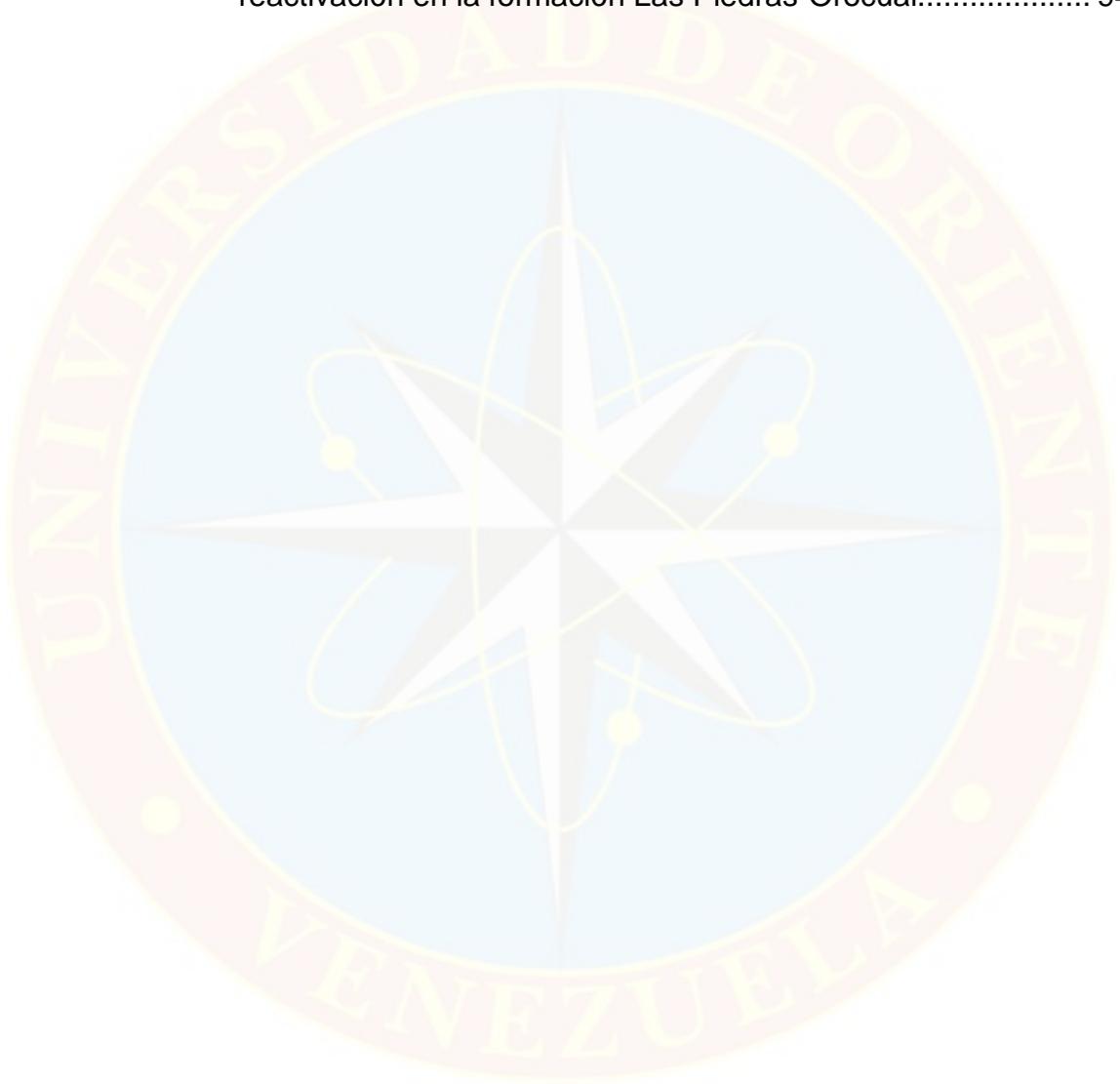
## INDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Categoría de los pozos según su estado de actividad .....	22
Tabla 4.1. Condiciones de los pozos inactivos formación Las Piedras- Orocual .....	35
Tabla 4.2. Diagnóstico de los pozos inactivos formación Las Piedras- Orocual .....	46
Tabla 4.3. Volumetría de la química para limpieza y estimulación pozo OC- 39.....	48
Tabla 4.4. Datos para simulaciones pozo OC-39 .....	50
Tabla 4.5. Configuración de equipo para control de arena pozo OS-85 .....	53
Tabla 4.6. Datos para simulaciones pozo OS-85.....	55
Tabla 4.7. Volumetría de la química para estimulación pozo OS-89 .....	60
Tabla 4.8. Datos para simulaciones pozo OS-89.....	61
Tabla 4.9. Volumetría de la química para limpieza y estimulación pozo OS- 92.....	65
Tabla 4.10. Datos para simulaciones pozo OS-92.....	66
Tabla 4.11. Volumetría de la química para limpieza pozo OS-94 .....	69
Tabla 4.12. Volumetría de la química para estimulación pozo OS-94 .....	69
Tabla 4.13. Configuración de equipo para control de arena pozo OS-94 .....	70
Tabla 4.14. Datos para simulaciones pozo OS-94 .....	71
Tabla 4.15. Volumetría de la química para limpieza pozo OS-96 .....	74
Tabla 4.16. Volumetría de la química para estimulación pozo OS-96 .....	74
Tabla 4.17. Configuración de equipo para control de arena pozo OS-96 .....	75
Tabla 4.18. Datos para simulaciones pozo OS-96.....	76
Tabla 4.19. Volumetría de la química para limpieza pozo OS-117 .....	79
Tabla 4.20. Volumetría de la química para estimulación pozo OS-117 .....	79
Tabla 4.21. Configuración de equipo para control de arena pozo OS-117 ...	80
Tabla 4.22. Datos para simulaciones pozo OS-117.....	82
Tabla 4.23. Propuestas para reactivación de pozos en la formación Las .....	84
Tabla 4.24. Descripción de costos para propuesta de reactivación del pozo .....	85
Tabla 4.25. Descripción de costos para propuesta de reactivación del pozo .....	87
Tabla 4.26. Descripción de costos para propuesta de reactivación del pozo .....	88
Tabla 4.27. Descripción de costos para propuesta de reactivación del pozo .....	89
Tabla 4.28. Descripción de costos para propuesta de reactivación del pozo .....	90

Tabla 4.29. Descripción de costos para propuesta de reactivación del pozo ..... 92

Tabla 4.30. Descripción de costos para propuesta de reactivación del pozo ..... 93

Tabla 4.31. Producción total estimada de los pozos propuestos para reactivación en la formación Las Piedras-Orocual..... 94



## INDICE DE ABREVIATURAS

**AyS:** agua y sedimento.

**API:** gravedad API del fluido (grados).

**BBPD:** barriles brutos de petróleo por día.

**BCP:** bombeo de cavidad progresiva.

**BM:** bombeo mecánico.

**BNPD:** barriles netos de petróleo por día.

**LBS:** libras.

**LPC:** libras por pulgadas cuadradas.

**LPG:** libras por galón.

**MD:** profundidad medida.

**OFM:** oil field manager.

**RGP:** relación Gas Petróleo.

**RPM:** revoluciones por minutos.

**SPM:** strokes por minutos.

**T:** temperatura de yacimientos.

**TCP:** cañones bajados con tubería.

**TDH:** tapón de hierro.



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

**ESTIMACIÓN DE LA RENTABILIDAD ECONÓMICA PARA LA  
REACTIVACIÓN DE POZOS EN LA FORMACIÓN LAS PIEDRAS DEL  
CAMPO OROCUAL, DISTRITO FURRIAL**

**Autores:**

**Marvellys Sarais Aguilera Aguilera  
C.I. 21.379.912  
Yannelki Yesibel Martínez Aguilera  
C.I. 21.379.788**

**Asesora:**

**MSc. Ana Hernández  
(Asesor académico)**

**Febrero, 2025**

## **RESUMEN**

La investigación desarrollada, estuvo enfocada en estimar la rentabilidad económica de las propuestas técnicas para la reactivación de pozos en la formación Las Piedras del campo Orocual. Se estudiaron siete (7) pozos inactivos OC-39, OS-85, OS-89, OS-92, OS-94, OS-96 y OS-117, en primer lugar, se recopiló la información referente a dicha formación y sus pozos inactivos, analizando el comportamiento de producción de cada uno de ellos y la causa de su inactividad, en este punto, se determinó que, los pozos OS-85, OS-94, OS-96 y OS-117 presentaban arenamiento, mientras que, los pozos OC-39 y OS-92, tenían baja productividad y bomba de levantamiento artificial dañada; y el pozo OS-89, fue cerrado por alto corte de agua. Una vez determinada la causa por la cual estaban inactivos, se realizó la recopilación e identificación de los rangos y condiciones bajo las cuales pueden ser aplicadas las diferentes propuestas a utilizarse para la reactivación de los pozos de crudos pesados y extrapesados en estudio, identificándose las alternativas más adecuadas para cada uno de ellos, dentro de las que se encuentran, limpieza y estimulación, reliner, cañoneo y reemplazó o instalación de equipos de levantamiento artificial en el fondo del pozo. Finalmente, se realizó la evaluación económica, indicando que, todas las propuestas resultaron ser económicamente rentables, por obtenerse un  $VPN > 0$ , con una producción total asociada de 1055 BNPD.

**Palabras clave:** Reactivación, reacondicionamiento, categoría 3, levantamiento artificial, limpieza y estimulación, rentabilidad.

## INTRODUCCIÓN

Actualmente, las reservas convencionales de petróleo están en constante agotamiento, llevando el futuro de la industria petrolera hasta la explotación de crudos no convencionales (Tapias, 2015). Si se compara, la producción de hidrocarburos livianos y medianos, con la explotación de crudos pesados y extrapesados, ésta última, es más compleja, debido a su elevada viscosidad y a las relaciones carbono/hidrógeno, las cuales, distinguen su inmovilidad desde el punto de vista geológico.

En Venezuela, debido a muchos años de explotación petrolera, la mayoría de los campos son maduros, tal es el caso del campo Orocuai, el cual se encuentra al norte del estado Monagas y fue descubierto en el año 1933 por la Caribbean Petroleum Company (Grupo Shell), quienes luego de haber intentado fallidamente con un par de pozos, encontró petróleo en la formación Las Piedras, una formación somera, del período Terciario, cuya base puede alcanzar más de 4.500 pies de profundidad. El pozo descubridor del campo fue perforado en 1933, con una profundidad de 3040 pies, sin embargo, fue en el año 1958 cuando comenzó el desarrollo del campo, teniendo en la actualidad 66 años de explotación (PDVSA,2007).

Los pozos perforados en la formación Las Piedras del campo Orocuai, son básicamente, productores de crudo pesado y extrapesado, varios de estos pozos han presentado descensos en su producción y se encuentran inactivos, debidos a diversos inconvenientes mecánicos y operacionales, principalmente debido a alta viscosidad, obstrucción mecánica, baja productividad, interferencia por gas, arenamiento, equipos de levantamiento artificial dañado,

incremento de la producción de agua y/o gas, entre otros, por lo que requieren un estudio para su reactivación.

La razón o motivo de la inactividad de cada uno de los pozos, permite asignarles la categoría 3, según lo establece la empresa PDVSA. Los pozos categoría 3, no son capaces de ser abiertos a producción de manera inmediata, en muchos casos, son aquellos pozos donde fueron realizadas tareas de mantenimiento o trabajos mayores y fueron temporalmente diferidos (TD-TD), en virtud de problemas ocurridos durante las operaciones (PDVSA, 2007).

De acuerdo con datos de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (2018), Venezuela posee las mayores reservas de crudo pesado y extrapesado del mundo, por tal razón, se mantienen constantes estudios de campo e implementación de sistemas para optimizar la recuperación del hidrocarburo; tal es el caso del campo Orocual, ubicado al noreste del estado Monagas, y que, de acuerdo al informe de producción PDVSA (2024), posee siete (7) pozos inactivos (categoría 3), y comprende crudos con gravedades entre 7 y 12 °API, en este sentido, para aumentar la producción del campo, es necesario, la búsqueda de alternativas que permitan la reactivación de los pozos, por tal razón se propone la siguiente investigación, la cual enfatiza, la estimación de la rentabilidad económica para la reactivación de los pozos pertenecientes a la formación Las Piedras del Campo Orocual, Distrito Furrial, mediante las alternativas más adecuadas.

# **CAPÍTULO I**

## **EL PROBLEMA Y SUS GENERALIDADES**

### **1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

La reactivación de pozos productores de petróleo, es una estrategia fundamental en la industria petrolera, esto con el fin de, maximizar la recuperación de hidrocarburos y extender la vida útil de los yacimientos. Este proceso implica la intervención y optimización de pozos previamente cerrados o con una alta declinación de producción, utilizando tecnologías avanzadas y mejores prácticas operacionales para incrementar su eficiencia productiva (PennWell Corporation, 2011). En el contexto económico actual, marcado por fluctuaciones en los precios del petróleo y la necesidad de optimizar los recursos existentes, la reactivación de pozos, se presenta como una alternativa viable para aumentar la producción sin incurrir en los altos costos asociados a la perforación de nuevos pozos.

A lo largo de los años, la puesta en marcha de pozos inactivos ha sido una práctica esencial en la industria petrolera mundial, especialmente en tiempos de variación de los precios del petróleo, y cuando, está presente, la necesidad de maximizar la producción en campos maduros (CIED, 1999). En Venezuela, la reactivación de pozos ha sido una estrategia clave, debido a la madurez de muchos de sus campos petroleros y la necesidad de incrementar la producción sin incurrir en los altos costos de perforación de nuevos pozos. Sin embargo, hay que considerar que el país enfrenta desafíos particulares como la infraestructura envejecida, falta de inversión y problemas logísticos, que complican las operaciones de reactivación.

El campo Orocual, área somera, está comprendido por las formaciones Las Piedras y Mesa, cuyas arenas son productoras de crudo con gravedades entre 7°API y los 12°API, viscosidades que varían de 5000 a 50000 cP a condiciones de yacimiento (115-117 °F) y profundidades que varían desde 1000 pies hasta 5000 pies (PDVSA, 2007). Actualmente, dicho campo, está siendo evaluado para proyectos de reactivación y optimización de su producción, mediante la activación de los pozos categoría 3.

En este sentido, dicho campo, posee siete (7) pozos inactivos, razón por la que se hace necesario estudiar la aplicación de alternativas o mejores prácticas operacionales, que permitan su reactivación, y aumento de la producción de crudo pesado en el área. Principalmente, mejorando la movilidad del crudo, añadiendo capacidad de fluidez a los mismos y optimizando su transporte como consecuencia del aumento en el desplazamiento del fluido desde el fondo del pozo hasta la superficie, con el fin de facilitar los procesos y métodos de producción para este tipo de hidrocarburos.

De acuerdo a lo antes planteado, surge la necesidad de estimar la rentabilidad económica para la aplicación de alternativas y mejores prácticas operacionales, cuyo objetivo fundamental es la reactivación de los pozos inactivos, permitiendo así, el aumento u optimización de la producción en el campo, maximizando de esta manera, la recuperación de las reservas de crudo pesado y extrapesado presentes en el área.

## **1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN**

### **1.2.1 Objetivo General**

Estimar la rentabilidad económica para la reactivación de pozos en la formación Las Piedras del campo Orocual, Distrito Furrial.

### **1.2.2 Objetivos Específicos**

- Analizar el comportamiento de producción de los pozos inactivos en la formación Las Piedras, campo Orocual para el momento del estudio.
- Establecer la propuesta más adecuada para la reactivación de cada pozo estudiado.
- Evaluar económicamente la propuesta de reactivación establecida para cada pozo.

## **1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN**

Venezuela, posee las reservas de petróleo más grande del mundo, constituidas en su mayoría por crudos pesados y extrapesados, por lo que su extracción se ha convertido en un tópico de gran importancia, propiciando que la industria petrolera busque métodos y alternativas que hagan posible este objetivo de forma rentable y exitosa. En este sentido, el propósito principal de la presente investigación, está centrado en la estimación de la rentabilidad económica de alternativas para la recuperación de siete (7) pozos inactivos pertenecientes al campo Orocual, área somera, considerando el efecto positivo que estas podrían tener sobre la recuperación del crudo pesado, además de, el aumento de producción en dicho campo.

## CAPÍTULO II

### MARCO TEÓRICO

#### 2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

**Arcia, M. y Valdivieso, I. (2022).** En su trabajo de investigación titulado, Estudio para la reactivación de los pozos ORC-1, ORC-2, ORC-3, ORC-4 y ORC-5 de crudo pesado del campo Orocuá mediante tecnologías alternativas, tuvieron como propósito, estudiar el uso de las tecnologías alternativas de calentamiento eléctrico en fondo de pozo, inyección de diluyente y reductores de viscosidad en los pozos inactivos de crudo pesado ORC-1, ORC-2, ORC-3, ORC-4 y ORC-5, pertenecientes al campo Orocuá, para su reactivación. Para ello, se describieron las características del crudo pesado y los sistemas alternativos que mejoran la movilidad del hidrocarburo; luego, se identificaron las propiedades petrofísicas de los cinco pozos descritos, en las cuales se mostraron sus perfiles de producción, la sección estructural y el diagrama mecánico de cada uno, así como su comportamiento petrofísico. Además, se presentó, mediante tablas las últimas pruebas de producción realizadas por PDVSA. Finalmente, se analizó la aplicación de cada técnica de acuerdo a los rangos de aplicación. Concluyeron que, el cable calentador se puede aplicar a ORC-1, ORC-2 y ORC-4, considerando cambiar el método de levantamiento artificial de bombeo mecánico (BM) a bombeo de cavidades progresivas (BCP). Para la inyección de diluyente, todos los pozos fueron elegibles, debido a que sus índices de productividad fueron menores a 1; el empleo de reductores de viscosidad no se consideró para los cinco pozos seleccionados debido a que presentaron viscosidades menores a 10000 cP.

Este trabajo, es de gran utilidad para la presente investigación, en cuanto muestra el procedimiento metodológico a seguir en el estudio para la reactivación de pozos en la formación Las Piedras del campo Orocuál, mediante alternativas tecnológicas o mejores prácticas operacionales.

**Díaz, L. (2014).** En su trabajo de investigación titulado, “Evaluación del uso de tecnologías alternativas para la recuperación de crudo pesado en pozos de baja productividad pertenecientes al campo Orocuál somero, Distrito Furrial”, el objetivo principal fue, evaluar distintas tecnologías para el aumento de productividad en pozos con baja productividad, y que no fueron exitosos con la Inyección Alternada de Vapor (IAV). Para cada tecnología, se seleccionaron los pozos que cumplieron con los parámetros de aplicación de las mismas. La simulación del sistema de calentamiento eléctrico en fondo de pozo e inyección de diluyente, mostró un aumento de producción de 16% en tres (3) pozos. El estudio estuvo enfocado en analizar las mejoras que la aplicación de estos procesos tendría sobre la operación de los pozos, esto incluyó la selección de los pozos candidatos, el cálculo de la tasa de diluyente y la definición del mecanismo de inyección óptimo para cada pozo. Por último, se evaluó económicamente la aplicación del sistema de calentamiento eléctrico en fondo de pozo e inyección de diluyente en los pozos seleccionados, resultando rentables la aplicación de las tecnologías.

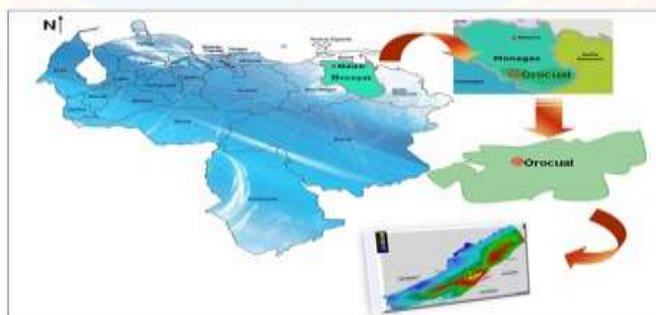
Este estudio, es de utilidad para la presente investigación, debido a que en él se muestran resultados preliminares de simulaciones y cálculos necesarios para la aplicación de alternativas en pozos de baja productividad, en este sentido servirá de base para este trabajo.

## 2.2 UBICACIÓN O DESCRIPCIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO

### 2.2.1 Descripción del área de estudio

El campo Orocuat está situado aproximadamente a 20 Kms al Noroeste de la Ciudad de Maturín, en el Municipio Piar del Estado Monagas. Geológicamente ubicado en el flanco Norte de la Subcuenca de Maturín, Cuenca Oriental de Venezuela. Este campo está limitado al Suroeste por el Campo Jusepín y al Noreste por el Campo Quiriquire, y posee un área aproximadamente de 174.047 acres. En la figura 2.1, se muestra la ubicación del campo Orocuat en el estado Monagas (PDVSA, 2022).

Este campo se divide en Orocuat somero y Orocuat profundo, éste último, está constituido por las formaciones San Juan, Vidoño, Carata, Los Jabillos, Areo y Carapita, las cuales producen crudo condensado y liviano. Orocuat somero está comprendido por las formaciones Las Piedras y Mesa, cuyas arenas son productoras de crudos con gravedades entre 8° y 12°. La formación Las Piedras (Plioceno), fue depositada en ambiente de aguas salobres. Comprende principalmente, areniscas friables lenticulares poco consolidadas, de grano medio a grueso, ocasionalmente calcáreas, bien desarrolladas, interestratificadas con arcillas y lignitos (PDVSA, 2022).



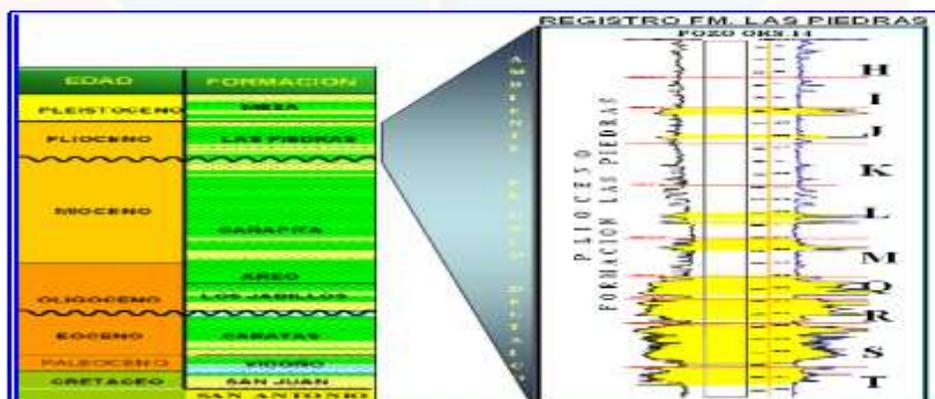
**Figura 2.1 Ubicación Geográfica del Campo Orocuat**  
Fuente: Base de datos PDVSA, 2022

## 2.2.2 Estructura geológica

El campo Orocual, se ubica al sur del cinturón plegado conocido como el frente de deformación de la Serranía del Interior. Las Piedras, es la formación de interés; su principal estructura corresponde a un monoclinal que tiene una dirección principal noreste-suroeste, con buzamiento suave hacia el sureste, el cual está interrumpido en el centro del campo por la Estructura de Colapso de Orocual (Hoyo de Orocual). Asociado a la Estructura de Colapso, hacia el oeste se encuentra una estructura de diapiro elongado en dirección N60°E, la cual define un anticlinal (PDVSA, 2016).

## 2.2.3 Estratigrafía del área

La columna estratigráfica del Campo Orocual está integrada por una secuencia sedimentaria que abarca desde el Cretácico Medio hasta el Reciente. Estas secuencias incluyen las siguientes unidades estratigráficas: Formación San Antonio (Cretácico Medio), Formación Caratas (Eoceno), Formación Los Jabillos y Areo (Oligoceno), Formación Carapita (Oligoceno Superior – Mioceno), Formación Las Piedras y Formación Mesa (Pleistoceno) (PDVSA, 2016).



**Figura 2.2 Columna Estratigráfica del Campo Orocual**  
Fuente: Base de datos PDVSA, 2016

### **2.2.3 Características de la formación Las Piedras**

La litología incluye areniscas y limonitas semi-consolidadas, lutitas arcillosas, arcillitas y lignitos de colores gris claro a gris verdoso. Dentro de la Estructura de Colapso, las arenas de la formación Las Piedras son productoras de crudo liviano, mediano y pesado; fuera de la estructura son productoras de crudo pesado (PDVSA, 2016).

## **2.3 BASES TEÓRICAS**

### **2.3.1 Crudos pesados**

El crudo pesado normalmente presenta una viscosidad superior a 10 cP y un alto peso específico, tiene una densidad entre 10 y 22,3 °API. Otras de sus características, es que posee bajas relaciones hidrógeno-carbono y alto contenido de asfáltenos, azufre, nitrógeno y metales pesados, como el níquel, vanadio, cobalto, entre otros. También, presenta alta acidez, baja relación gas-petróleo (RGP) (Mannucci, 2004).

Según Wehunt (2003), la formación de crudo pesado ocurre generalmente en formaciones someras, en las cuencas geológicas marginales formadas por arenas no consolidadas. Los yacimientos de petróleo pesado tienden a tener baja presión y baja RGP, lo que incide en el bajo factor de recobro de hidrocarburos, estos poseen menor fracciones ligeras debido al proceso de biodegradación. Aunque las características de los reservorios de crudo pesado apuntan a procesos de producción más complejos y costosos, factores tales como alta permeabilidad pueden hacer que el proceso resulte rentable

Es decir, debido a la presencia de bacterias anaeróbicas, las cuales degradan los hidrocarburos livianos o medianos, se produce metano, como también, hidrocarburos pesados y extrapesados; además que, la biodegradación induce la oxidación del crudo, reduciendo así la Relación Gas Petróleo (RGP), e incrementando la acidez, la densidad, la viscosidad, el contenido de azufre y otros metales pesados.

### **2.3.2 Viscosidad de un fluido**

La viscosidad de un fluido, es la propiedad por la que este ofrece resistencia al corte, al ser deformado. La viscosidad de un fluido depende de su cohesión y de la rapidez de transferencia de la cantidad de movimiento molecular. En los líquidos, la cohesión parece ser la causa predominante de la viscosidad. Esta se entiende como las fuerzas internas que mantienen unidas las moléculas de un fluido entre sí. La cohesión disminuye al aumentar la temperatura, y lo mismo ocurre con la viscosidad (Landaeta y Amaya, 2006).

### **2.3.3 Rehabilitación de Pozos**

La rehabilitación de pozos productores de hidrocarburos, consiste en una serie de procedimientos y técnicas aplicadas para restaurar o mejorar la productividad de un pozo, el cual ha dejado de ser rentable o cuya producción ha disminuido significativamente. Este proceso es esencial para incrementar la recuperación de hidrocarburos y extender la vida útil del pozo (Rehman et al., 2015). Por su parte, Reynolds, (2011) sostiene que la rehabilitación de pozos no solo prolonga la vida útil del pozo, sino que también maximiza la recuperación de hidrocarburos, lo que es esencial para la rentabilidad económica de las operaciones petroleras. Además, permite el

aprovechamiento de las inversiones iniciales realizadas en la perforación y desarrollo del pozo, reduciendo así los costos operativos a largo plazo.

La rehabilitación de pozos de hidrocarburos, implica la restauración de la productividad de un pozo, el cual ha experimentado una disminución en la producción debido a varios factores, como problemas mecánicos, daño en la formación o la acumulación de residuos, entre otros, en el cual la elección del método adecuado depende de una evaluación exhaustiva de las condiciones del pozo y los problemas específicos que afectan su rendimiento, por tanto comprende una variedad de técnicas desde intervenciones mecánicas y químicas hasta tratamientos térmicos y de formación, cada una adecuada para resolver problemas específicos del pozo.

#### **2.3.4 Tipos de rehabilitación de pozos**

El tipo de rehabilitación depende de las condiciones del pozo, las características del crudo, su potencial de producción y la disponibilidad de recurso, en este sentido, a continuación se describen las especificaciones generales de los procesos de rehabilitación de los crudos pesados y extrapesados, incluyendo sus procedimientos, ventajas, desventajas y afectaciones ambientales.

##### **2.3.4.1 Rehabilitación mecánica**

La rehabilitación mecánica, incluye todas las intervenciones físicas directas dentro del pozo para corregir problemas estructurales o de equipamiento. En los crudos pesados debido a su naturaleza viscosa, es común el uso de métodos mecánicos más intensivos, como la limpieza

frecuente de obstrucciones y la reparación de cementación para mantener la integridad del pozo (Economides & Martin, 2007).

Para el PDVSA CIED (1999), la rehabilitación de pozos es el conjunto de actividades operacionales que están asociadas a la corrección de problemas naturales y mecánicos que posea el pozo en estudio. En este sentido establece dos tipos de actividades que son catalogadas como rehabilitación de pozos, las cuales son: las reparaciones y reacondicionamiento.

- **Reparaciones**

Se pueden definir como el conjunto de actividades o trabajos de rehabilitación, que están destinados a la corrección de problemas de origen mecánico, incluyendo también aquellos que no cambian o modifican las condiciones del yacimiento (CIED, 1999). En la industria petrolera, las reparaciones de pozos son esenciales para mantener y restaurar la producción de hidrocarburos. Pues trae como beneficios; la mejora del flujo de hidrocarburos; la reducción de la presión en la cabeza del pozo; y previene daños en los equipos de producción. Estas reparaciones pueden clasificarse en varios tipos según la naturaleza del problema y la técnica utilizada. En esta sección se describen las siguientes operaciones típicas de este tipo de rehabilitación:

- **Limpieza de arena**

La limpieza de arena es una técnica de mantenimiento y reparación que se utiliza para eliminar la acumulación de arena y otros sólidos que obstruyen el flujo de hidrocarburos en el pozo. La arena puede entrar al pozo desde la

formación productora o debido a la desintegración de los revestimientos del pozo. De acuerdo a Manning & Thompson (2013), existen diferentes métodos de limpieza de arena:

**a. Limpieza con flujo inverso**

Se inyecta fluido a alta presión para desatascar la arena y otros sólidos, empujándolos hacia la superficie. Para ello se utilizan bombas de alta presión y sistemas de separación en superficie para remover los sólidos del fluido de producción.

**b. Aire o levantamiento con gas**

Se utiliza aire o gas a alta presión para levantar la arena a través de la columna de producción. Para ello, se utilizan compresores de aire o gas y sistemas de tuberías especializadas.

**c. Limpieza mecánica**

En este caso se usan herramientas de limpieza mecánica, como raspadores y fresas, para remover físicamente la arena. Se utilizan equipos como: raspadores, fresas, y herramientas de pesca.

**d. Limpieza por chorro de agua**

Consiste en aplicar chorros de agua a alta presión para desalojar y remover la arena. Para ello, se utilizan bombas de alta presión y boquillas especializadas.

- **Limpieza de parafinas**

Este tipo de reparación se puede ejecutar mediante el uso de taladros y equipos estándares de rehabilitación, tubería continua o taladros que son usados para trabajos de menor magnitud.

- **Limpieza de asfaltenos**

La actividad que se realiza para este tipo de reparación es la inyección de solventes en el pozo, con los cuales se logran diluir los tapones producidos por asfaltenos.

- **Reemplazo de la sarta de producción**

La sarta de producción, es la tubería que se extiende desde la superficie hasta la zona productora del pozo. Con el tiempo, esta tubería puede corroerse, desgastarse o dañarse, lo que requiere su reemplazo. Esta situación se puede revertir con la entrada de un taladro de reacondicionamiento de pozos o con equipos de servicios a pozos, los cuales son de menor tamaño (Economides & Martin, 2007).

- **Reemplazo de bomba de subsuelo**

Las bombas de subsuelo, son dispositivos que se utilizan para levantar la columna de fluido desde el fondo del pozo hasta la superficie. Estas bombas pueden desgastarse o fallar por diferentes causas, requiriendo su reemplazo para mantener la producción. Esta operación, se efectúa con taladros o gabarras (en condiciones costa afuera), cuando se trate de pozos profundos, y con equipos pequeños de servicios a pozos, es decir, para trabajos menores

cuando se trate de pozos someros. El proceso se desarrolla en cuatro etapas: preparación, extracción de la bomba de subsuelo, instalación de la nueva bomba y la verificación. (Manning & Thompson 2013).

- **Reemplazo de cabillas**

Este tipo de reparación al ser considerada como un tipo de completación de pozos someros, se realiza con equipos de servicios a pozos o de trabajos menores (CIED, 1999).

- **Cambio de zonas productoras**

Para la ejecución de esta actividad operacional, se usan equipos de guaya fina, los cuales son otorgados por las empresas de servicio del ramo (CIED, 1999).

- **Recuperación de pescados**

Durante la producción algunas herramientas, equipos o materiales usados, pueden atascarse. La recuperación de estos “pescados” se hace con equipos de guaya fina que se encuentran disponibles por parte de la empresa especializada en este proceso, si se hace difícil la extracción de éstos, se acude al uso de un taladro estándar de rehabilitación de pozos (Manning & Thompson 2013).

- **Reacondicionamiento**

Es un tipo de rehabilitación en la cual, a diferencia de la reparación, si toma en cuenta cada una de las operaciones realizadas donde resultan

modificadas las condiciones del yacimiento. De acuerdo a PDVSA CIED (1999), este proceso toma en cuenta actividades que son consideradas como tipos de reacondicionamiento, entre las cuales se tienen:

- **Empaque con grava a hueco abierto**

Haciendo uso de la grava, se coloca una barrena mecánica que sirva de filtro para evitar la producción de arena de formación al hoyo.

- **Forzamiento arena - petróleo (FAP)**

Se hace uso de un filtrado complementario proporcionado por el empaque interno con grava, logrando así remover el daño de la formación alrededor del hoyo y contralando la producción de arena de la misma.

- **Empaque interno con grava (EIG)**

Provee una barrena mecánica que sirve de filtro para detener la producción de arena hacia el revestidor de producción.

- **Cañoneo**

Es una técnica que tiene como finalidad perforar el revestidor de producción en intervalos ya seleccionados.

### **2.3.5 Completación de pozos**

La completación o terminación de pozos, se define como una serie de trabajos que se cumplen en un pozo luego de la perforación o durante la

reparación del mismo, con esto se busca dotar al pozo del equipo de subsuelo necesario y adecuado a fin de producirlo en forma óptima de una manera segura y rentable, con el objetivo de drenar las reservas de hidrocarburos de los yacimientos, monitorear parámetros de yacimientos e inyección de agua o gas. En otras palabras, el fin de la completación de pozo es facilitar el flujo de fluido (González, et all, 2003).

En algunas ocasiones, los trabajos pueden incluir el revestimiento del intervalo productor con tubería lisa o ranurada, la realización de empaques con grava o el cañoneo del revestidor y, finalmente, la instalación de la tubería de producción.

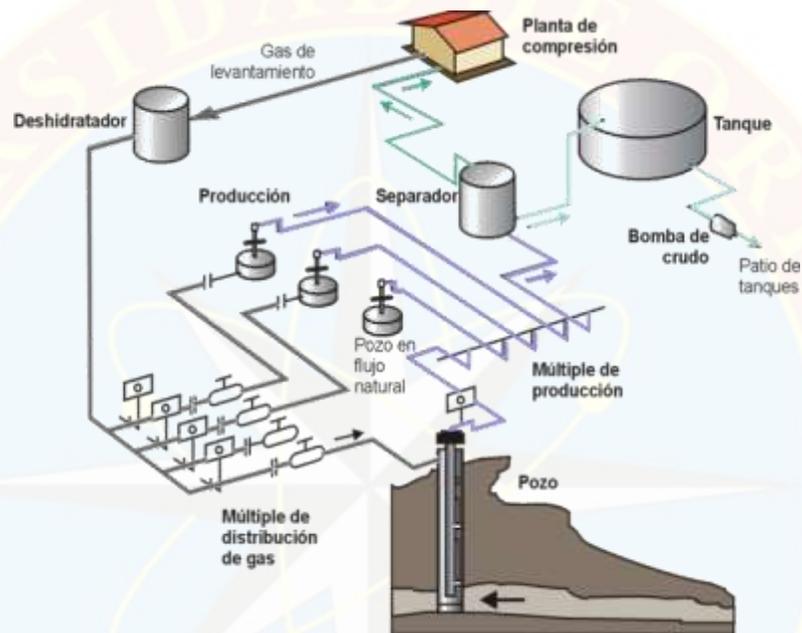
### **2.3.6 Técnicas para el control de arena**

Las técnicas de control de arena se clasifican como mecánicas, químicas y la combinación de ambas (mecánicas/químicas). Las mecánicas previenen la producción de arena con liners ranurados, rejillas o empaque con grava, los cuales, detienen los granos de gran tamaño de la arena de formación y estos, a su vez, detienen los granos más pequeños. La técnica de control química, incluye la inyección de materiales cementantes dentro de formación para consolidar los granos de la arena. Una combinación de rejilla y grava plástica consolidada, puede ser usada para el control de arena en algunos pozos para incrementar la estabilidad del empaque (Simanca, 2005).

### **2.3.6 Levantamiento artificial por gas (LAG)**

El levantamiento artificial por gas (LAG), es un método que consiste en inyectar gas a alta presión en la parte inferior de la columna de fluido acumulada en el pozo, a diferentes profundidades, con la finalidad de disminuir

la densidad o el peso de la columna, y de esta forma reducir sustancialmente la presión fluyente del pozo y mejorar el transporte de los fluidos del yacimiento desde el fondo del pozo hasta la superficie, su configuración se puede observar en la figura 2.3 (Gómez, 2016).



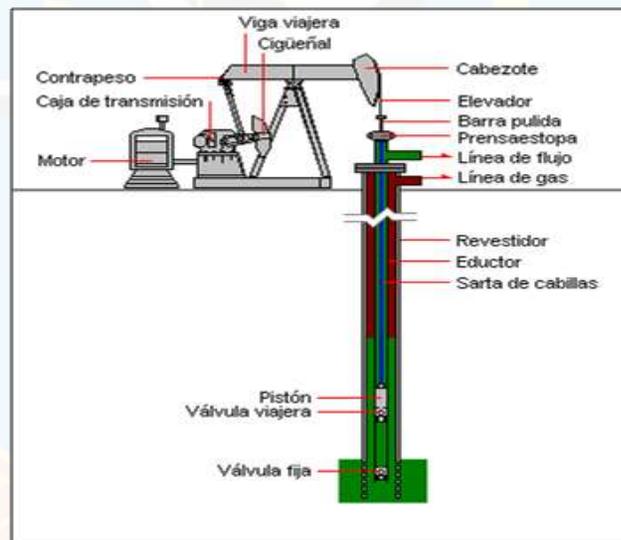
**Figura 2.3 Sistema de levantamiento artificial por gas (LAG)**  
Fuente: CIED, 1999

### 2.3.7 Bombeo mecánico (BM)

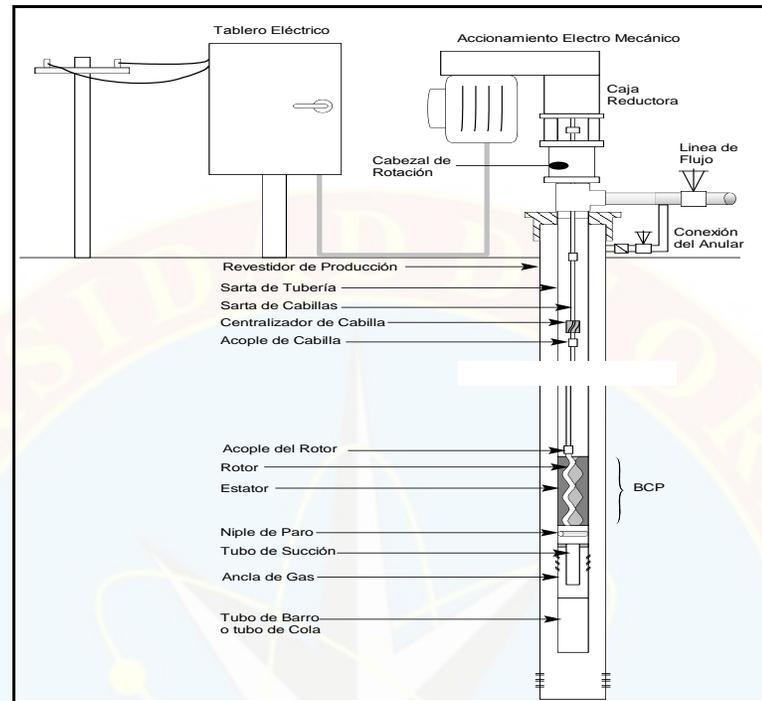
Es uno de los métodos de producción más utilizados (80-90%), su principal característica, es la de utilizar una unidad de bombeo de superficie para transmitir movimiento a la bomba de subsuelo a través de una sarta de varillas o cabillas y mediante la energía suministrada por un motor eléctrico o de combustión (CIED, 1999). Su configuración subsuelo-superficie se puede observar en la figura 2.4.

### 2.3.8 Bombeo de cavidad progresiva (BCP)

Este método consiste en una bomba de desplazamiento positivo para un volumen, ocasionado por una diferencia de presión producto de la transformación de la energía cinética en potencial cuando se combina el movimiento longitudinal a lo largo del mismo. Esa bomba es accionada desde la superficie por medio de cabillas que transmiten la energía a través de un motor eléctrico ubicado en la superficie. Este sistema se adapta en particular a fluidos viscosos, pesados aún si estos transportan partículas sólidas, y/o flujos bifásicos de gas y petróleo (Hirschfeldt, 2008), su configuración, se puede observar en la figura 2.5.



**Figura 2.4 Componentes del Bombeo mecánico (BM).**  
Fuente: CIED PDVSA, 1999



**Figura 2.5 Componentes del Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP).**  
**Fuente: Hirschfeldt, 2008**

### 2.3.9 Estimulación

Todos aquellos tratamientos que tiene por objeto eliminar el daño a la formación y restaurar la capacidad natural de producción del pozo, o según el caso, aumentarla por encima de su valor natural, se conoce como estimulación y puede ser:

- **Matricial:** esta se lleva a cabo inyectando fluidos a la formación, en régimen de flujo radial, a presiones inferiores a la de fracturamiento de la formación con el objeto de remover el daño y restaurar la permeabilidad a su valor original. A su vez la estimulación matricial puede ser reactiva puesto que se utilizan ácidos: clorhídrico, fluorhídrico, acético, fórmicos, entre otros y no reactiva cuyo fluido a inyectar es a base de surfactante.

- **Mecánica:** la estimulación mecánica también se conoce como estimulación por fractura hidráulica, la cual consiste en la superposición de una estructura de alta conductividad en el yacimiento, de modo que exista un gran contraste entre la permeabilidad de este y la de la fractura, y el aporte de los fluidos sea desde el yacimiento a la fractura y de esta al pozo (CIED, 1999).

### 2.3.10 Categorías de pozos

Según PDVSA (2000), el estado de un pozo identifica la situación en que este se encuentra, y también el tipo de trabajo que se esté realizando en el mismo. Como clasificación adicional se considera el subestado para especificar la situación en que se encuentra. Los estados están clasificados por categorías mencionados en la tabla 2.1.

**Tabla 2.1 Categoría de los pozos según su estado de actividad**

Categoría	Estado
1	Pozos Activos
2	Pozos inactivos capaces de producir inmediatamente
3	Pozos inactivos no capaces de producir inmediatamente
5	No económicos actualmente
6	Pozos de alivio de gas superficial
7	Pozos productores de Gas/Agua
8	Pozos de inyección
9	Pozos abandonados, recompletados, entre otros.

Fuente: PDVSA (2000)

### **2.3.11 Evaluación Económica**

La evaluación económica es el proceso de medición del valor, que se basa en la comparación de los beneficios que genera y los costos o inversiones que requiere, desde un punto de vista determinado, además, es una herramienta que permite cuantificar la rentabilidad de un proyecto de inversión a través de los indicadores económicos (PDVSA, 2004).

### **2.3.12 Indicadores económicos**

#### **2.3.12.1 Tasa Interna de Retorno (TIR)**

Es el tiempo en el cual se logra recuperar la inversión realizada, es decir, cuando el flujo de caja acumulado pasa de ser negativo a positivo, teóricamente el proyecto se ha pagado en ese momento (PDVSA, 2004).

#### **2.3.12.2 Tiempo de pago**

Es el tiempo en el cual se logra recuperar la inversión realizada, es decir, cuando el flujo de caja acumulado pasa de ser negativo a positivo, teóricamente el proyecto se ha pagado en ese momento (PDVSA, 2004).

#### **2.3.12.3 Valor Presente Neto (VPN)**

Corresponde al valor actual de los flujos de efectivo neto (ingresos – egresos) descontado con una tasa de descuento determinada y en el horizonte económico especificado. Para que un proyecto sea rentable el VPN debe ser mayor a cero (0) (PDVSA, 2004).

## 2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS

**Arenamiento:** es la producción de pequeñas o grandes cantidades de sólidos junto con el fluido del yacimiento (SCHLUMBERGER, 2002.p.12).

**Daño a la formación:** se define como cualquier restricción al flujo de fluidos en el medio poroso, causado por la reducción de la permeabilidad en la vecindad del pozo, producción o intrusión de fluidos durante las operaciones de perforación, terminación o rehabilitación del pozo, y que puede ser eliminada mediante tratamientos químicos (ácidos, surfactantes, entre otros) permitiendo al pozo recuperar la mayor parte de su capacidad original de producción (CIED, 1999, p.23).

**Declinación de producción:** es la disminución de capacidad de producción de un pozo o grupo de pozos en el tiempo (González, 2007, p.32).

**Mejores prácticas operacionales:** es el intercambio de conocimientos entre las personas con experiencia, con el fin de, hacer los procesos operacionales más efectivos y eficiente, y de esta manera optimizar o aumentar la producción de hidrocarburos (PDVSA, 2008, p.12).

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

**Pruebas de producción:** son todos aquellos estudios que se realizan a un pozo con la finalidad de conocer su comportamiento de producción ( $Q_o$ ,  $Q_g$ ,  $^\circ\text{API}$   $\% \text{AyS}$ ,  $\text{RPG}$ ,  $\text{Pcab}$ ;  $\text{P}_{\text{lin}}$ ,  $\text{T}_{\text{lin}}$ ) y se puede realizar en las estaciones de

flujos con equipos convencionales o en sitios utilizando equipos portátiles (CIED, 1999, p.55).

**RGP:** se define como la relación entre el volumen de gas con respecto al petróleo producido (Tapias, 2015).

**Yacimiento:** un cuerpo de roca del subsuelo que exhibe un grado suficiente de porosidad y permeabilidad para almacenar y transmitir fluidos. Las rocas sedimentarias son las rocas yacimiento más comunes porque poseen más porosidad que la mayoría de las rocas ígneas o metamórficas y se forman bajo condiciones de temperatura en las cuales los hidrocarburos pueden ser preservados. (SCHLUMBERGER, 2002, p.68).

## **CAPÍTULO III**

### **MARCO METODOLÓGICO**

#### **3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN**

Según Arias (2012), define la investigación descriptiva como:

“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).

De acuerdo a lo antes planteado la investigación fue de tipo descriptiva, debido a que requiere de análisis e interpretaciones de las características generales de los pozos somero, pertenecientes a la formación Las Piedras del Campo Orocuá y que se encuentran inactivo para el momento del estudio.

#### **3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN**

De acuerdo con las estrategias propuestas para responder a las principales interrogantes que fundamentaran el estudio y alcanzar los objetivos planteados, se realizó una investigación de carácter documental, debido a que estuvo basada en la búsqueda, recuperación, análisis, crítica e interpretación de datos secundarios.

Para Arias, (2012), la investigación documental, se define como:

“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 24).

### **3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA**

Arias, (2012), define la población como, “un conjunto finito o infinito de elementos con características comunes para las cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación” (p. 81). La población en este estudio, fue de siete (7) pozos productores de crudos pesados, ubicados en el área en estudio, los cuales se encuentran inactivos.

De acuerdo con Arias (2012): “la muestra, es un subconjunto representativo y finito que se extrae de la población accesible” (p. 81). En este trabajo, la población es igual a la muestra, por ser esta última, menor de 100 pozos.

### **3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO**

El procedimiento implícito en este momento de la investigación, estuvo relacionado con los procesos que se desarrollaron en cada objetivo específico, atendiendo los niveles de exigencia de cada uno de ellos en la ejecución de todas las actividades que permitieron alcanzar el propósito planteado.

### **3.4.1 Análisis del comportamiento de producción de los pozos inactivos en la formación Las Piedras, campo Orocual para el momento del estudio.**

En primera instancia, se realizó una amplia búsqueda o revisión bibliográfica para la recopilación de toda la información relacionada con la investigación, haciendo énfasis en la información de la formación Las Piedras del Campo Orocual, con la finalidad de conocer el área de investigación e identificar los pozos que se encuentren inactivos para el momento del estudio, esto utilizando la información proveniente del módulo AICO de la aplicación Centinela de PDVSA, el cual detalla los pozos activos e inactivos por área, campo o yacimiento.

Con esta información, se realizó una tabla con información de producción de los pozos, la misma contempla: nombre de los pozos, categorías, yacimiento al cual pertenecen, estado, relación gas – petróleo, barriles brutos por día (BBPD), barriles normales por día (BNPD), gas producido (MPCD), gravedad API, porcentaje de agua y sedimentos (% AYS) y presión de línea y de cabezal; la información fue recopilada de la herramienta CENTINELA, así como también, de las carpetas de pozos, libro de reservas, entre otros, todo esto facilitado por la empresa PDVSA.

Posteriormente, mediante la aplicación OFM, se crearon gráficos de producción de petróleo, gas y agua de los pozos en estudio, seguidamente, se describió y analizó su comportamiento de producción. En estos gráficos, se observaron las siguientes variables: tasa real de petróleo y petróleo acumulado versus tiempo, tasa real de gas y relación gas petróleo versus tiempo, corte de agua y agua acumulada versus tiempo, las cuales permitieron realizar el

diagnóstico de la vida productiva del pozo y la causa por la cual no se encuentran produciendo.

### **3.4.2 Establecimiento de la propuesta más adecuada para la reactivación de cada pozo estudiado.**

Una vez determinada la causa por la cual el pozo no está produciendo, se realizó la recopilación e identificación de los rangos y condiciones bajo las cuales pueden ser aplicadas las diferentes alternativas a utilizarse para la reactivación de los pozos de crudos pesados y extrapesados en estudio. Posteriormente, se procedió a identificar la alternativa más adecuada, utilizando los criterios de selección para cada una de ellas, con la cual se estableció cuál de ellas, (limpieza, estimulación, recañoneo, reliner, cambio de equipo de levantamiento artificial, entre otros), es aplicable, en concordancia con la problemática existente en cada pozo. También, se estudiaron los trabajos realizados a los pozos en estudio, con el fin de conocer si han presentado problemas de producción de gas, agua, arena o crudo muy viscoso, ya que esta condición es determinante para la selección de la propuesta a aplicar.

Una vez establecida la alternativa de reactivación para cada pozo, se cargaron los datos necesarios en el programa de simulación de bombeo de cavidad progresiva (BCP), el PCPUMP v.2671 o bombeo mecánico (BM), el RODSTAR-V 3.1.1, en aquellos pozos donde aplique. La simulación permitió conocer la producción estimada con la propuesta realizada para cada pozo, comparándose con la producción actual, para cuantificar el incremento o no de la producción, y de esta manera se estableció la factibilidad técnica de la aplicación. Finalmente, se describe detalladamente la propuesta final para la reactivación.

### **3.4.3 Evaluación económica de la propuesta de reactivación establecida para cada pozo.**

Para el cumplimiento de este objetivo, se realizó un análisis económico de la alternativa o propuesta de reactivación seleccionada para cada pozo, con la ayuda del programa informático SEE, se evaluaron los siguientes parámetros económicos: valor presente neto, tasa interna de retorno y tiempo de pago, determinando de esta forma la rentabilidad de la opción más adecuada para cada pozo estudiado, considerando que el VPN debe ser mayor a 0 y la TIR mayor a 15%, de acuerdo a criterios económicos de la empresa PDVSA.

Los datos ingresados en este programa fueron: costo de operación de producción, tasa de paridad cambiaria, regalía, costo total de la inversión, tasa inicial, RGP, porcentaje de declinación, producción acumulada y precio de venta del barril de crudo. Esto permitió cuantificar la rentabilidad del proyecto, considerando un flujo de caja a través de un balance de ingresos y egresos en un periodo de 5 años (2024-2029), tiempo que se estima dure el proyecto de reactivación.

### **3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS**

De acuerdo a lo indicado por Arias (2012), “se entenderá por técnica de investigación, el procedimiento o forma particular de obtener datos o información.” (p.67). Con el fin de, cumplir con los objetivos de esta investigación se utilizaron las siguientes técnicas de recolección de datos:

### **3.5.1 Técnicas**

#### **3.5.1.1 Recopilación bibliográfica o documental**

La recolección de los datos necesarios se llevó a cabo mediante una amplia revisión de bibliografías referentes al tema y al campo de estudio, la cual, sirvió como base teórica para la investigación. Como bibliografías se consultaron reportes, manuales, informes, acceso a internet, trabajos de grado y textos de diversos autores.

#### **3.5.1.2 Entrevistas no estructuradas**

Se realizaron preguntas al personal capacitado de la Gerencia de Yacimientos Orocuál, de la empresa PDVSA, dispuestos a ofrecer información de forma verbal y la asesoría necesaria; además, de los profesores de la Universidad de Oriente, Núcleo Monagas.

### **3.5.2 Instrumentos**

Para Arias (2012), “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). Dentro de los instrumentos se contó con herramientas necesarias para obtener la información requerida de cada pozo en estudio; entre éstos se tienen los siguientes programas o herramientas:

### **3.5.2.1 Centro de información del negocio Lagoven (CENTINELA)**

Se trata de una herramienta que permite mantener información actualizada de las instalaciones y equipos. PDVSA cuenta con este instrumento, el cual permite obtener información sobre el control de las operaciones mediante el almacenamiento y uso de los parámetros referente al comportamiento de los pozos, procesamiento y utilización del gas, contabilización de crudos y productos (Informe PDVSA, 1992).

### **3.5.2.2 Oil Field Manager (OFM)**

Es una herramienta de análisis de producción de pozos y yacimientos, abarca un conjunto de módulos integrados que facilitan el manejo eficiente de los campos de petróleo y gas a través de sus ciclos de vida de exploración y producción, incluye características de fácil manejo y visualización (Schlumberger, 2002).

### **3.5.2.3 Simulador de producción para BCP (PCPUMP v.2671)**

Esta herramienta permite realizar el diseño y diagnóstico de los pozos completados con BCP, concebida con el objeto de encontrar el modelo que se adapte mejor a las características del pozo. El PCPUMP v.2671, utiliza el análisis nodal para encontrar el punto óptimo (caudal máximo), compatible con la capacidad de producción del pozo y las posibilidades operacionales de la bomba sugerida.

#### **3.5.2.4 Simulador de producción para BM (RODSTAR-V 3.1.1)**

Es una herramienta para el diseño y simulación de un sistema de bombeo mecánico. Con RODSTAR-V 3.1.1 se puede diseñar nuevas instalaciones del sistema de bombeo con cabilla o realizar rediseños de los sistemas de bombeo ya existentes. Con este programa se puede predecirse la producción de petróleo de un pozo, cartas dinagráficas de fondo y de superficie, cargas en las cabillas, tensión, torque y consumo de energía para diferentes geometrías de unidades de bombeo para la aplicación, empleando datos con diversos parámetros operacionales según sea el modelo. Este es la manera más precisa de comparar unidades de superficie.

#### **3.5.2.5 SEE PLUS**

Es un programa informativo que permite realizar los cálculos relacionados con el aspecto económico, para determinar la rentabilidad del proyecto.

### **3.6 RECURSOS**

Se 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 y financieros (Arias, 2012).

#### **3.6.1 Materiales**

Se contó con material bibliográfico de ciencias puras y aplicadas, además, de artículos científicos de temas similares, normas y procedimientos de instituciones de reconocida y respetada trayectoria internacional, como la

Sociedad de Ingenieros de Petróleo (SPE), e información obtenida en campo sobre el estado actual de los pozos en estudio y sus características obtenidas por la empresa y facilitado a las investigadoras.

### **3.6.2 Humanos**

Se contó con la asesoría del tutor académico y el cuerpo de profesores de la Universidad de Oriente, Núcleo Monagas. Además, se contó con la asesoría de los profesionales de la ingeniería de Petróleo de PDVSA, Distrito Furrial.

### **3.6.3 Financieros**

Todos los gastos inherentes a la investigación corrieron por cuenta de las investigadoras.

## CAPÍTULO IV

### ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

#### 4.1 ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS INACTIVOS EN LA FORMACIÓN LAS PIEDRAS, CAMPO OROCUAL PARA EL MOMENTO DEL ESTUDIO.

El campo Orocual, área somera, para el momento de la investigación, contaba con siete (7) sartas inactivas en la formación las Piedras, en tal sentido, mediante la revisión de los datos obtenidos con la herramienta CENTINELA, y fichas de pozos, suministrados por la empresa PDVSA, se generó la tabla 4.1, donde se pueden observar las condiciones de cada uno de ellos. Es importante mencionar que, el OS-117, no pudo ser completado oficialmente luego de su perforación, debido a diversos problemas operacionales y de arenamiento del mismo, en este sentido no posee prueba de producción cargada en la herramienta Centinela.

**Tabla 4.1. Condiciones de los pozos inactivos formación Las Piedras-Orocual**

Pozo	Cat	Yac	Método de Producción	Qt BBPD	Qo BNPD	Qg MPCND	RGP PCN/BN	°AP I	%Ay S	Pli n PSI	Pcab PSI	T cab (°F)
OC-39	3	LPDS OS 1	BM	90	83	61	735	9,1	58	60	60	94
OS-85	3	LPDR OS 4	BCP	120	87	85	977	8,9	26	80	90	75
OS-89	3	LPDS OS 1	BM	186	139	248	1784	10	98	50	50	90
OS-92	3	LPDR OS 4	BCP	48	47	46	979	11,8	1,4	130	130	84
OS-94	3	LPDR OS 4	BCP	59	53	153	2887	9,7	5	100	80	84
OS-96	3	LPDR OS 4	BM	305	296	95	321	11,4	2	90	90	100
OS-117	3	LPDR OS 4	BCP				800	11,4	5	90	90	100

**Fuente: Informe PDVSA, 2024**

#### **4.1.1 Comportamiento histórico de producción de los pozos en estudio**

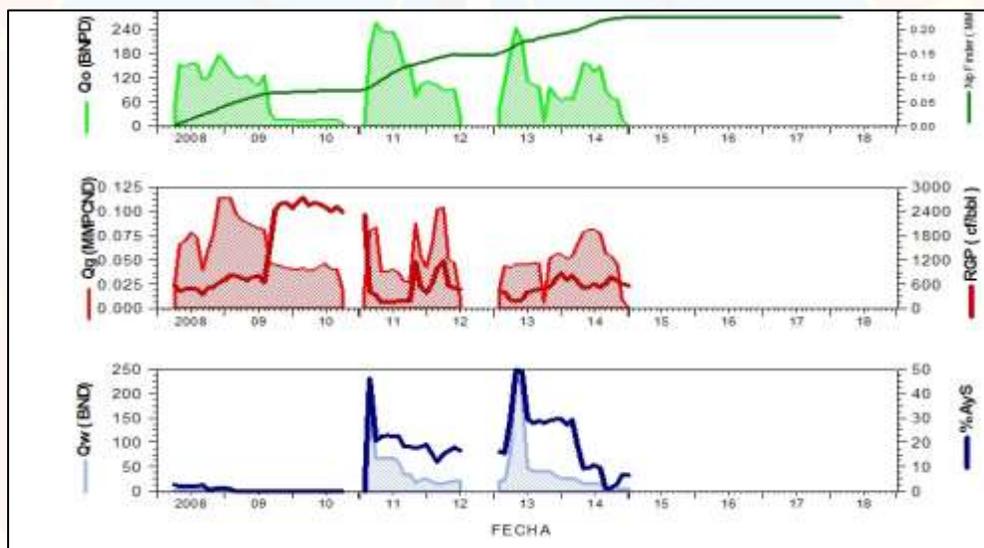
Para el análisis del comportamiento de producción de los pozos en estudio, se utilizaron los gráficos de producción de petróleo, agua y gas, generados por la herramienta OFM, la cual se alimenta de la base de datos Centinela, de la empresa PDVSA, así como también las fichas técnicas y los diagramas mecánicos, facilitados por dicha empresa.

##### **Pozo OC-39:**

La perforación de este pozo se inició el 23 de diciembre del año 2007, hasta una profundidad final de 4742 pies MD, fue completado con tubo (liner) ranurado en la arena objetivo (arena R), 694 pies de los 854 pies perforados horizontalmente. Como método de producción, se instaló un sistema de levantamiento artificial por bombeo de cavidad progresiva (BCP), y fue activado a producción el día 14 de febrero de 2008.

La producción inicial en frío del pozo OC-39, se encontró en el orden de 150 BND (marzo del 2008); sin embargo, para agosto del 2009 la producción declinó drásticamente hasta valores de 20 BND, 50 MPCND, con 2.4 % AyS y 11.8 °API (prueba de producción de 03 de agosto de 2009). Por esta razón, fue seleccionado para un primer ciclo de inyección de vapor, el cual inicio el 30 de octubre de 2010 hasta el 30 de noviembre del mismo año, alcanzando 6189 toneladas de vapor inyectadas, estuvo por 18 días en periodo de remojo, una vez activado el pozo se logró restituir la producción a 197 BNPD, con un promedio de 200 BNPD durante los 9 meses siguientes, hasta declinar para mediado del año 2012 a 100 BNPD.

Tomando en cuenta los resultados anteriores, el pozo fue sometido a un segundo ciclo de inyección de vapor, donde se logró inyectar por 31 días, un total de 4586 toneladas de vapor, obteniendo un promedio de producción para los primeros 6 meses de 152 BNPD. En la gráfica 4.1, se muestra el histórico de producción del pozo, donde se puede observar comportamiento descrito anteriormente, y además, se observa que para el momento del cierre la producción estaba en 75 BNPD, 43 MPCN, RGP de 571 PCN/BN y un corte de agua de 0%. Para el año 2014 el pozo queda inactivo, debido a baja productividad y daño en la bomba mecánica de subsuelo.



**Gráfica 4.1. Comportamiento de producción pozo OC-39**

En cuanto a la causa de inactividad del pozo, se puede decir que, al inicio de la puesta en producción, este mantuvo un nivel dinámico en promedio de 2400 pies con una sumergencia efectiva de la bomba de cavidad progresiva de 200 pies en promedio; posterior al primer y segundo ciclo de IAV, se completó con el método de producción por bombeo mecánico, manteniendo niveles de fluidos inestable alrededor de 2200 pies de forma dinámica y una sumergencia entre 20 a 400 pies en promedio, entrando al rango crítico para

este método, debido a que, para evitar que la bomba trabaje en vacío, por debajo de 500 pies de sumergencia, se considera crítica, en este caso el pozo tiene baja productividad. Adicionalmente, se realizó prueba de presión a la bomba, y en 10 minutos, no restauró presión, por lo que se diagnosticó bomba dañada.

### **Pozo OS-85:**

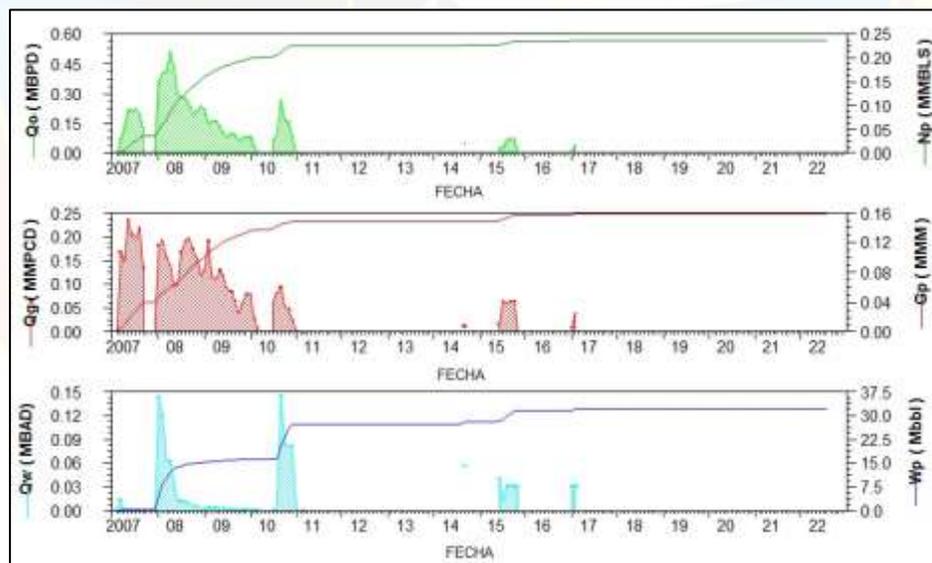
El pozo OS-85, fue perforado en septiembre del 2006, hasta la profundidad final de 4954 pies (MD), con una sección horizontal 1343 pies en el yacimiento LP OS-4. Fue completado con equipo BCP y tubería ranurada (liner) de 7 pulgadas, al momento de su arranque soltó cabillas, ameritando un servicio a pozo con taladro, para el reemplazo de las mismas y de la bomba.

Inició su producción el día 25 de enero de 2007, luego fue sometido a dos ciclos de inyección de vapor, los cuales permitieron obtener los mejores aportes de crudo en superficie, tal como se muestra en la gráfica 4.2, mostrándose luego, una disminución progresiva de su producción, una vez aplicado el vapor. En el año 2007, se obtuvo una producción post-inyección de 576 BNPD, sin embargo, fue disminuyendo progresivamente hasta registrarse 96 BPD.

Para mediados del 2010, se realiza el segundo ciclo de inyección de vapor, obteniéndose una producción de 189 BNPD, manteniéndose por 6 meses, posteriormente quedó inactivo. Para finales del año 2010, se realizó reemplazo del equipo de bombeo mecánico (BM), no obstante, el pozo no reaccionó por estar arenado. Desde el 3 de febrero del 2011, el pozo quedó inactivo por arenamiento. Para julio de 2014, se realizó trabajo de reacondicionamiento, en el cual, se asentó Tie Back aproximadamente a 2900

pies, para reparar el revestidor, intentándose el arranque del pozo, posterior al trabajo pero no se obtuvo éxito.

En junio de 2015, se realizó circulación con gasoil caliente evidenciando aporte del mismo con tasas de crudo de 87 BNPD, posteriormente el pozo queda inactivo, en el cual, se presume arenamiento de la sección horizontal. En diciembre de 2016, se intenta la reactivación del pozo, por la no disponibilidad del equipo de bombeo (BCP), se cambia el método de producción asociado, y se completa el pozo con LAG bajo la modalidad de coiled lift, sin éxito, ya que no se observó aporte de crudo; para este momento, se realiza una evaluación del pozo, con tomas de nivel de fluido, y prueba de inyectividad en la cual, no se observó presurización y al abrir el pozo, este se mantiene sin aporte, y sin sumergencia, quedando inactivo por estar arenado.

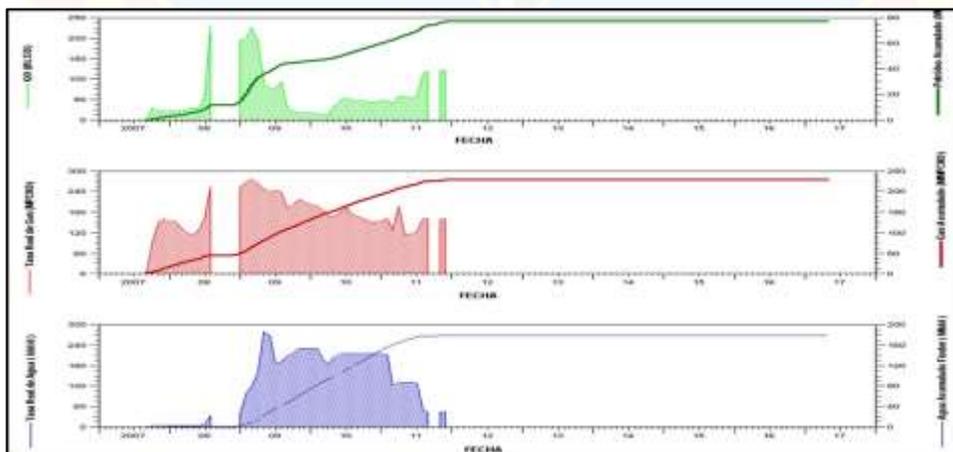


**Gráfica 4.2. Comportamiento de producción pozo OS-85**

### Pozo OS-89:

Fue perforado hasta la profundidad final de 4460 pies, con una sección horizontal perforada de 479 pies, de los cuales se completaron con tubería ranurada (liner) de 7 pulgadas sólo 280 pies, el pozo quedó completado con sistema de levantamiento artificial por bombeo de cavidad progresiva (BCP).

El pozo OS-89, fue activado a producción el día 01 de Agosto de 2007, obteniéndose una producción inicial de 98 BNPD, con una RGP de 1102 PCN/BN y 108 MPCND de caudal de gas. En la gráfica 4.3, se observa un comportamiento de producción estable por 9 meses alrededor de los 25 BNPD promedio. Luego, se cierra el pozo y se decide realizar el primer ciclo de inyección alternada de vapor (IAV), para julio de 2008, y se abre a producción en enero del año siguiente, observándose incrementos considerables en la producción de agua pasando de 30 barriles a un promedio de 240 barriles los cuales representaban el 98% de la producción total, momento en el cual se decide cerrar el pozo por alta producción de agua para noviembre del año 2011.

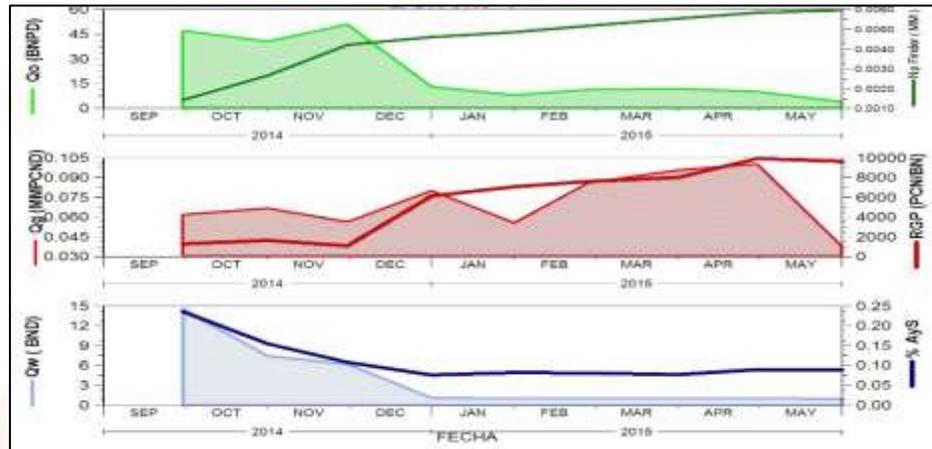


**Gráfica 4.3. Comportamiento de producción pozo OS-89**

**Pozo OS-92:**

Inició su perforación el 07 de Noviembre de 2006, sin embargo se suspendió la misma por problemas operacionales , y no es sino, hasta agosto del año 2014, cuando se retoman los trabajos para la completación mecánica del pozo, para esto se realizó limpieza, se perfiló registro de cementación hasta tope del cemento (3756 pies), se cañoneó con TCP de 4-1/2 pulgadas el intervalo 3521–3619 pies (98 pies), y posteriormente bajó tubería ranurado (liner) de 5-1/2 pulgadas y completó pozo con sistema de bombeo de cavidad progresiva (BCP).

El pozo estuvo produciendo durante 8 meses, como se observa en la gráfica 4.4, periodo en el cual se evaluaron los resultados de la completación mecánica realizada, es importante mencionar, que no fue posible realizar empaque con grava, debido a la inclinación que el pozo presenta en el yacimiento (mayor a 70°), se asumía que se realizaría un empaque natural post cañoneo, no obstante, esto no se evidenció. El día 25 de noviembre de 2014, se tomó nivel de fluido dinámico al pozo, encontrándose el mismo a 2587 pies, con una sumergencia neta de la bomba de 159 pies, el equipo estaba operando a 60 RPM, con producción en superficie. Para mayo del 2015, el equipo de levantamiento artificial, presentó fallas por bajo aporte de fluido, por lo que no fue posible continuar con la evaluación de producción del pozo.



**Gráfica 4.4. Comportamiento de producción pozo OS-92**

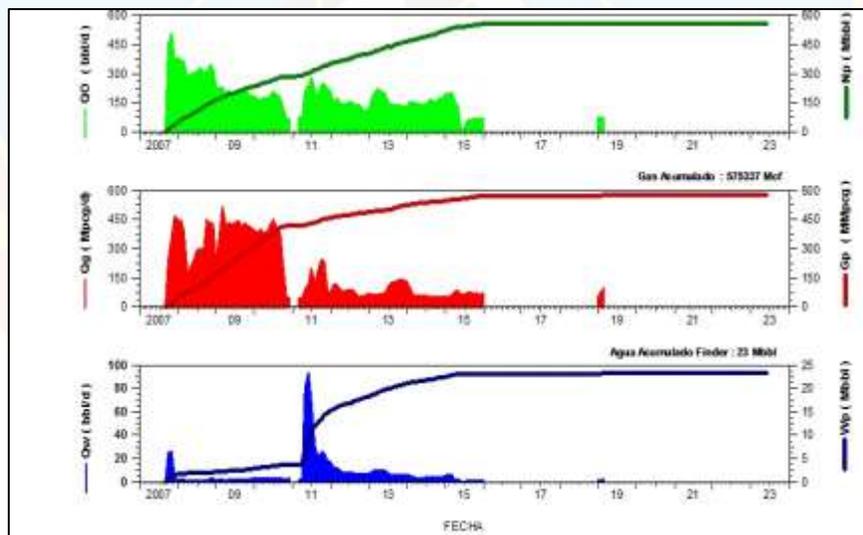
#### **Pozo OS-94:**

El pozo OS-94, se perforó en diciembre de 2006, hasta la profundidad de 3737 pies MD (2820 pies TVD), sin embargo, debido a problemas operacionales, se realizó un Side Track, hasta la profundidad de 5087 pies MD horizontal, dentro de la Arena R del Yacimiento R OS 04, encontrándose el tope de la misma a 3253 pies MD. Se lograron completar a producción en la arena objetivo 1196 pies efectivos de los 1372 pies perforados horizontalmente. En julio 2007 se realizó la completación con BCP y en octubre de 2007 quedó completado oficialmente.

El pozo inició su producción sobre 400 BND en agosto 2007, declinando hasta alcanzar un promedio alrededor de 200 BND en diciembre 2010, fecha en la cual, se realizó el primer ciclo de inyección de vapor, con un volumen de inyección total de 6141 Ton; el mismo permaneció 11 días en remojo post inyección. Posteriormente, para el 2011, se realizó cambio de completación de inyector de vapor a productor con bombeo mecánico (BM), y fue activado con 3 SPM, manteniendo una producción promedio de 150 BNPD hasta el año

2015, es importante destacar, que no se obtuvo mejoras significativas en el comportamiento de producción post inyección de vapor, esto puede estar asociado a que el intervalo productor se encuentra al final de la sección horizontal, reduciendo el efecto por temperatura en la zona productora. A finales del año 2015, se observa una disminución de la tasa de crudo posiblemente asociada a daño de formación, es decir baja productividad del pozo.

En diciembre de 2018, se realizó cambio de equipo de completación de bombeo mecánico (BM) a bombeo de cavidad progresiva (BCP), adicionalmente se realizó estimulación matricial con químico ultramix. El pozo se activó el 20 de diciembre de 2018, y quedó inactivo en febrero 2019, por encontrarse sin aporte de producción, posiblemente pozo arenado, todo su comportamiento de producción se puede observar, en la gráfica 4.5.



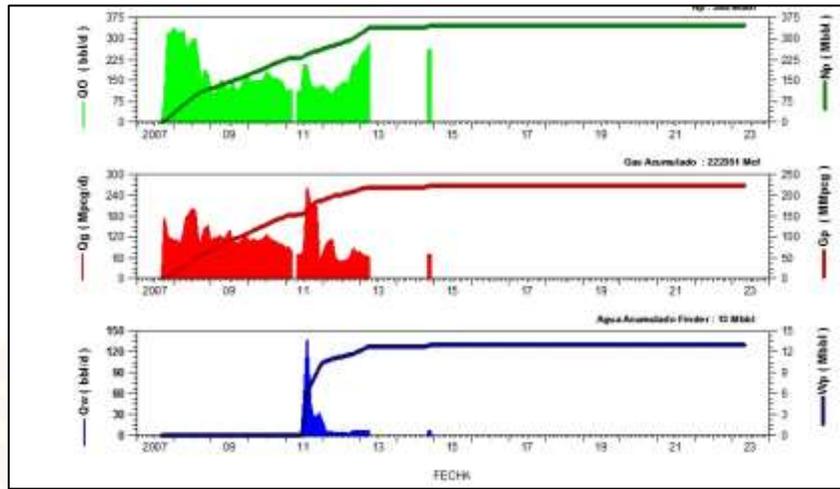
**Gráfica 4.5. Comportamiento de producción pozo OS-94**

### **Pozo OS-96:**

La perforación de este pozo se inició el 19 de enero de 2007, hasta la profundidad de 4767 pies MD, con una inclinación de 90,63°, encontrándose el tope de la arena objetivo 2650 pies MD, arena R, yacimiento R OS 4. Se lograron completar 1125 pies de los 1237 pies perforados horizontalmente. El 28 de julio de 2007, el pozo quedó completado con método de levantamiento artificial de bombeo por cavidad progresiva (BCP), activándose a producción un mes después, obteniéndose una producción inicial de 424 BNPD a una velocidad de la bomba de 150 RPM.

Durante el año 2007, mantuvo una tasa promedio de 300 BNPD. A partir del año 2008, el pozo comienza a disminuir su producción, registrando valores aproximados de 140 BNPD, hasta el año 2011, cuando se decide realizar inyección de vapor y reemplazar método de producción de BCP a BM. Para ese primer ciclo, se inyectó un total de 6050 toneladas de vapor de agua por 18 días. Posterior a esta intervención, el pozo registró aumento de producción de hasta 270 BNPD. Luego, estuvo inactivo por un periodo de 1 año y medio, esperando el segundo ciclo de inyección de vapor; el pozo estaba registrando múltiples paradas, por baja productividad.

En el año 2014, se realizó un segundo ciclo de vapor, en el cual, se inyectó un total de 4885 toneladas de vapor de agua por 26 días; después se cambió la completación, de inyector de vapor a productor con BM. Entre octubre y noviembre del año 2014, el pozo registró paradas por cabillas partidas, determinándose problemas de arenamiento, por lo que desde esa fecha se encuentra inactivo, tal como se muestra en la gráfica 4.6.



**Gráfica 4.6. Comportamiento de producción pozo OS-96**

#### **Pozo OS-117:**

Fue perforado en julio del 2016, hasta la profundidad de 4997 pies (MD), en la arena R del yacimiento LPDR OS 4, completándose con BCP a una profundidad de 3100 pies. Para julio 2016, se arrancó pozo con una velocidad de 60 RPM, luego se llevó a 80 RPM, realizándose prueba de producción no oficial a tanque, arrojando una producción de 152 BBPD, adicionalmente, se tomó nivel de fluido dinámico, encontrándose a 2746 pies con una sumergencia de la bomba de 245 pies. Sin embargo, 5 días después del arranque se encontró el equipo con un consumo de 235 amp en el motor (consumo normal: 87,5 amp), lo que indica que el equipo estaba trabajando en vacío. Se apagó el sistema de levantamiento, para su protección. Se bombearon 2 bls de agua casing - tubing, levantando presión hasta 600 psi rápidamente, posteriormente sacó cabilla, armó cabezal, se bombeó nuevamente presurizando hasta 1000 psi, sin recibir; por lo que se determinó el arenamiento del pozo.

Es importante mencionar que, el pozo OS-117 arrancó con problemas desde su completación original, lo cual, no permitió monitorear su comportamiento de producción real, pero a pesar del poco tiempo de evaluación del pozo se logró tener un aporte de significativo de 152 BBPD con una sumergencia neta de 245 pies, en el Apéndice A de este trabajo, se encuentran los diagramas mecánicos con las completaciones actuales de cada uno de los pozos estudiados. En la tabla 4.2, se muestra un resumen del diagnóstico, realizado para cada pozo estudiado.

**Tabla 4.2. Diagnóstico de los pozos inactivos formación Las Piedras-Orocual**

Pozo	Diagnóstico
OC-39	BAJA PRODUCTIVIDAD/BOMBA DAÑADA
OS-85	POZO ARENADO
OS-89	ALTO CORTE DE AGUA
OS-92	BAJA PRODUCTIVIDAD/BOMBA DAÑADA
OS-94	POZO ARENADO
OS-96	POZO ARENADO
OS-117	POZO ARENADO

#### **4.2 ESTABLECIMIENTO DE LA PROPUESTA MÁS ADECUADA PARA LA REACTIVACIÓN DE CADA POZO ESTUDIADO**

De acuerdo al comportamiento de producción y a los diagnósticos realizados anteriormente, se realizaron propuestas de trabajos a ejecutar para cada uno de los pozos estudiados, con el objetivo de lograr su reactivación. Dichas propuestas, estuvieron basadas en procedimientos operacionales ya establecidos por la empresa PDVSA conjuntamente con empresas de servicios, de acuerdo a experiencias obtenidas en pozos con similares características reactivados anteriormente en la Formación Las Piedras, del campo Orocual. Para el desarrollo de las propuestas, mediante mesas de trabajos en la estatal petrolera, se tomaron en consideración los criterios de descripción de la problemática de los pozos, de manera individual, ofreciendo

alternativas que solventen aquellos eventos que permitieron su clasificación en la categoría 3 y permitan su reincorporación a producción.

**Pozo OC-39:**

Esta propuesta está orientada a la activación del pozo para la restitución del potencial, en este sentido, se requiere sea intervenido con taladro de servicios a pozos, con el fin, de sacar la completación actual de bombeo mecánico (BM), realizar limpieza y estimulación matricial y reemplazar equipo de levantamiento. Mejorando así, las condiciones de productividad (presión de fondo fluvente, índice de productividad, entre otros), los cuales han disminuido considerablemente, dejando el pozo inactivo, además, la ejecución de esta propuesta, permitirá minimizar daño de formación, mejorar su perfil de producción y garantizar el drenaje eficiente de reservas de yacimiento, tal como ha ocurrido en pozos de este campo donde se ha aplicado dicho procedimiento.

De acuerdo a lo planteado anteriormente, se recomienda realizar el trabajo bajo el siguiente procedimiento, establecido por la empresa PDVSA para pozos pertenecientes a este campo:

1. Controlar pozo con agua salada 8.5 lpg. (Preferiblemente con agua de formación, para evitar incompatibilidad con la roca y los fluidos producidos).
2. Recuperar completación de producción.
3. Realizar viaje de limpieza hasta la zapata flotadora (4738 pies MD) con mezcla de aromático/gasoil (70/30), repasando 2 veces los canales de la tubería ranurada (liner), esto con el fin de limpiar el taponamiento con

crudo pesado que pueda haber en ella. Utilizar gel de acarreo base aceite y garantizar retornos 100% limpios en superficie.

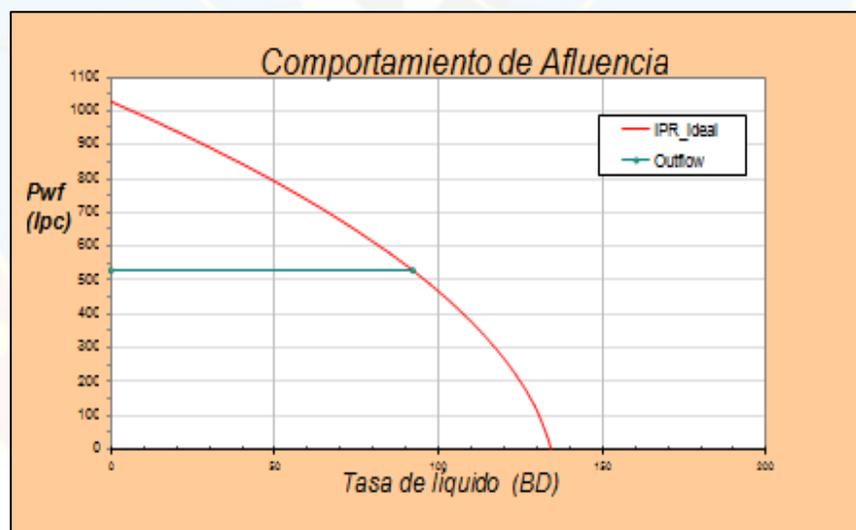
4. Realizar primera etapa de estimulación matricial con 123 bls de mezcla aromático/gasoil (90/10), equivalente a 2 pie de penetración dentro de la formación, dejar en remojo por 8 horas. Es importante destacar que la volumetría de los productos químicos a utilizar, fue calculada por el personal geoquímico de la empresa PDVSA, la misma se puede observar en la tabla 4.3.
5. Realizar segunda etapa de estimulación con 101 bls de mezcla Ultramix, el cual, es un producto químico desarrollado por PDVSA Intevep, para eliminar el daño a la formación productora de hidrocarburos que causan los fluidos de perforación, posteriormente, desplazar química con agua salada y dejar llena la tubería de producción. Esperar remojo por 24 horas, durante el cual se puede bajar la completación con la nueva bomba mecánica.
- 6.- Realizar a la bomba las pruebas correspondientes y colocar el pozo a producción.

**Tabla 4.3. Volumetría de la química para limpieza y estimulación pozo OC-39**

QUÍMICO	BLS	TAMBORES
<b>1ERA ETAPA : MEZCLA AROMÁTICO/GASOIL (90/10)</b>		
XILENO 90%	111	83
GASOIL 10%	12	9
<b>TOTAL 100%</b>	<b>123</b>	<b>92</b>
<b>2DA ETAPA : MEZCLA ULTAMIX/GASOIL (17/83)</b>		
ULTRAMIX		
17%	17	13
GASOIL 83%	84	63
<b>TOTAL 100%</b>	<b>101</b>	<b>76</b>

Fuente: Informe PDVSA, 2024

Para determinar la producción esperada con la aplicación de la alternativa propuesta, en primer lugar, se determinó el índice de productividad IP, utilizando una hoja de datos en Excel con el método desarrollado por Joshi, el cual considera parámetros como espesor de arena por la trayectoria del pozo, longitud de la sección vertical, permeabilidad vertical y horizontal, viscosidad del crudo, radio de drenaje, espaciamiento entre pozos, con el fin de realizar un análisis efectivo de la producción del pozo posterior a la limpieza y cambio de bomba, el índice de producción estimado corresponde a un daño de formaron igual a cero, obteniéndose 0,2 BPD/PSI, estos resultados se muestran en gráfico 4.7. En la tabla 4.4, se muestran los datos utilizados para las simulaciones realizadas en el pozo, los cuales fueron obtenidos de la ficha técnica suministrada por PDVSA.



**Gráfica 4.7. IP pozo OC-39**

**Tabla 4.4. Datos para simulaciones pozo OC-39**

<b>NOMBRE DEL POZO</b>	OC-39	
<b>PROFUNDIDAD DE LA BOMBA</b>	2814	PIES
<b>PRESIÓN DE CABEZAL</b>	60	PSI
<b>PRESIÓN DE REVESTIDOR</b>	60	PSI
<b>CORTE DE AGUA</b>	58	%
<b>°API DEL CRUDO</b>	9,1	
<b>NIVEL DE FLUIDO</b>	2550	PIES
<b>PUNTO MEDIO DE LAS PERFORACIONES</b>	3627	PIES
<b>PRESIÓN ESTÁTICA DE YACIMIENTO</b>	1100	PSI
<b>PRESIÓN DE BURBUJA</b>	1300	PSI
<b>TEMPERATURA DE YACIMIENTO</b>	117	°F
<b>RGP</b>	735	PCN/BN
<b>DIÁMETRO DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN (OD)</b>	3,5	PULGADAS
<b>TIPO DE BOMBA (INSERTABLE O DE TUBERÍA)</b>	TUBERÍA	
<b>TIPO DE CABILLAS (CONVENCIONALES O CONTINUAS)</b>	CONVENCIONALES	
<b>DIÁMETRO DE LAS CABILLAS (OD)</b>	1	PULGADAS
<b>GRADO DE LAS CABILLAS (D, K, C)</b>	D	
<b>TIPO Y CARACTERÍSTICAS DE LA UNIDAD DE SUPERFICIE (BALANCÍN)</b>	Lufkin Mark II de M-320D-256-120	

Fuente: Informe PDVSA, 2024

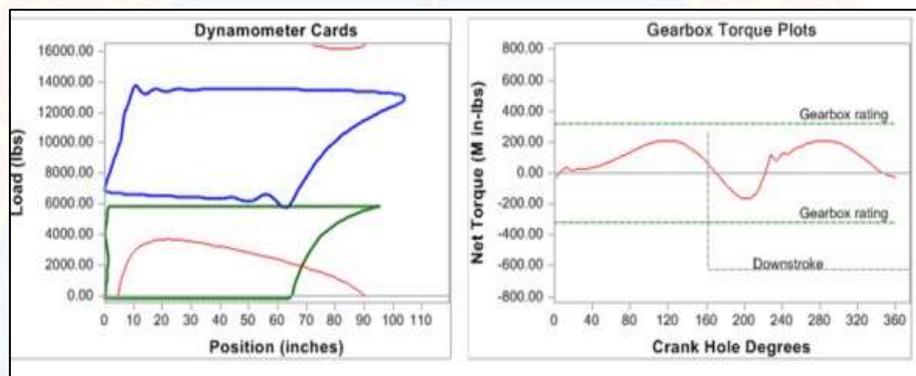
Por el tiempo de inactividad que tiene el pozo, se recomienda realizar una limpieza químico-mecánica a nivel de toda la sección productora, acompañada de una estimulación matricial no reactiva, esto con el fin de mejorar la comunicación yacimiento-pozo, y remover los sedimentos que pudiesen haber decantado durante el tiempo de inactividad del pozo.

Para garantizar un diseño óptimo del equipo bombeo mecánico, se simuló con el programa RODSTAR-V 3.1.1, utilizándose los siguientes datos suministrados por la empresa:

- Eficiencia de llenado de la bomba: 80% (valor estimado, para diseños nuevos)
- Gravedad API: 9,1 °
- Corte de agua: 58%
- Nivel de fluido: 2550 Pies (producción en frío con BCP)
- Profundidad de la Bomba: 2814 pies
- Diámetro del pistón de la bomba: 2-3/4 pulgadas
- Tubería de 3-1/2 pulgadas (sin anclaje)
- Diámetro de la Barra Pulida: 1-1/2 pulgadas

En el diseño se consideró utilizar cabillas de 1 pulgada, la misma que tiene el pozo, esto para minimizar los costos de operación. Además, se simuló con unidad de superficie o balancín modelo Lufkin Mark II, de especificaciones M-320D-256-120, el cual tiene una longitud carrera máxima de 104 pies. Esto es la altura a la cual puede llegar dicho balancín, durante la carrera ascendente, es decir, en el ciclo en el cual se está llenando la bomba mecánica.

Como resultado se obtuvo una carga máxima en la caja de engranaje de 66%, esfuerzo de sobrecarga en las cabillas de 45%. Para una velocidad de 2 SPM, aportando tasa de 98 BBPD, 88,2 BNPD, con un 10% de corte de agua. En la gráfica 4.8, se muestra leve interferencia por gas afectando el llenado efectivo de la bomba (gráfico de la izquierda) y un buen balanceo en las cargas de la unidad (gráfico de la derecha).



**Gráfica 4.8. Simulación de cartas dinagráficas en fondo y superficie y análisis de esfuerzos de sobrecarga del sistema BM Pozo OC-39**

#### **Pozo OS-85:**

La propuesta para este pozo, contempla la intervención del mismo con taladro para rehabilitación y equipo de tubería continua (coiled tubing concéntrico); esto con la finalidad de realizar limpieza y estimulación matricial no reactiva, con mezcla de dispersantes de asfaltenos, solvente mutual, xileno y butil, de acuerdo al tratamiento químico diseñado por geoquímicos de la empresa PDVSA; posteriormente, completar el pozo con reliner y equipo de bombeo de cavidad progresiva (BCP), a fin de garantizar la reactivación del pozo e incrementar el nivel de producción del yacimiento LPDR OS 4.

Para la ejecución de la propuesta, se recomienda realizar el siguiente procedimiento, establecido por la empresa PDVSA para pozos con similares características en el área:

- 1.) Desconectar pozo, verificar presiones y conectar y probar líneas.
- 2.) Circular el pozo con fluido de baja densidad (emulsión directa de 7.4 lpg), esto con el fin de controlar el pozo, y observar pozo estático por media (½) hora.
- 3.) Circular pozo hasta retorno limpio.
- 4.) Instalar válvulas de seguridad y probar con programas de presiones de 250 LPPC hasta 2400 LPPC.
- 5.) Circular de tubería a revestidor con fluido de baja densidad hasta retornos limpios.
- 6.) Bajar tubería continua (coiled tubing) y limpiar el pozo.
- 7.) Sacar completación actual del pozo.
- 8.) Bajar equipo de control de arena, de acuerdo a la configuración diseñada por el equipo de ingeniería de perforación PDVSA, la cual se puede observar en la tabla 4.5.

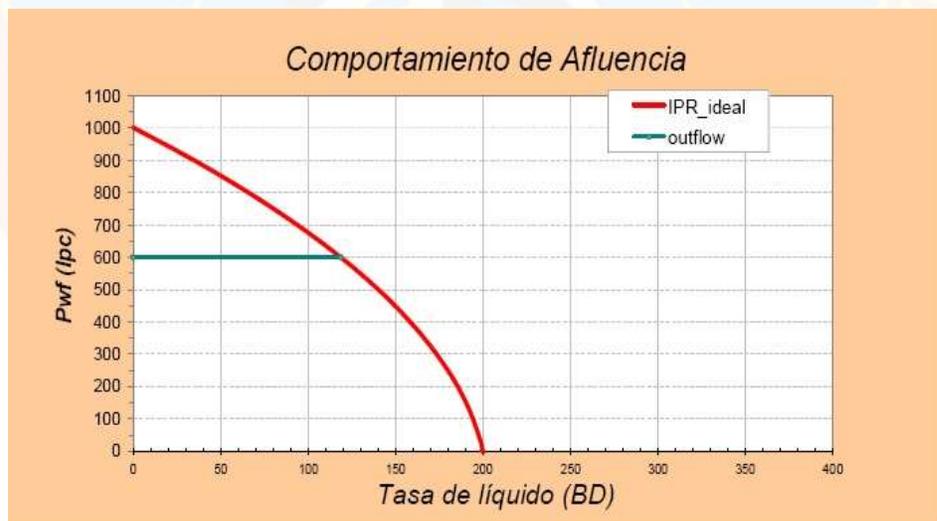
**Tabla 4.5. Configuración de equipo para control de arena pozo OS-85**  
**EQUIPO DE CONTROL DE ARENA/RELINER 3-1/2 PULGADAS ESTIMADO**

Tamaño (Pulgadas)	Peso (LBS/PIE)	Grado	Rosca	N° Juntas	Longitud (Pies)	Desde (Pies)	Hasta (Pies)	Observaciones
9 5/8 X 3 1/2	43,5 X 10,3	N 80	Conexión Premium	1	15,47	2830	2845	Colgador 9 5/8 X 3 1/2
3 1/2	10,3			29	853,41	2845	3699	Tubería lisa (LINER) DE 3 -1/2
3 1/2	10,3			39	1240,2	3699	4939	Tubería ranurada(LINER) DE 3 -1/2 (0,012 X 0,015)
3 1/2	10,3			1	2,75	4939	4942	Zapata ciega

**Fuente: Informe PDVSA, 2024**

- 9.) Bajar completación con bomba BCP, instalar cabezal y probar la bomba.  
Colocar el pozo a producción.

Por tratarse de un pozo horizontal, para el cálculo del índice de productividad (IP), se utilizó el método de Joshi, mediante una hoja de cálculo en Excel, el cual considera parámetros como presión, propiedades de fluido, petrofísica, caída de presión, entre otros. El resultado obtenido para el OS 85, es de 0,4 BPD/PSI. Es importante indicar, que para la estimación de producción se tomó como permeabilidad absoluta el 70%, la ecuación considera daño ideal ( $s=0$ ), viscosidad a condiciones de crudo muerto de 1231,69 cP, este valor, es un promedio del área de drenaje de los pozos vecinos (OS 68, OS 114 y OS 85, todos ubicados en la misma plataforma y yacimiento), estos resultados se muestran en el gráfico 4.9. En la tabla 4.6, se observan los datos, facilitados por PDVSA, y que fueron utilizados para las simulaciones realizadas.



**Gráfica 4.9. IP pozo OS-85**

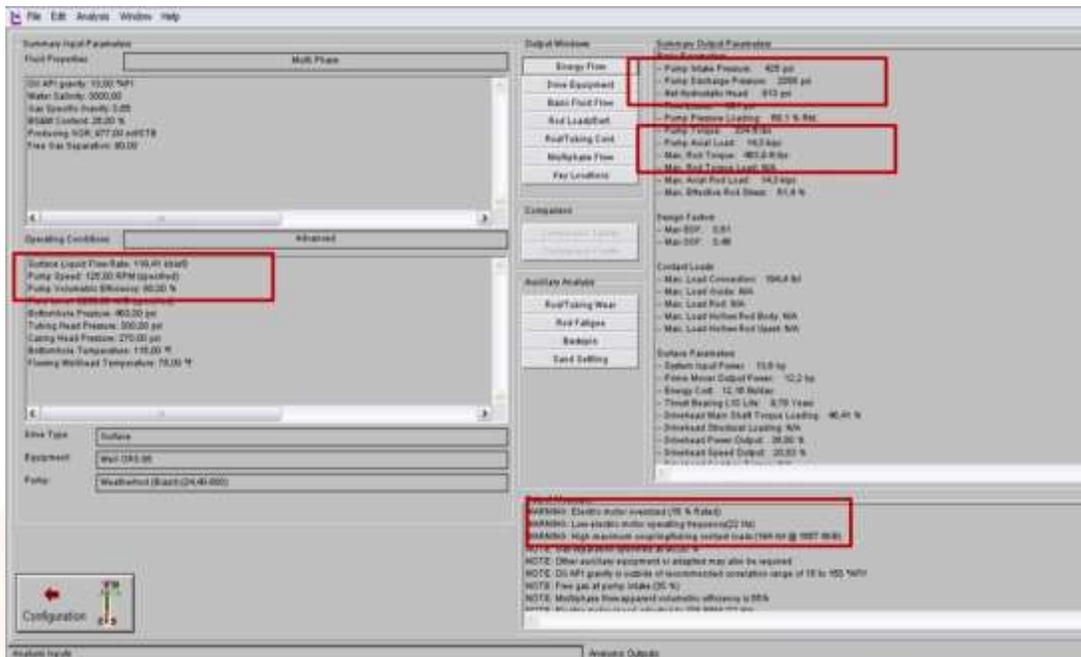
Tabla 4.6. Datos para simulaciones pozo OS-85

<b>NOMBRE DEL POZO</b>	OS-85	
<b>PROFUNDIDAD DE LA BOMBA</b>	2800	PIES
<b>PRESIÓN DE CABEZAL</b>	90	PSI
<b>PRESIÓN DE REVESTIDOR</b>	80	PSI
<b>CORTE DE AGUA</b>	26	%
<b>°API DEL CRUDO</b>	8,9	
<b>NIVEL DE FLUIDO</b>	2250	PIES
<b>PUNTO MEDIO DE LAS PERFORACIONES</b>	2900	PIES
<b>PRESIÓN ESTÁTICA DE YACIMIENTO</b>	1045	PSI
<b>PRESIÓN DE BURBUJA</b>	1200	PSI
<b>TEMPERATURA DE YACIMIENTO</b>	115	°F
<b>RGP</b>	977	PCN/BN
<b>DIÁMETRO DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN (OD)</b>	3,5	PULGADAS
<b>TIPO DE BOMBA (INSERTABLE O DE TUBERIA)</b>	TUBERÍA BCP	
<b>TIPO DE CABILLAS (CONVENCIONALES O CONTINUAS)</b>	CONVENCIONALES	
<b>DIAMETRO DE LAS CABILLAS (OD)</b>	1	PULGADAS
<b>GRADO DE LAS CABILLAS (D, K, C)</b>	D	

Fuente: Informe PDVSA, 2024

El diseño del sistema de bombeo de cavidad progresiva (BCP), se realizó utilizando el simulador PCpump V 2.671, considerando la instalación de un separador de gas en fondo con una eficiencia de 80%, esto, teniendo en cuenta los valores de RGP y % de agua que tiene el pozo (977 PCN/BN, 26% AYS), los resultados arrojados por la simulación, se resaltan con cuadros de color rojo en la figura 4.1, para ello, se ubicó dentro de catálogo disponible en el simulador, una bomba con características que se adapten a las condiciones del pozo, las mismas se describen a continuación:

- Modelo de la bomba: 24.40-800.
- Desplazamiento de aproximadamente: 1,739 Bls /rpm.
- Levantamiento de la bomba: 5534 pies.
- Longitud: 23,31 pies.
- Diámetro: 3 ½ pulgadas.
- Para el diseño se utilizaron cabillas de 1 pulgada x 30 pies, tipo API grado D, resistente a las condiciones de operatividad del pozo.
- Se considera instalación de separador de gas en fondo con una eficiencia de 80%.
- Profundidad de asentamiento de la bomba: 2800 pies (con el fin de proteger la sumergencia de la bomba), entre 43 y 46° de inclinación y patas de perro (dog leg) de 1,2 y 3,30°/100 pies.



**Figura 4.1 Resultados de simulación con BCP Pozo OS-85**

En función a los datos colocados en la herramienta de simulación, los cuales fueron obtenidos de Centinela, fichas técnicas y diagramas mecánicos, facilitados por PDVSA, el pozo produce una máxima tasa de 119 BBPD, 88 BNPD, 26% de agua, con una RGP de 977 PC/BN a una velocidad de 127 RPM y una eficiencia de bombeo de 80%. El simulador genera una alerta de posible contacto tubería de producción (tubing) con el cuello de la cabilla (coupling) a 1667 pies, esta profundidad corresponde al inicio de incremento de ángulo del pozo, en este caso, se recomienda colocar centralizadores de cabilla. El torque generado por la bomba en las cabillas, es de 334 lbs/pie, estando por debajo del torque máximo para cabillas de 1 pulgada, el cual es de 463,9 lbs/pie, de acuerdo a su fabricante. El máximo estrés efectivo de dichas cabillas es de 61,4 %, por debajo de 100%, por lo que el diseño se ajusta a las condiciones del pozo. La presión de succión generada por la bomba, de acuerdo a la simulación es de 425 psi.

**Pozo OS-89:**

Debido al cierre de este pozo por alto corte de agua, se propone abandonar la arena S, yacimiento S OS 1, utilizando un tapón de hierro (TDH), asentado a 3292 pies (47 grados de inclinación), luego cañonear arena R con cañones transportados con tubería (TCP) desde 3138 pies hasta 3240 pies, bajar tubería ranurada (liner) de 0,015 pulgadas con empaque de grava, realizar limpieza con mezcla de solvente aromático/gasoil y estimulación matricial no reactiva con mezcla ultramix/gasoil, reemplazar y completar pozo con sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico (BM), para instalar con bomba para tubería de 3 ½ pulgadas, de acuerdo al procedimiento establecido por la empresa PDVSA.

Para la estrategia de cañoneo, se tomaron en cuenta las siguientes consideraciones, de acuerdo a la experiencia con esta técnica en los pozos del área somera del campo Orocual:

- Configuración mecánica del pozo: revestidor de 9-5/8 pulgadas.
- La selección del diámetro del cañón: 4 ½ pulgadas.
- Se seleccionó el tipo de carga y densidad de disparo (12 TPP), con el objetivo de lograr la mayor penetración y menor impacto de daño a la formación (alta penetración).
- Propiedades petrofísicas correspondientes a cada uno de los intervalos a cañonear, las mismas se encuentran en el Apéndice B.
- Fluido de completación a utilizar: agua salada de 8.5 lpg.
- Temperatura de fondo: 120 °F.
- Arenas no consolidadas.
- Un radio de zona dañada alrededor del pozo de 5 pulgadas.

De acuerdo a la mínima restricción en diámetro de la tubería de producción con la cual fue completado el pozo, el menor impacto de daño y a la temperatura de fondo; se seleccionó un cañón de 4-1/2 pulgadas, con 45° de fase de espaciado, densidad de disparo de 12 TPP (tiros por pie), para cada intervalo y cargas tipo HMX (explosivo Trinitramina - Cicloetrametileno), con la cual se obtendrá una penetración de 42 pulgadas (alta penetración) y un área de flujo de 14 pulgadas cuadradas, esto para un total de 102 pies de intervalo cañoneado (desde 3138 pies hasta 3240 pies), esto de acuerdo al diseño del cañoneo realizado por PDVSA, ver Apéndice B.

Debido al alto daño de formación por invasión de lodo de perforación que presenta el pozo, se recomienda, posterior a la fase de cañoneo, realizar una limpieza y estimulación química, con la finalidad de garantizar la mayor productividad del mismo. En tal sentido, se propone realizar limpieza química mecánica y estimulación matricial no reactiva.

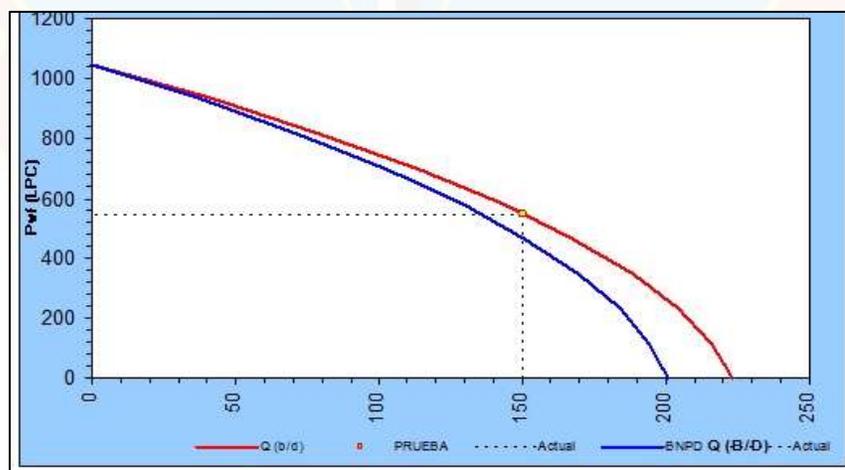
De acuerdo a los procedimientos establecidos por la estatal petrolera para el área en estudio, se propone realizar limpieza con solvente aromático/gasoil (en una concentración 70/30), dejar en remojo por 3 horas. Utilizar gel de acarreo base agua y garantizar retornos 100% limpios. Posteriormente, forzar a formación 115 bls de mezcla Ultramix/gasoil (en una concentración 17/83), equivalente a 3 pie de penetración, colocados frente la cara de los perforados y completar tubería de producción con gasoil. Dejar en remojo por 24 horas. Es importante destacar que el tipo de producto químico a utilizar y su volumetría, fue determinado por el personal geoquímico de la empresa PDVSA, la misma se puede observar en la tabla 4.7.

**Tabla 4.7. Volumetría de la química para estimulación pozo OS-89**

QUÍMICO	BLS	TAMBORES
ULTRAMIX 17%	20	15
GASOIL 83%	95	71
TOTAL 100%	115	86

Fuente: Informe PDVSA, 2024

Para determinar la producción esperada con la aplicación de la alternativa propuesta, en primer lugar, se determinó el índice de productividad (IP), utilizando el método desarrollado por Vogel, por tratarse de un pozo desviado, el cual considera parámetros como espesor de arena, longitud de la sección vertical, permeabilidad vertical, viscosidad del crudo, radio de drenaje, espaciamiento entre pozos, se tomó una presión de fondo fluente, tomada en campo de 600 psi, el índice de producción estimado corresponde a un daño de formaron igual a cero, obteniéndose 0,4 bpd/psi, estos resultados se muestran en gráfico 4.10. En la tabla 4.8, se pueden observar los datos utilizados para las respectivas simulaciones, los cuales fueron suministrados por la empresa PDVSA.



**Gráfica 4.10. IP pozo OS-89**

Tabla 4.8. Datos para simulaciones pozo OS-89

<b>NOMBRE DEL POZO</b>	OS-89	
<b>PROFUNDIDAD DE LA BOMBA</b>	2960	PIES
<b>PRESIÓN DE CABEZAL</b>	50	PSI
<b>PRESIÓN DE REVESTIDOR</b>	50	PSI
<b>CORTE DE AGUA</b>	0,1	%
<b>°API DEL CRUDO</b>	10	
<b>NIVEL DE FLUIDO</b>	2500	PIES
<b>PUNTO MEDIO DE LAS PERFORACIONES</b>	3981	PIES
<b>PRESIÓN ESTÁTICA DE YACIMIENTO</b>	1294	PSI
<b>PRESIÓN DE BURBUJA</b>	1350	PSI
<b>TEMPERATURA DE YACIMIENTO</b>	120	°F
<b>RGP</b>	1784	PCN/BN
<b>DIÁMETRO DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN (OD)</b>	3,5	PULGADAS
<b>TIPO DE BOMBA (INSERTABLE O DE TUBERÍA)</b>	TUBERÍA	
<b>TIPO DE CABILLAS (CONVENCIONALES O CONTINUAS)</b>	CONVENCIONALES	
<b>DIÁMETRO DE LAS CABILLAS (OD)</b>	1	PULGADAS
<b>GRADO DE LAS CABILLAS (D, K, C)</b>	D	
<b>TIPO Y CARACTERÍSTICAS DE LA UNIDAD DE SUPERFICIE (BALANCÍN)</b>	Lufkin Mark II M 640-365-120	

Fuente: Informe PDVSA, 2024

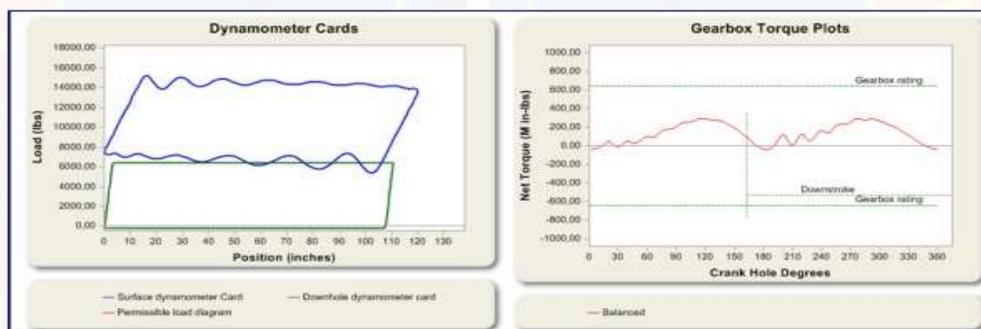
Para garantizar un diseño óptimo del equipo bombeo mecánico, se utilizó el simulador RODSTAR-V 3.1.1, utilizándose los siguientes datos, obtenidos de la base de datos Centinela y los diagramas mecánicos:

- Eficiencia de llenado de la bomba: 80% (valor estimado, para diseños nuevos)
- Gravedad API: 10 °
- Corte de agua: 0,1 %
- Nivel de fluido: 2500 Pies
- Profundidad de la bomba: 2960 pies
- Diámetro del pistón de la bomba: 2-3/4 pulgadas
- Tubería de 3-1/2 pulgadas (sin anclaje)
- Diámetro de la Barra Pulida: 1-1/2 pulgadas

Los resultados estiman una tasa de producción de 288 BBPD con 283 BNPD, estableciendo como equipo superficie recomendado un balancín modelo Mark II M 640-365-120, el cual estará operando a 44 % de su carga nominal, lo que permite garantizar una continuidad operacional.

La gráfica 4.11, muestra un llenado eficiente de la bomba, con un buen comportamiento de cierre y apertura de válvulas, tanto en la carrera descendente como en la ascendente del balancín, esto se puede observar en el comportamiento cuadrado de la carta dinográfica en el fondo del pozo, la cual se encuentra a la izquierda del gráfico. Se registran cargas máximas en la unidad de hasta de 15223 lbs, las cuales son manejadas por el equipo sin ningún riesgo de daño.

Por otro lado, con la perturbación observada en la carta de la izquierda (parte superior), indica un leve desbalanceo de la unidad, pero este, es manejado por el equipo y puede ser corregido una vez puesto operativo con la distribución de las pesas sobre la viga viajera del balancín; es de considerar que, la velocidad establecida fue de 4 spm (strokes por minuto); para obtener la tasa estimada se requiere de una bomba instalada con tubería (ATH) de 3 ½ pulgadas con pistón de 2 ¾ pulgadas y 16 pies mínimo de recorrido del barril, con cabillas de 1 pulgada a lo largo de toda la completación, y la tubería de producción de 3 ½ pulgadas.



**Gráfica 4.11. Simulación de cartas dinagráficas en fondo y superficie y análisis de esfuerzos de sobrecarga del sistema BM Pozo OS-89**

#### **Pozo OS-92:**

Esta propuesta está orientada a la activación del pozo para la restitución del potencial, en este sentido, se requiere sea intervenido con taladro de servicios a pozos, con el fin, de sacar la completación actual de bombeo de cavidad progresiva (BCP), realizar limpieza y estimulación matricial y reemplazar equipo de levantamiento, la ejecución de esta propuesta, permitirá minimizar daño de formación, mejorar su perfil de producción y garantizar el drenaje eficiente de reservas de yacimiento.

De acuerdo a lo planteado anteriormente, se recomienda realizar el trabajo bajo el siguiente procedimiento elaborado por la empresa PDVSA para este tipo de operaciones en el campo Orocual, de acuerdo a experiencias previas:

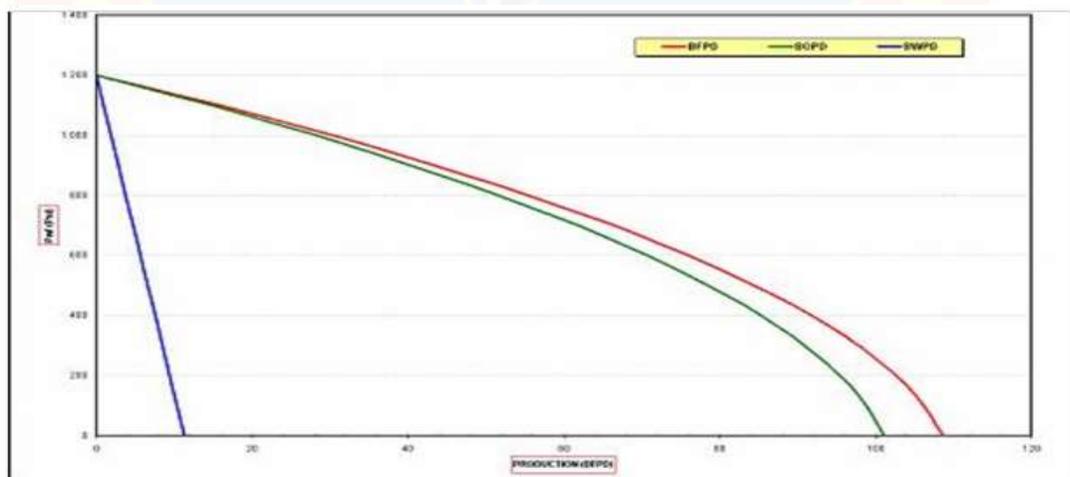
1. Controlar pozo con agua salada 8.5 lpg. (Preferiblemente con agua de formación), de ser necesario.
2. Recuperar completación de producción.
3. Realizar viaje de limpieza hasta la zapata flotadora (4086 pies MD) con mezcla de aromático/gasoil (70/30), repasando 2 veces los canales de la tubería ranurada (liner), esto con el fin de limpiar el taponamiento con crudo pesado que pueda haber en ella. Utilizar gel de acarreo base aceite y garantizar retornos 100% limpios en superficie.
4. Realizar primera etapa de estimulación matricial con 113 bls de mezcla aromático/gasoil (90/10), equivalente a 2 pie de penetración dentro de la formación, dejar en remojo por 8 horas. Es importante destacar que el tipo de productos químicos a utilizar y su volumetría, fue determinada por el personal geoquímico de la empresa PDVSA, la misma se puede observar en la tabla 4.9.
5. Realizar segunda etapa de estimulación con 101 bls de mezcla Ultramix, el cual, es un producto químico desarrollado por PDVSA Intevep para eliminar el daño a la formación productora de hidrocarburos que causan los fluidos de perforación, posteriormente, desplazar química con agua salada y dejar llena la tubería de producción. Esperar remojo por 24 horas, durante el cual se puede bajarla completación con la nueva bomba de cavidad progresiva.
- 6.- Realizar a la bomba las pruebas correspondientes y colocar el pozo a producción.

**Tabla 4.9. Volumetría de la química para limpieza y estimulación pozo OS-92**

QUÍMICO	BLS	TAMBORES
<b>1ERA ETAPA : MEZCLA AROMÁTICO/GASOIL (90/10)</b>		
XILENO 90%	100	82
GASOIL 10%	13	9
TOTAL 100%	113	91
<b>2DA ETAPA : MEZCLA ULTAMIX/GASOIL (17/83)</b>		
ULTRAMIX 17%	17	13
GASOIL 83%	84	63
TOTAL 100%	101	76

Fuente: Informe PDVSA, 2024

Para el desarrollo de este análisis, se determinó del índice de productividad (IP) por el modelo de Vogel, aplicable para pozos verticales, esto considerando que el pozo no es horizontal, sino desviado de alto ángulo, este considera parámetros como presión de yacimiento, presión de fondo fluyente, nivel de fluido del pozo, temperatura de yacimiento, relación gas – petróleo, entre otros. Obteniéndose un índice de productividad actual de 0,13 (B/D/PSI), dichos resultados se pueden observar en la gráfica 4.12, y en la tabla 4.10 se muestran los datos utilizados para las simulaciones y fueron obtenidos de la ficha técnica y diagrama mecánico.



**Gráfica 4.12. IP pozo OS-92**

**Tabla 4.10. Datos para simulaciones pozo OS-92**

<b>NOMBRE DEL POZO</b>	OS-92	
<b>PROFUNDIDAD DE LA BOMBA</b>	2670	PIES
<b>PRESIÓN DE CABEZAL</b>	130	PSI
<b>PRESIÓN DE REVESTIDOR</b>	50	PSI
<b>CORTE DE AGUA</b>	6	%
<b>°API DEL CRUDO</b>	12	
<b>NIVEL DE FLUIDO</b>	2587	PIES
<b>PUNTO MEDIO DE LAS PERFORACIONES</b>	3665	PIES
<b>PRESIÓN ESTÁTICA DE YACIMIENTO</b>	1100	PSI
<b>PRESIÓN DE BURBUJA</b>	1300	PSI
<b>TEMPERATURA DE YACIMIENTO</b>	117	°F
<b>RGF</b>	979	PCN/BN
<b>DIÁMETRO DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN (OD)</b>	3,5	PULGADAS
<b>TIPO DE BOMBA (INSERTABLE O DE TUBERÍA)</b>	TUBERÍA BCP	
<b>TIPO DE CABILLAS (CONVENCIONALES O CONTINUAS)</b>	CONVENCIONALES	
<b>DIÁMETRO DE LAS CABILLAS (OD)</b>	1	PULGADAS
<b>GRADO DE LAS CABILLAS (D, K, C)</b>	D	

Fuente: Informe PDVSA, 2024

Para estimar la producción del pozo con sistema de bombeo de cavidad progresiva (BCP), fue necesario simular el comportamiento del pozo con el uso del programa PC-PUMP v. 2671, en este sentido y de acuerdo a los parámetros manejados, el modelo de bomba recomendado corresponde a las siguientes especificaciones técnicas:

- Modelo: 300 TP 1200SL
- Desplazamiento nominal de la bomba: 4,125 B/D/RPM
- Rango de presión máxima: 1740 psi

- Levantamiento nominal de la bomba: 4013 pies
- Diámetro de conexión a rotor: 1 pulgada API Pin
- Diámetro de conexión del estator: 3 ½ pulgadas
- Longitud bomba: 27 pies
- Diámetro externo de la bomba: 4,2 pulgadas

Posteriormente, se realizó la simulación del comportamiento de producción, cuyos resultados, se pueden observar (resaltados) en la figura 4.2, aplicando un diferencial de presión aproximado de 500 psi, de acuerdo a las condiciones del pozo, se estima una tasa de crudo 66 BBPD, con una velocidad de operación de 30 revoluciones por minutos (RPM), obteniendo 70 psi de presión de entrada a la bomba y 1167 psi de presión de descarga de la bomba, con un esfuerzo (estrés) máximo efectivo en las cabillas de 63.2%, es decir por debajo de 100%, un torque máximo en la sarta de cabillas entre 485 ft-lbs y un volumen de gas libre a la entrada de la bomba de aproximadamente 76.3%.

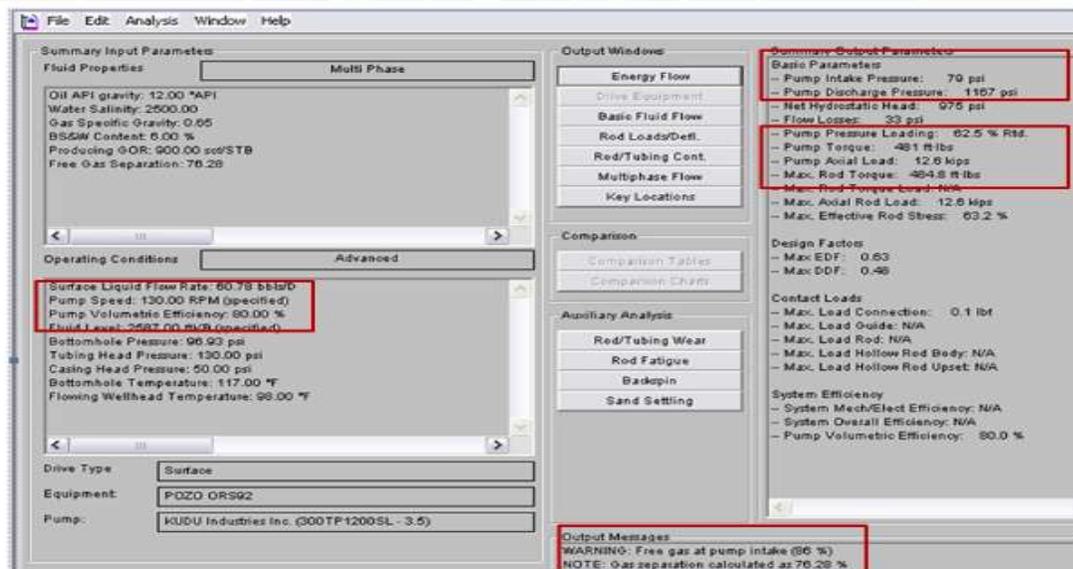


Figura 4.2 Resultados de simulación con BCP Pozo OS-92

De acuerdo al diferencial de presión originado, se estaría obteniendo una presión de fondo fluyente (referida al tope del yacimiento) de 727 psi, en donde el nivel de fluido dinámico para estas condiciones es 2587 pies proporcionando un rango de sumergencia del equipo de subsuelo de 159 pies. Se recomienda no subir la velocidad de operación del equipo por encima del diseño sin evaluar los niveles del pozo. Adicionalmente, se propone la instalación de un ancla o separador de gas, con la finalidad de aumentar la relación de separación de gas a nivel de la succión de la bomba mejorando la eficiencia de ésta y disminuyendo el porcentaje de gas libre manejado por el equipo.

#### **Pozo OS-94:**

La ejecución de las actividades propuestas para el pozo OS-94, van orientada a la reactivación y mejoramiento de las condiciones de productividad del pozo, mediante la intervención con taladro, para el reemplazo del equipo de levantamiento artificial en fondo del pozo. Además, con el equipo de tubería continua concéntrico (coiled tubing), realizará limpieza y estimulación matricial no reactiva; posteriormente, bajar reliner con tubería 4-1/2 pulgadas y realizar completación del pozo con el nuevo equipo de bombeo de cavidad progresiva (BCP).

En primer lugar, se recomienda realizar la limpieza y estimulación, para ello, se propone el siguiente procedimiento establecido por la empresa PDVSA:

1. Bajar tubería continua, realizar limpieza con mezcla de Aromático/Gasoil (70/30) hasta la zapata del liner ranurado 7 pulgadas a 4753 pies, esto de acuerdo a volumetría química calculada por el personal geoquímico de la empresa PDVSA, tanto para la limpieza como para la estimulación,

la cual se muestra en la tabla 4.11. Luego, dejar en remojo por 3 horas. Utilizar gel de acarreo base agua y garantizar retornos limpios.

**Tabla 4.11. Volumetría de la química para limpieza pozo OS-94**

<b>QUÍMICO</b>	<b>BLS</b>	<b>TAMBORES</b>
<b>XILENO 70%</b>	<b>70</b>	<b>53</b>
<b>GASOIL 30%</b>	<b>30</b>	<b>23</b>
<b>TOTAL 100%</b>	<b>100</b>	<b>76</b>

- Realizar la estimulación en las proporciones indicadas en la tabla 4.12, equivalente a 1 pie de penetración. Forzar a formación 103 barriles de mezcla de dispersante de asfaltenos, solvente aromático (xileno), butil y surfactante, dejar en remojo por 24 horas.

**Tabla 4.12. Volumetría de la química para estimulación pozo OS-94**

<b>QUÍMICO</b>	<b>BLS</b>	<b>TAMBORES</b>
<b>DISPERSANTE DE ASFALTENOS 25%</b>	<b>26</b>	<b>20</b>
<b>XILENO 45%</b>	<b>46</b>	<b>35</b>
<b>BUTIL (29%)</b>	<b>30</b>	<b>23</b>
<b>SURFACTANTE (1%)</b>	<b>1</b>	<b>1</b>

- Recuperar la tubería de 4 ½ pulgadas (punta libre) colgada en el pozo.
- Bajar equipo de control de arena, de acuerdo a la configuración diseñada por el equipo de ingeniería de perforación PDVSA, la cual se puede observar en la tabla 4.13.

**Tabla 4.13. Configuración de equipo para control de arena pozo OS-94**

EQUIPO DE CONTROL DE ARENA/RELINER 4-1/2 PULGADAS ESTIMADO								
Tamaño (Pulgadas)	Peso (LBS/PIE)	Grado	Rosca	N° Juntas	Longitud (Pies)	Desde (Pies)	Hasta (Pies)	Observaciones
9 5/8 X 4 1/2	43,5 X 12,75	N 80	Conexión EUE	1	15,47	3161	3176	Colgador 9 5/8 X 4 1/2
4 1/2	12,75			10	315	3176	3491	Tubería lisa (LINER) DE 4 - 1/2
4 1/2	12,75			45	1395	3491	4886	Tubería ranurada (LINER) DE 4 - 1/2 (0,012 X 0,015)
4 1/2	12,75			1	2,75	4886	4889	Zapata ciega

Fuente: Informe PDVSA, 2024

5. Bajar completación con bomba de cavidad progresiva (BCP) seleccionada.
- 6.- Realizar a la bomba las pruebas correspondientes y colocar el pozo a producción.

Para el desarrollo de este análisis, se determinó del índice de productividad (IP) por el modelo de Vogel, aplicable para pozos verticales, esto considerando que el pozo no es horizontal, sino desviado de alto ángulo, este considera parámetros como presión de yacimiento, presión de fondo fluente, nivel de fluido del pozo, temperatura de yacimiento, relación gas – petróleo, entre otros. Obteniéndose un índice de productividad actual de 0,30 (B/D/PSI), dichos resultados se pueden observar en la gráfica 4.13, y en la tabla 4.14 se muestran los datos utilizados para las simulaciones y que fueron obtenidos de Centinela, ficha técnica y diagrama mecánico, suministrados por PDVSA.

Gráfica 4.13. IP pozo OS-94

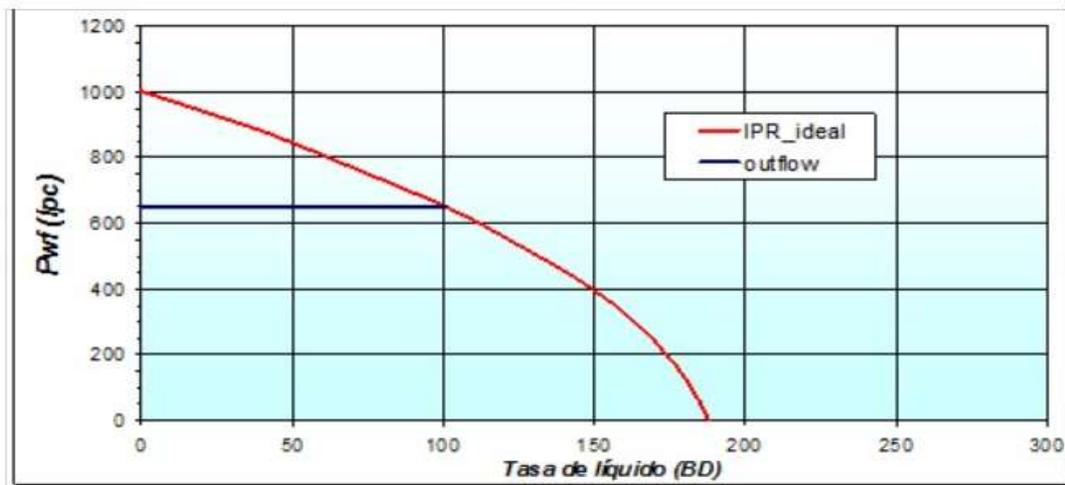


Tabla 4.14. Datos para simulaciones pozo OS-94

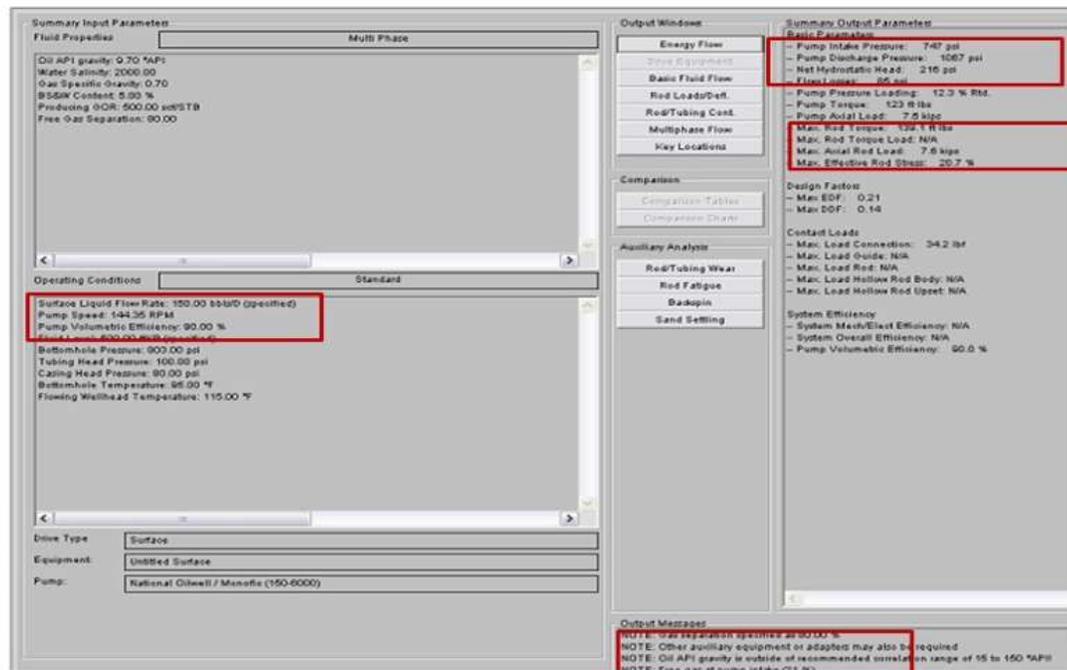
<b>NOMBRE DEL POZO</b>	OS-94	
<b>PROFUNDIDAD DE LA BOMBA</b>	2425	PIES
<b>PRESIÓN DE CABEZAL</b>	100	PSI
<b>PRESIÓN DE REVESTIDOR</b>	80	PSI
<b>CORTE DE AGUA</b>	5	%
<b>°API DEL CRUDO</b>	9,7	
<b>NIVEL DE FLUIDO</b>	500	PIES
<b>PUNTO MEDIO DE LAS PERFORACIONES</b>	3175	PIES
<b>PRESIÓN ESTÁTICA DE YACIMIENTO</b>	1000	PSI
<b>PRESIÓN DE BURBUJA</b>	1300	PSI
<b>TEMPERATURA DE YACIMIENTO</b>	115	°F
<b>RGP</b>	2887	PCN/BN
<b>DIÁMETRO DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN (OD)</b>	3,5	PULGADAS
<b>TIPO DE BOMBA (INSERTABLE O DE TUBERÍA)</b>	TUBERÍA BCP	
<b>TIPO DE CABILLAS</b>	CONVENCIONALES	

Fuente: Informe PDVSA, 2024

Con el fin de estimar la producción del pozo, utilizando sistema de bombeo de cavidad progresiva (BCP), fue necesario simular el comportamiento del pozo con el uso del simulador PC-PUMP v. 2671, por tal razón y según a los parámetros manejados, el modelo de bomba recomendado corresponde a las siguientes especificaciones técnicas:

- Modelo: 32K1500
- Desplazamiento nominal de la bomba: 2,01 B/D/RPM
- Rango de presión máxima: 2175 psi.
- Levantamiento nominal de la bomba: 4411 pies
- Diámetro de conexión a rotor: 1 pulgada API Pin
- Diámetro de conexión del estator: 3 ½ pulgadas
- Longitud bomba: 18,04 pies
- Diámetro externo de la bomba: 4,250 pulgadas

De acuerdo a los análisis de simulación con la herramienta v. 2671, considerando la profundidad de asentamiento del equipo de bombeo a 2425 pies, una eficiencia volumétrica de la bomba 90%, el pozo manejará una producción estimada de acuerdo a los resultados que se muestran en las figura 4.3, en el orden de los 150 BBPD a un rango de velocidad de operación de 140 revoluciones por minutos (rpm), obteniendo una presión de entrada a la bomba 743 psi; con un esfuerzo máximo efectivo en las cabillas entre 20.7 %, un torque máximo en la sarta de cabillas entre 139.1 ft-lbs y un volumen de gas libre a la entrada de la bomba de aproximadamente 21%, respectivamente, en este sentido, se recomienda instalar separador de gas en el fondo del pozo.



**Figura 4.3 Resultados de simulación con BCP Pozo OS-94**

### **Pozo OS-96:**

La propuesta para el pozo OS-96, va orientada a la reactivación y mejoramiento de las condiciones de productividad del mismo, mediante la intervención con taladro de servicios a pozos, debido al funcionamiento ineficiente de la bomba mecánica de subsuelo (BM). En tal sentido, se debe iniciar con una limpieza y estimulación matricial no reactiva, utilizando equipo de tubería continua concéntrica (coiled tubing); posteriormente, bajar reliner con tubería 4-1/2 pulgadas, y completar con bombeo mecánico (BM), como método de producción según la configuración definida, a fin de garantizar la reactivación exitosa del pozo.

Según lo planteado anteriormente, se propone realizar el trabajo bajo el siguiente procedimiento elaborado por la empresa PDVSA:

1. Bajar tubería continua, realizar limpieza con mezcla de Aromático/Gasoil (70/30) hasta la zapata del liner ranurado 7 pulgadas a 4767 pies, esto de acuerdo a volumetría química calculada por el personal geoquímico de la empresa PDVSA, tanto para la limpieza como para la estimulación, la cual, se observa en la tabla 4.15. Luego, dejar en remojo por 3 horas. Utilizar gel de acarreo base agua y garantizar retornos limpios.

**Tabla 4.15. Volumetría de la química para limpieza pozo OS-96**

QUÍMICO	BLS	TAMBORES
XILENO 70%	70	53
GASOIL 30%	30	23
<b>TOTAL 100%</b>	<b>100</b>	<b>76</b>

2. Realizar la estimulación en las proporciones indicadas en la tabla 4.16, equivalente a 1 pie de penetración. Forzar a formación 169 barriles de mezcla de dispersante de asfaltenos, solvente aromático (xileno), butil y surfactante, dejar en remojo por 24 horas.

**Tabla 4.16. Volumetría de la química para estimulación pozo OS-96**

QUÍMICO	BLS	TAMBORES
DISPERSANTE DE ASFALTENOS 25%	42	32
XILENO 45%	76	58
BUTIL (29%)	49	37
SURFACTANTE (1%)	2	2
<b>TOTAL 100%</b>	<b>169</b>	<b>129</b>

3. Recuperar la tubería de 4 ½ pulgadas (punta libre) colgada en el pozo.

4. Bajar equipo de control de arena, de acuerdo a la configuración diseñada por el equipo de ingeniería de perforación PDVSA, la cual se puede observar en la tabla 4.17.

**Tabla 4.17. Configuración de equipo para control de arena pozo OS-96**

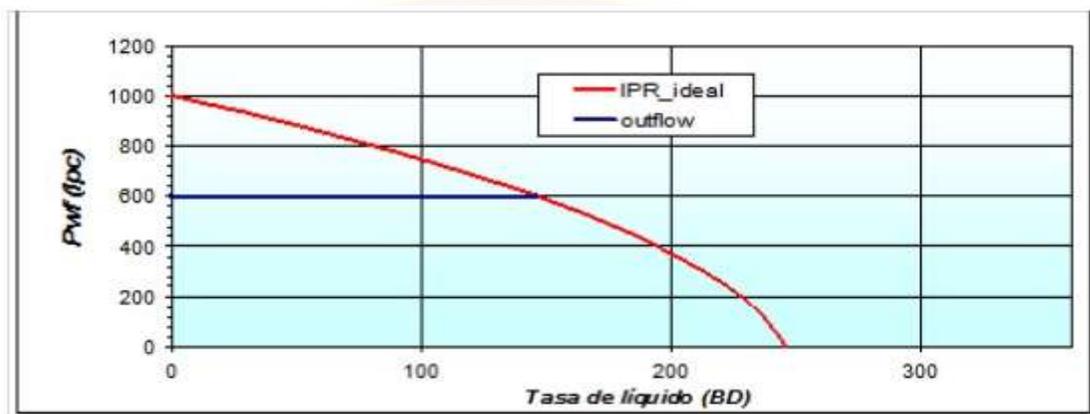
EQUIPO DE CONTROL DE ARENA/RELINER 4-1/2 PULGADAS ESTIMADO								
Tamaño (Pulgadas)	Peso (LBS/PIE)	Grado	Rosca	N° Juntas	Longitud (Pies)	Desde (Pies)	Hasta (Pies)	Observaciones
9 5/8 X 4 1/2	43,5 X 12,75	N 80	Conexión Premium	1	15,47	3130	3145	Colgador 9 5/8 X 4 1/2
4 1/2	12,75			13	404	3145	3534	Tubería lisa (LINER) DE 4 -1/2
4 1/2	12,75			38	1126	3534	4660	Tubería ranurada (LINER) DE 4 -1/2 (0,012 X 0,015)
4 1/2	12,75			1	6	4720	4726	Zapata ciega

Fuente: Informe PDVSA, 2024

5. Bajar completación con bomba de cavidad progresiva (BCP) seleccionada.
- 6.- Realizar a la bomba las pruebas correspondientes y colocar el pozo a producción.

Para determinar la producción esperada con la aplicación de la alternativa propuesta, en primer lugar, se determinó el índice de productividad IP, utilizando el método desarrollado por Vogel, el cual considera parámetros como presión, nivel de fluido, caída de presión, entre otros, con el fin de realizar un análisis efectivo de la producción del pozo posterior a la limpieza, reliner y cambio de bomba, el índice de producción estimado corresponde a un daño de formaron igual a cero, obteniéndose 0,4 bpd/psi, estos resultados se muestran en gráfico 4.14. En la tabla 4.18, se muestran los datos utilizados

para las simulaciones realizadas en el pozo, los cuales se obtuvieron de información facilitada por PDVSA.



Gráfica 4.14. IP pozo OS-96

Tabla 4.18. Datos para simulaciones pozo OS-96

NOMBRE DEL POZO	OS-96	
PROFUNDIDAD DE LA BOMBA	2960	PIES
PRESIÓN DE CABEZAL	90	PSI
PRESIÓN DE REVESTIDOR	90	PSI
CORTE DE AGUA	2	%
"API DEL CRUDO	11,4	
NIVEL DE FLUIDO	2500	PIES
PUNTO MEDIO DE LAS PERFORACIONES	3053	PIES
PRESIÓN ESTÁTICA DE YACIMIENTO	1045	PSI
PRESIÓN DE BURBUJA	1300	PSI
TEMPERATURA DE YACIMIENTO	117	°F
RGF	321	PCN/BN
DIÁMETRO DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN (OD)	3,5	PULGADAS
TIPO DE BOMBA (INSERTABLE O DE TUBERÍA)	TUBERÍA	
TIPO DE CABILLAS (CONVENCIONALES O CONTINUAS)	CONVENCIONALES	
DIÁMETRO DE LAS CABILLAS (OD)	1	PULGADAS
GRADO DE LAS CABILLAS (D, K, C)	D	
TIPO Y CARACTERÍSTICAS DE LA UNIDAD DE SUPERFICIE	Lufkin Mark II de M 640-365-120	
(BALANCIN)		

Fuente: Informe PDVSA, 2024

Para garantizar un diseño óptimo del equipo bombeo mecánico, se utilizó el simulador RODSTAR-V 3.1.1, utilizándose los siguientes datos:

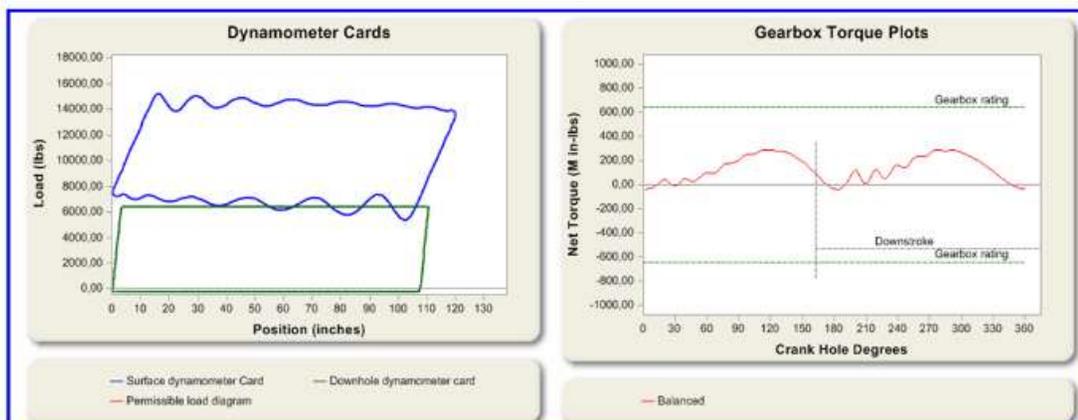
- Eficiencia de llenado de la bomba: 80% (valor estimado, para diseños nuevos)
- Gravedad API: 11,4 °
- Corte de agua: 2%
- Nivel de fluido: 2500 Pies (producción en frío con BCP)
- Profundidad de la Bomba: 2960 pies
- Diámetro del pistón de la bomba: 2-3/4 pulgadas
- Tubería de 3-1/2 pulgadas (sin anclaje)
- Diámetro de la Barra Pulida: 1-1/2 pulgadas

En el diseño se consideró utilizar cabillas de 1 pulgada, la misma que tiene el pozo, esto para minimizar los costos de operación. Además, se simuló con unidad de superficie o balancín modelo Lufkin Mark II, de especificaciones M- 640D-365-120, el cual, tiene una longitud carrera máxima de 120 pies. Esto es la altura a la cual puede llegar dicho balancín, durante la carrera ascendente, es decir, en el ciclo en el cual se está llenando la bomba mecánica.

Como resultado se obtuvo una carga máxima en la caja de engranaje de 46%, esfuerzo de sobrecarga en las cabillas de 42%. Para una velocidad de 4 SPM, aportando tasa de 258 BBPD, 253 BNPD, con un 2% de corte de agua. En la gráfica 4.15, se muestra, un llenado eficiente de la bomba, con un buen comportamiento de cierre y apertura de válvulas tanto en la carrera descendente como en la ascendente, por eso se observa la carta dinagráfica en el fondo del pozo completamente cuadrada, registrándose cargas máximas en la unidad de hasta 15312 lbs, los cuales son manejadas por el equipo sin

ningún riesgo de daño, para obtener la tasa estimada se requiere de una bomba de tubería (ATH) de 3 ½ pulgadas con pistón de 2 ¾ pulgadas y 20 pies mínimo de recorrido del barril (longitud), con cabillas de 1 pulgadas a lo largo de toda la completación y la tubería de producción será de igual manera de 3 ½ pulgadas.

**Gráfica 4.15. Simulación de cartas dinagráficas en fondo y superficie y análisis de esfuerzos de sobrecarga del sistema BM Pozo OS-96**



### Pozo OS-117:

La ejecución de las actividades propuestas para el pozo OS-117, van orientada a la reactivación y mejoramiento de las condiciones de productividad del pozo, mediante la intervención con taladro, para el reemplazo del equipo de levantamiento artificial en fondo del pozo. Además, con el equipo de tubería continua concéntrico (coiled tubing), realizará limpieza y estimulación matricial no reactiva; posteriormente, bajar reliner con tubería 4-1/2 pulgadas y realizar completación del pozo con el nuevo equipo de bombeo de cavidad progresiva (BCP).

En primer lugar, se recomienda realizar la limpieza y estimulación, para ello, se propone el siguiente procedimiento determinado por la empresa PDVSA de acuerdo a la experiencia en el área somera de Orocuál:

1. Bajar tubería continua, realizar limpieza con mezcla de Aromático/Gasoil (70/30) hasta la zapata del liner ranurado 7 pulgadas a 4985 pies, esto de acuerdo a volumetría química calculada por el personal geoquímico de la empresa PDVSA, tanto para la limpieza como para la estimulación, la cual, se muestra en la tabla 4.19. Luego, dejar en remojo por 3 horas. Utilizar gel de acarreo base agua y garantizar retornos limpios.

**Tabla 4.19. Volumetría de la química para limpieza pozo OS-117**

<b>QUÍMICO</b>	<b>BLS</b>	<b>TAMBORES</b>
<b>XILENO 70%</b>	<b>70</b>	<b>53</b>
<b>GASOIL 30%</b>	<b>30</b>	<b>23</b>
<b>TOTAL 100%</b>	<b>100</b>	<b>76</b>

2. Realizar la estimulación en las proporciones indicadas en la tabla 4.20, equivalente a 1 pie de penetración. Forzar a formación 123 barriles de mezcla de dispersante de asfaltenos, solvente aromático (xileno), butil y surfactante, dejar en remojo por 24 horas.

**Tabla 4.20. Volumetría de la química para estimulación pozo OS-117**

<b>QUÍMICO</b>	<b>BLS</b>	<b>TAMBORES</b>
<b>DISPERSANTE DE ASFALTENOS 25%</b>	<b>31</b>	<b>23</b>
<b>XILENO 45%</b>	<b>55</b>	<b>42</b>
<b>BUTIL (29%)</b>	<b>36</b>	<b>27</b>
<b>SURFACTANTE (1%)</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
<b>TOTAL 100%</b>	<b>123</b>	<b>93</b>

3. Recuperar la tubería de 4 ½ pulgadas (punta libre) colgada en el pozo.
4. Bajar equipo de control de arena, de acuerdo a la configuración diseñada por el equipo de ingeniería de perforación PDVSA, la cual se puede observar en la tabla 4.21.

**Tabla 4.21. Configuración de equipo para control de arena pozo OS-117**

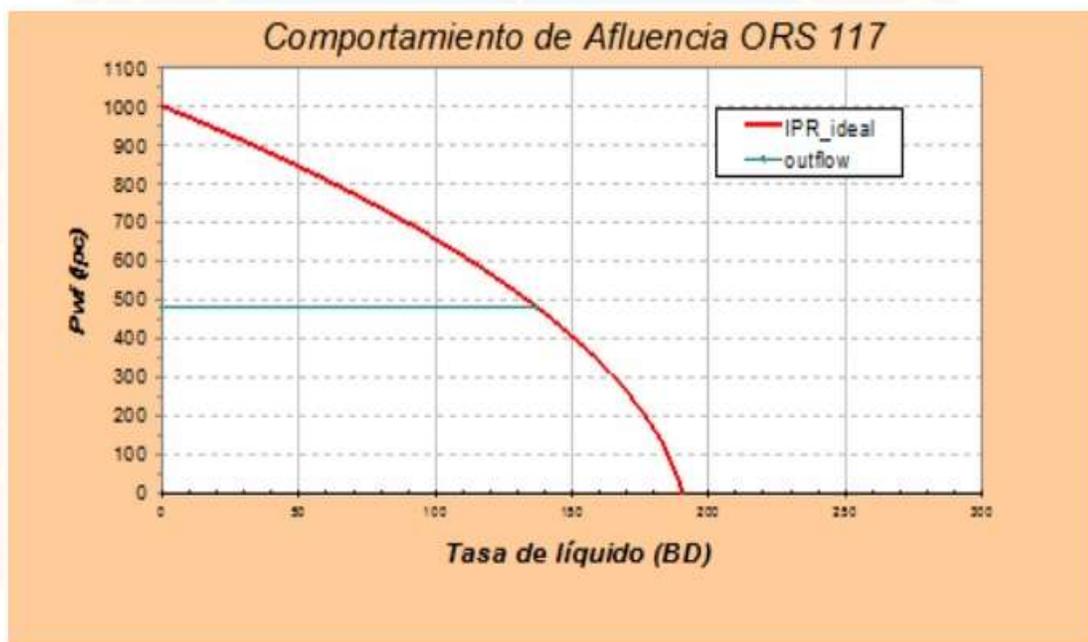
EQUIPO DE CONTROL DE ARENA/RELINER 4-1/2 PULGADAS ESTIMADO								
Tamaño (Pulgadas)	Peso (LBS/PIE)	Grado	Rosca	N° Juntas	Longitud (Pies)	Desde (Pies)	Hasta (Pies)	Observaciones
9 5/8 X 4 1/2	43,5 X 12,75	N 80	Conexión EUE	1	15,47	3615	3630	Colgador 9 5/8 X 4 1/2
4 1/2	12,75			7	206	3630	3820	Tubería lisa (LINER) DE 4 - 1/2
4 1/2	12,75			37	1160	3820	4980	Tubería ranurada (LINER) DE 4 - 1/2 (0,012 X 0,015)
4 1/2	12,75			1	2,75	4980	4983	Zapata ciega

Fuente: Informe PDVSA, 2024

5. Bajar completación con bomba de cavidad progresiva (BCP) seleccionada.
- 6.- Realizar a la bomba las pruebas correspondientes y colocar el pozo a producción.

Para determinar la producción esperada con la aplicación de la alternativa propuesta, inicialmente, se determinó el índice de productividad IP, utilizando el método desarrollado por Joshi, el cual considera parámetros como espesor de arena por la trayectoria del pozo, longitud de la sección vertical, permeabilidad vertical y horizontal, viscosidad del crudo, radio de drenaje,

espaciamiento entre pozos, con el fin de realizar un análisis efectivo de la producción del pozo posterior a la limpieza y cambio de bomba, el índice de producción estimado corresponde a un daño de formaron igual a cero, obteniéndose 0,3 bpd/psi, estos resultados se muestran en gráfico 4.16. En la tabla 4.22, se muestran los datos utilizados para las simulaciones realizadas en el pozo, las cuales fueron obtenidos de la información facilitada.



Gráfica 4.16. IP pozo OS-117

**Tabla 4.22. Datos para simulaciones pozo OS-117**

<b>NOMBRE DEL POZO</b>	OS-117	
<b>PROFUNDIDAD DE LA BOMBA</b>	3018	PIES
<b>PRESIÓN DE CABEZAL</b>	90	PSI
<b>PRESIÓN DE REVESTIDOR</b>	90	PSI
<b>CORTE DE AGUA</b>	5	%
<b>*API DEL CRUDO</b>	11,4	
<b>NIVEL DE FLUIDO</b>	2644	PIES
<b>PUNTO MEDIO DE LAS PERFORACIONES</b>	3615	PIES
<b>PRESIÓN ESTÁTICA DE YACIMIENTO</b>	997	PSI
<b>PRESIÓN DE BURBUJA</b>	1300	PSI
<b>TEMPERATURA DE YACIMIENTO</b>	117	°F
<b>RGP</b>	800	PCN/BN
<b>DIÁMETRO DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN (OD)</b>	3,5	PULGADAS
<b>TIPO DE BOMBA (INSERTABLE O DE TUBERÍA)</b>	TUBERÍA BCP	
<b>TIPO DE CABILLAS (CONVENCIONALES O CONTINUAS)</b>	CONVENCIONALES	
<b>DIÁMETRO DE LAS CABILLAS (OD)</b>	1	PULGADAS
<b>GRADO DE LAS CABILLAS (D, K, C)</b>	D	

Para estimar la producción del pozo, utilizando sistema de bombeo de cavidad progresiva (BCP), fue necesario simular el comportamiento del pozo con el uso del simulador PC-PUMP v. 2671, por tal razón y según a los parámetros manejados, el modelo de bomba recomendado corresponde a las siguientes especificaciones técnicas:

- Modelo: 76K 1500
- Desplazamiento nominal de la bomba: 4,78 B/D/RPM
- Rango de presión máxima: 2176 psi.
- Levantamiento nominal de la bomba: 5017 pies
- Diámetro de conexión a rotor: 1 pulgada API Pin
- Diámetro de conexión del estator: 3 ½ pulgadas
- Longitud bomba: 36 pies
- Diámetro externo de la bomba: 4,3 pulgadas

De acuerdo a los análisis de simulación con la herramienta v. 2671, considerando la profundidad de asentamiento del equipo de bombeo a 3018 pies, una eficiencia volumétrica de la bomba 80%, el pozo manejará una producción estimada de acuerdo a los resultados que se muestran en las figura 4.4, en el orden de los 134 BBPD, 127 BNPD, a un rango de velocidad de operación de 100 revoluciones por minutos (rpm), obteniendo una presión de entrada a la bomba de 177 psi y una presión de descarga de 1362 psi; con un esfuerzo máximo efectivo en las cabillas entre 77 %, un torque máximo en la sarta de cabillas de 706 ft-lbs y un volumen de gas libre a la entrada de la bomba de aproximadamente 80%, respectivamente, en este sentido, se recomienda instalar separador de gas en el fondo del pozo. Adicionalmente, en la tabla 4.23, se muestra un resumen de las propuestas realizadas para la reactivación de cada uno de los pozos estudiados.

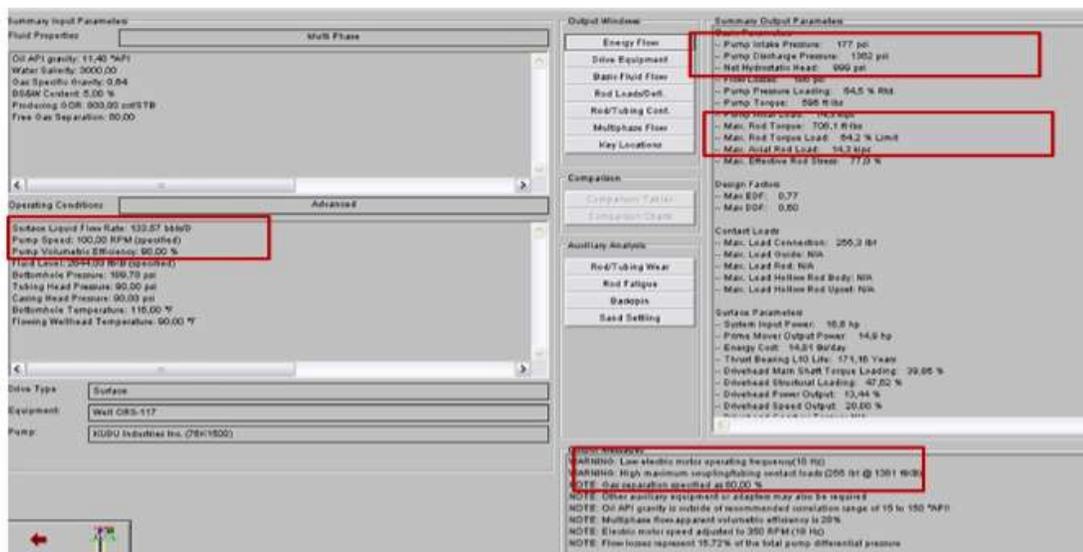


Figura 4.4 Resultados de simulación con BCP Pozo OS-117

Pozo	Propuesta
OC-39	REALIZAR LIMPIEZA, ESTIMULACIÓN MATRICIAL Y REEMPLAZAR EQUIPO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO MÉCANICO (BM)
OS-85	REALIZAR LIMPIEZA, ESTIMULACIÓN MATRICIAL, COMPLETAR CON RELINER Y EQUIPO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO DE CAVIDAD PROGRESIVA (BCP)
OS-89	AISLAR ARENA S, CAÑONEAR LA ARENA R, BAJAR LINER RANURADO Y COMPLETAR CON EQUIPO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO MECÁNICO (BM)
OS-92	REALIZAR LIMPIEZA, ESTIMULACIÓN MATRICIAL Y COMPLETAR CON EQUIPO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO DE CAVIDAD PROGRESIVA (BCP)
OS-94	REALIZAR LIMPIEZA, ESTIMULACIÓN MATRICIAL, COMPLETAR CON RELINER Y EQUIPO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO DE CAVIDAD PROGRESIVA (BCP)
OS-96	REALIZAR LIMPIEZA, ESTIMULACIÓN MATRICIAL, COMPLETAR CON RELINER Y EQUIPO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO MECÁNICO (BM)
OS-117	REALIZAR LIMPIEZA, ESTIMULACIÓN MATRICIAL, COMPLETAR CON RELINER Y EQUIPO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO DE CAVIDAD PROGRESIVA (BCP)

Tabla 4.23. Propuestas para reactivación de pozos en la formación Las

### 4.3 EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA PROPUESTA DE REACTIVACIÓN ESTABLECIDA PARA CADA POZO.

Mediante la simulación con la herramienta SEE 6.0 de la empresa PDVSA, se realizó la evaluación económica para la propuesta de reactivación de cada uno de los pozos estudiados, las mismas se detallan a continuación:

#### Pozo OC-39:

Para la propuesta de limpieza, estimulación matricial y reemplazo de equipo de levantamiento artificial bombeo mecánico (BM), se utilizaron los siguientes parámetros, de acuerdo a los lineamientos corporativos de la empresa PDVSA, y a las condiciones del pozo OC-39, tasa cambiaria de 77,10 Bs/\$, horizonte económico de 5 años, declinación 20 %, tasa de producción de petróleo generado posterior al trabajo realizado de 88 BND, 9,1 °API, relación gas-petróleo (RGP) de 735 PCN/BN. Adicionalmente, en la tabla 4.24, se muestran los costos asociados a dicha propuesta, los cuales fueron suministrados por la Gerencia de Costos de PDVSA.

**Tabla 4.24. Descripción de costos para propuesta de reactivación del pozo**

EQUIPO	TIEMPO (DÍAS)	COSTO (M\$)	OBSERVACIONES
TALADRO 350 HP	15 días	632	Incluye el costo de la completación con BM
COILED TUBING CONCÉNTRICO	10 días	600	Incluye el costo de la química para limpieza
<b>TOTAL</b>		<b>1232</b>	

Fuente: Informe financiero PDVSA, 2024

Bajo este escenario la evaluación económica, indica un valor presente neto (VPN) de 864,32 M\$, cumpliendo de esta manera los lineamientos económicos para que sea rentable (debe cumplir con un VPN  $>$  0), esto se puede observar en la figura 4.5. El reacondicionamiento de este pozo, entra en el renglón de gastos, por lo tanto, no se obtiene el valor de la tasa interna de retorno (TIR), porque no se contempla como inversión.

Nivel de Evaluación	Proyecto	Pdvsa	Nación	
<b>Resultados Económicos SUNK COST</b>				
Flujo Neto Descontado (VPN)	864,32	864,32	2.638,24	M\$
Tasa Interna de Retorno (TIR)				%
Tasa Interna de Retorno Modificada (TRIM)				%
Eficiencia de la Inversión Tradicional (EI)	0,00	0,00	0,00	S/S
Tiempo de Pago Dinámico (TPd)	0,00	0,00	0,00	AÑOS
<b>Resultados Económicos COSTO TOTAL</b>				
Flujo Neto Descontado (VPN)	864,32	864,32	2.638,24	M\$
Tasa Interna de Retorno (TIR)				%
Tasa Interna de Retorno Modificada (TRIM)				%
Eficiencia de la Inversión Tradicional (EI)	0,00	0,00	0,00	S/S
Tiempo de Pago Dinámico (TPd)	0,00	0,00	0,00	AÑOS

**Figura 4.5 Resultados de la evaluación económica pozo OC-39**

#### **Pozo OS-85:**

El pozo OS-85, tiene contemplado una propuesta para realizar limpieza, estimulación matricial, reliner y reemplazo de equipo de levantamiento artificial bombeo de cavidad progresiva (BCP), en este sentido, para realizar la evaluación económica de dicha propuesta, se utilizaron los siguientes parámetros, según los lineamientos corporativos de la empresa PDVSA, tasa cambiaria de 77,10 Bs/\$, horizonte económico de 5 años, declinación 18 %, tasa de producción de petróleo generado posterior al trabajo realizado de 88 BND, 8,9 °API, relación gas-petróleo (RGP) de 977 PCN/BN y los costos de 1450 M\$, los cuales se discretizan en la tabla 4.25.

**Tabla 4.25. Descripción de costos para propuesta de reactivación del pozo**

EQUIPO	TIEMPO (DÍAS)	COSTO (M\$)	OBSERVACIONES
TALADRO 350 HP	15 días	850	Incluye el costo de la completación con BCP y reliner
COILED TUBING CONCÉNTRICO	10 días	600	Incluye el costo de la química para limpieza
<b>TOTAL</b>		<b>1450</b>	

Fuente: Informe financiero PDVSA, 2024

Con respecto a los valores que se obtuvieron de la evaluación económica mostrados en la figura 4.6, se tiene un VPN de 63,74 M\$, es decir, mayor a cero (0), resultando rentable la propuesta de reactivación planteada para el pozo OS- 85, generando ganancias con el mismo.

Nivel de Evaluación	Proyecto	Pdvsa	Nación	
<b>Resultados Económicos SUNK COST</b>				
Flujo Neto Descontado (VPN)	63,74	63,74	986,66	M\$
Tasa Interna de Retorno (TIR)	62,51	62,51		%
Tasa Interna de Retorno Modificada (TIRM)	31,86	31,86		%
Eficiencia de la Inversión Tradicional (Ei)	0,00	0,00	0,00	\$/S
Tiempo de Pago Dinámico (TPd)	1,68	1,68	0,00	AÑOS
<b>Resultados Económicos COSTO TOTAL</b>				
Flujo Neto Descontado (VPN)	63,74	63,74	986,66	M\$
Tasa Interna de Retorno (TIR)	62,51	62,51		%
Tasa Interna de Retorno Modificada (TIRM)	31,86	31,86		%
Eficiencia de la Inversión Tradicional (Ei)	0,00	0,00	0,00	\$/S
Tiempo de Pago Dinámico (TPd)	1,68	1,68	0,00	AÑOS

**Figura 4.6 Resultados de la evaluación económica pozo OS-85**

#### **Pozo OS-89:**

Para la propuesta de aislamiento, cañoneo, completación con tubo ranurado (liner) y equipo de levantamiento artificial bombeo mecánico (BM), se utilizaron los siguientes parámetros, de acuerdo a los lineamientos corporativos de la empresa PDVSA, y a las condiciones del pozo OS-89, tasa cambiaria de 77,10

Bs/\$, horizonte económico de 5 años, declinación 17 %, tasa de producción de petróleo generado posterior al trabajo realizado de 283 BND, 10 °API, relación gas-petróleo (RGP) de 815 PCN/BN. Adicionalmente, en la tabla 4.26, se muestran los costos asociados a dicha propuesta.

**Tabla 4.26. Descripción de costos para propuesta de reactivación del pozo**

EQUIPO	TIEMPO (DÍAS)	COSTO (M\$)	OBSERVACIONES
TALADRO 350 HP	15 días	952	Incluye el costo del cañoneo, completación con BM y liner
COILED TUBING CONCÉNTRICO	10 días	600	Incluye el costo de la química para limpieza
<b>TOTAL</b>		<b>1552</b>	

Fuente: Informe financiero PDVSA, 2024

Con este escenario la evaluación económica, indica un valor presente neto (VPN) de 737,69 M\$, cumpliendo de esta manera los lineamientos económicos para que sea rentable (debe cumplir con un VPN  $>$  0), esto se puede observar en la figura 4.7. El reacondicionamiento de este pozo, entra en el renglón de gastos, por lo tanto, no se obtiene el valor de la tasa interna de retorno (TIR).

Nivel de Evaluación	Proyecto	Pdvsa	Nación	
<b>Resultados Económicos SUNK COST</b>				
Flujo Neto Descontado (VPN)	737,69	737,69	2.382,28	M\$
Tasa Interna de Retorno (TIR)				%
Tasa Interna de Retorno Modificada (TIRM)				%
Eficiencia de la Inversión Tradicional (EI)	0,00	0,00	0,00	\$/S
Tiempo de Pago Dinámico (TPd)	0,00	0,00	0,00	AÑOS
<b>Resultados Económicos COSTO TOTAL</b>				
Flujo Neto Descontado (VPN)	737,69	737,69	2.382,28	M\$
Tasa Interna de Retorno (TIR)				%
Tasa Interna de Retorno Modificada (TIRM)				%
Eficiencia de la Inversión Tradicional (EI)	0,00	0,00	0,00	\$/S
Tiempo de Pago Dinámico (TPd)	0,00	0,00	0,00	AÑOS

**Figura 4.7 Resultados de la evaluación económica pozo OS-89**

### Pozo OS-92:

La propuesta del pozo OS-92, contempla la realización de una limpieza, estimulación matricial y reemplazo de equipo de levantamiento artificial bombeo de cavidad progresiva (BCP), en este sentido, para realizar la evaluación económica de dicha propuesta, se utilizaron los siguientes parámetros, según los lineamientos corporativos de la empresa PDVSA, tasa cambiaria de 77,10 Bs/\$, horizonte económico de 5 años, declinación 20 %, tasa de producción de petróleo generado posterior al trabajo realizado de 66 BND, 12 °API, relación gas-petróleo (RGP) de 979 PCN/BN y los costos de 1285 M\$, los cuales se observan discretizados en la tabla 4.27.

**Tabla 4.27. Descripción de costos para propuesta de reactivación del pozo**

EQUIPO	TIEMPO (DÍAS)	COSTO (M\$)	OBSERVACIONES
TALADRO 350 HP	15 días	685	Incluye el costo de la completación con BCP
COILED TUBING CONCÉNTRICO	10 días	600	Incluye el costo de la química para limpieza
<b>TOTAL</b>		<b>1285</b>	

Fuente: Informe financiero PDVSA, 2024

Los valores que se obtuvieron de la evaluación económica se muestran en la figura 4.8, se tiene un VPN de 1197,14 M\$, es decir, mayor a cero (0), resultando rentable la propuesta de reactivación planteada para el pozo OS-92, generando ganancias con el mismo. El reacondicionamiento de este pozo, entra en el renglón de gastos, por lo tanto, no se obtiene el valor de la tasa interna de retorno (TIR), porque no se contempla como inversión.

Nivel de Evaluación	Proyecto	Pdvsa	Nación	
<b>Resultados Económicos SUNK COST</b>				
Flujo Neto Descontado (VPN)	1.197,14	1.197,14	3.214,03	M\$
Tasa Interna de Retorno (TIR)				%
Tasa Interna de Retorno Modificada (TIRM)				%
Eficiencia de la Inversión Tradicional (EI)	0,00	0,00	0,00	\$/S
Tiempo de Pago Dinámico (TPd)	0,00	0,00	0,00	AÑOS
<b>Resultados Económicos COSTO TOTAL</b>				
Flujo Neto Descontado (VPN)	1.197,14	1.197,14	3.214,03	M\$
Tasa Interna de Retorno (TIR)				%
Tasa Interna de Retorno Modificada (TIRM)				%
Eficiencia de la Inversión Tradicional (EI)	0,00	0,00	0,00	\$/S
Tiempo de Pago Dinámico (TPd)	0,00	0,00	0,00	AÑOS

**Figura 4.8 Resultados de la evaluación económica pozo OS-92**

#### **Pozo OS-94:**

El pozo OS-94, tiene contemplado una propuesta para realizar limpieza, estimulación matricial, completar con reliner y equipo de levantamiento artificial por bombeo de cavidad progresiva (BCP), en este sentido, para realizar la evaluación económica de dicha propuesta, se utilizaron los siguientes parámetros, según los lineamientos corporativos de la empresa PDVSA, tasa cambiaria de 77,10 Bs/\$, horizonte económico de 5 años, declinación 17 %, tasa de producción de petróleo generado posterior al trabajo realizado de 150 BND, 9,7 °API, relación gas-petróleo (RGP) de 500 PCN/BN y los costos de 1482 M\$, los cuales se discretizan en la tabla 4.28.

**Tabla 4.28. Descripción de costos para propuesta de reactivación del pozo**

EQUIPO	TIEMPO (DÍAS)	COSTO (M\$)	OBSERVACIONES
TALADRO 350 HP	15 días	882	Incluye el costo de la completación con BCP y reliner
COILED TUBING CONCÉNTRICO	10 días	600	Incluye el costo de la química para limpieza
<b>TOTAL</b>		<b>1482</b>	

Fuente: Informe financiero PDVSA, 2024

Con este escenario la evaluación económica, indica un valor presente neto (VPN) de 5195,98M\$, cumpliendo de esta manera los lineamientos económicos para que sea rentable (debe cumplir con un VPN  $>$  0), esto se puede observar en la figura 4.9. El reacondicionamiento de este pozo, entra en el renglón de gastos, por lo tanto, no se obtiene el valor de la tasa interna de retorno (TIR).

Nivel de Evaluación	Proyecto	Pdvsa	Nación	
<b>Resultados Económicos SUNK COST</b>				
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	AÑOS
<b>Resultados Económicos COSTO TOTAL</b>				
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 )				%

**Figura 4.9 Resultados de la evaluación económica pozo OS-94**

**Pozo OS-96:**

Para la propuesta de limpieza, estimulación matricial, completar con reliner y equipo de levantamiento artificial bombeo mecánico (BM), se utilizaron los siguientes parámetros, de acuerdo a los lineamientos corporativos de la empresa PDVSA, y a las condiciones del pozo OS-96, tasa cambiaria de 77,10 Bs/\$, horizonte económico de 5 años, declinación 18 %, tasa de producción de petróleo generado posterior al trabajo realizado de 253 BND, 11,4 °API, relación gas- petróleo (RGP) de 321 PCN/BN. Adicionalmente, en la tabla 4.29, se muestran los costos asociados a dicha propuesta.

**Tabla 4.29. Descripción de costos para propuesta de reactivación del pozo**

EQUIPO	TIEMPO (DÍAS)	COSTO (M\$)	OBSERVACIONES
TALADRO 350 HP	15 días	850	Incluye el costo de la completación con BM y reliner
COILED TUBING CONCÉNTRICO	10 días	600	Incluye el costo de la química para limpieza
<b>TOTAL</b>		<b>1450</b>	

Fuente: Informe financiero PDVSA, 2024

Los valores que se obtuvieron de la evaluación económica se muestran en la figura 4.10, se tiene un VPN de 5133,68 M\$, es decir, mayor a cero (0), resultando rentable la propuesta de reactivación planteada para el pozo OS-96, generando ganancias con el mismo.

Nivel de Evaluación	Proyecto	Pdvsa	Nación	
<b>Resultados Económicos SUNK COST</b>				
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	AÑOS
<b>Resultados Económicos COSTO TOTAL</b>				
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)				%

**Figura 4.10 Resultados de la evaluación económica pozo OS-96**

#### **Pozo OS-117:**

La propuesta del pozo OS-117, contempla la realización de una limpieza, estimulación matricial y equipo de levantamiento artificial bombeo de cavidad progresiva (BCP), en este sentido, para realizar la evaluación económica de dicha propuesta, se utilizaron los siguientes parámetros, según los

lineamientos corporativos de la empresa PDVSA, tasa cambiaria de 77,10 Bs/\$, horizonte económico de 5 años, declinación 20 %, tasa de producción de petróleo generado posterior al trabajo realizado de 127BND, 11.4 °API, relación gas-petróleo (RGP) de 800 PCN/BN y los costos de 1482 M\$, los cuales se observan discretizados en la tabla 4.30.

**Tabla 4.30. Descripción de costos para propuesta de reactivación del pozo**

EQUIPO	TIEMPO (DÍAS)	COSTO (M\$)	OBSERVACIONES
TALADRO 350 HP	15 días	882	Incluye el costo de la completación con BCP y reliner
COILED TUBING CONCÉNTRICO	10 días	600	Incluye el costo de la química para limpieza
<b>TOTAL</b>		<b>1482</b>	

Fuente: Informe financiero PDVSA, 2024

Con respecto a los valores que se obtuvieron de la evaluación económica mostrados en la figura 4.11, se tiene un VPN de 5982,24 M\$, es decir, mayor a cero (0), resultando rentable la propuesta de reactivación planteada para el pozo OS-117, generando ganancias con el mismo. En este sentido, todas las propuestas planteadas para los siete (7) pozos inactivos para la fecha en estudio son rentables y generaran una producción total de 1055 BNPD, como se muestra en la tabla 4.31.

Nivel de Evaluación	Proyecto	Pdvsa	Nación	
<b>Resultados Económicos SUNK COST</b>				
Flujo Neto Descontado (VPN)	5.982,24	5.982,24	19.702,47	M\$
Tasa Interna de Retorno (TIR)				%
Tasa Interna de Retorno Modificada (TIRM)				%
Eficiencia de la Inversión Tradicional (EI)	10,69	10,69	32,92	\$/S
Tiempo de Pago Dinámico (TPd)	0,00	0,00	0,00	AÑOS
<b>Resultados Económicos COSTO TOTAL</b>				
Flujo Neto Descontado (VPN)	5.982,24	5.982,24	19.702,47	M\$
Tasa Interna de Retorno (TIR)				%
Tasa Interna de Retorno Modificada (TIRM)				%

**Figura 4.11 Resultados de la evaluación económica pozo OS-117**

**Tabla 4.31. Producción total estimada de los pozos propuestos para reactivación en la formación Las Piedras-Orocual**

<b>Pozo</b>	<b>Producción estimada con la reactivación (BNPD)</b>
OC-39	88
OS-85	88
OS-89	283
OS-92	66
OS-94	150
OS-96	253
OS-117	127
<b>TOTAL</b>	<b>1055</b>

## **CAPÍTULO V**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

#### **5.1 CONCLUSIONES**

- La formación Las Piedras del campo Orocuai, tenía siete (7) pozos inactivos para el momento del estudio.
- Los El pozo OS-117, fue cerrado por alta producción de arena antes de realizarle la prueba oficial de producción.
- La causa de inactividad de los pozos OS-85, OS-94, OS-96 y OS-117, es por presentar arenamiento; mientras que los pozos OC-39 y OS-92, se encuentran inactivos por presentar baja productividad y equipo de levantamiento artificial dañado.
- El pozo OS-89 se encuentra inactivo por presentar alto corte de agua, 98% AYS.
- La propuesta para la reactivación de los pozos OC-39 y OS-92, consiste en realizar limpieza, estimulación matricial y reemplazar equipo de levantamiento artificial en fondo de pozo, con una producción asociada de 88 BNPD y 66 BNPD respectivamente.
- Se propone reactivar los pozos OS-85, OS-94, OS-96 y OS-117, realizando limpieza, estimulación matricial, reliner e instalando equipo de levantamiento artificial por bombeo de cavidad progresiva (BCP), con una producción de 88 BNPD, 150 BNPD, 253 BNPD y 127 BNPD respectivamente.
- Para la reactivación del pozo OS-89 para su reactivación requiere aislar la arena S, cañonear la arena R, bajar tubería ranurada (liner) y completar con equipo de levantamiento artificial de bombeo mecánico (BM), con una producción asociada de 283 BNPD.

- Todas las propuestas resultaron ser económicamente rentables con un VPN  $> 0$  y una producción total asociada de 1055 BNPD.

## 5.2 RECOMENDACIONES

- Mejorar los métodos utilizados para el control de arena en los pozos de la formación Las Piedras del campo Orocual, esto para evitar arenamiento en los mismos.
- Realizar chequeos mecánicos y limpiezas a todos los pozos inactivos, esto debido a la acumulación de sólidos o materia orgánica acumulada en el fondo del pozo por el tiempo de inactividad.
- Considerar la aplicación de las propuestas para la reactivación de los pozos OC-39, OS-85, OS-89, OS-92, OS-94, OS-96 y OS-117, con el fin de incrementar la producción del campo Orocual, Distrito Furrial.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Arcia, M. y Valdivieso O. (2022). Estudio de la reactivación de los pozos ORC-1, ORC-2, ORC-3, ORC-4 Y ORC-5 pertenecientes a la formación Las Piedras del campo Orocual mediante tecnologías alternativas. Trabajo Especial de Grado, Universidad De Oriente, Núcleo de Monagas.
- Arias, F. (2012). El proyecto de investigación; introducción a la metodología científica. (6ta ed.). Caracas, Venezuela: Espíteme.
- Cordero, E. y Sucre, M. (2022). Evaluación del producto em-24 como reductor de viscosidad en crudos pesados a nivel de laboratorio. Trabajo especial de grado, Universidad De Oriente, Núcleo de Monagas.
- CIED (1999). Rehabilitación de pozo. Centro internacional de educación y desarrollo, Caracas, Venezuela, pp. 20-33.
- CIED (2008). Manual de Ingeniería de Producción. Centro Internacional de Educación y Desarrollo, Maracaibo, Venezuela.
- Díaz, L. (2014). Evaluación del uso de tecnologías alternativas para la recuperación de crudo pesado en pozos de baja productividad pertenecientes al campo Orocual somero, distrito Furrial. Trabajo Especial de Grado, Universidad De Oriente, Núcleo de Monagas.
- Economides, M. J., & Martin, T. (2007). Fracturamiento moderno: mejora de la producción de gas natural. Publicación ET. Recuperado de <https://www.amazon.com/Modern-Fracturing-Enhancing-Natural-Production/dp/097885302X>
- Gómez, J. (2016). Bombeo Neumático-Gas Lift. México: Oil Production. Recuperado de <http://oilproduction.net/produccion/gas-lift-bombeo-neumatico/item>
- Gonzales, J. (2007). Ingeniería de producción. Documento técnico. PDVSA, Maturín.

González, et all, (2003). "Evaluación de Pozos con Fines de Reactivación de Producción en el Área Mayor de Socororo Zona Este. Recuperado de: <http://saber.ucv.ve/bitstream/10872/427/1/Tesis%20Gonzalez.PDF>

Hirschfeldt, M. (2008). Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. Oil production.net. Caracas, Venezuela.

Landaeta, A. y Amaya, R. (2006). Información Técnica. Aplicación de Reductores de Viscosidad, pp. 4-5.

Manning, D. R., & Thompson, L. (2013). Fundamentos de Refinación de Petróleo. Recuperado de <https://www.elsevier.com/books/fundamentals-of-petroleum-refining/manning/978-0-444-52785->

Mannucci J. (2004). Recobro adicional de petróleo por procesos térmicos. ESP Oil Engineering Consultants, Maracaibo, Venezuela.

PDVSA (2000). Manual de la herramienta centinela. Gerencia de Operaciones del Dato PDVSA.

PDVSA (2004). Informe Financiero PDVSA. EyP

PDVSA (2007). Informe Proyecto PIAVOS (Proyecto de Inyección Alternada de Vapor en Orocual Somero.

PDVSA (2008). "Simulación Integrada de Calentamiento Eléctrico en Fondo". Informe Técnico, Gerencia de Estudios de Yacimiento, PDVSA, Monagas, Venezuela.

PDVSA (2016). Informe de planes de explotación Orocual. Estudios Integrados Oriente.

PDVSA (2022). Informe de Producción PDVSA. División Furrial.

PDVSA (2024). Informe de Producción PDVSA. División Furrial.

PDVSA (2024). Informe Financiero PDVSA. División Furrrial.

PennWell Corporación. (2011). "Maximizar la producción de petróleo y gas mediante la reactivación de pozos". Tulsa: PennWell Corporation.

Rehman, M. B., Al-Maamari, R. S., & Al-Mjeni, R. M. (2015). Buen rejuvenecimiento: una revisión de técnicas y herramientas. Sociedad de Ingenieros Petroleros.

Reynolds, J. (2011). Terminación y mantenimiento de pozos. Recuperado de <https://www.elsevier.com/books/well-completion-and-servicing/reynolds/978-0-7506-8712-6>

SCHUMBERGER (2002). Análisis de reservorio de producción. Volumen 13.

Simanca, F. (2005). Manual práctico de ingeniería de completacio. Universidad Central de Venezuela: disponible en: <https://ssibucv.ucv.ve/cgi-bin>

Tapias, F. (2015). Inyección de solventes para reducir la viscosidad de crudos pesados producidos por la superintendencia de operaciones sur de Ecopetrol S.A. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia. Recuperado el 3 de julio de 2020, de: <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2015/156397.pdf>

Wehunt C. (2003). Desafíos técnicos para el desarrollo de campos de petróleo pesado en alta mar. Conferencia de tecnología Costa Afuera, Houston.



**APENDICE**



**APENDICE A  
DIAGRAMAS MECÁNICOS**

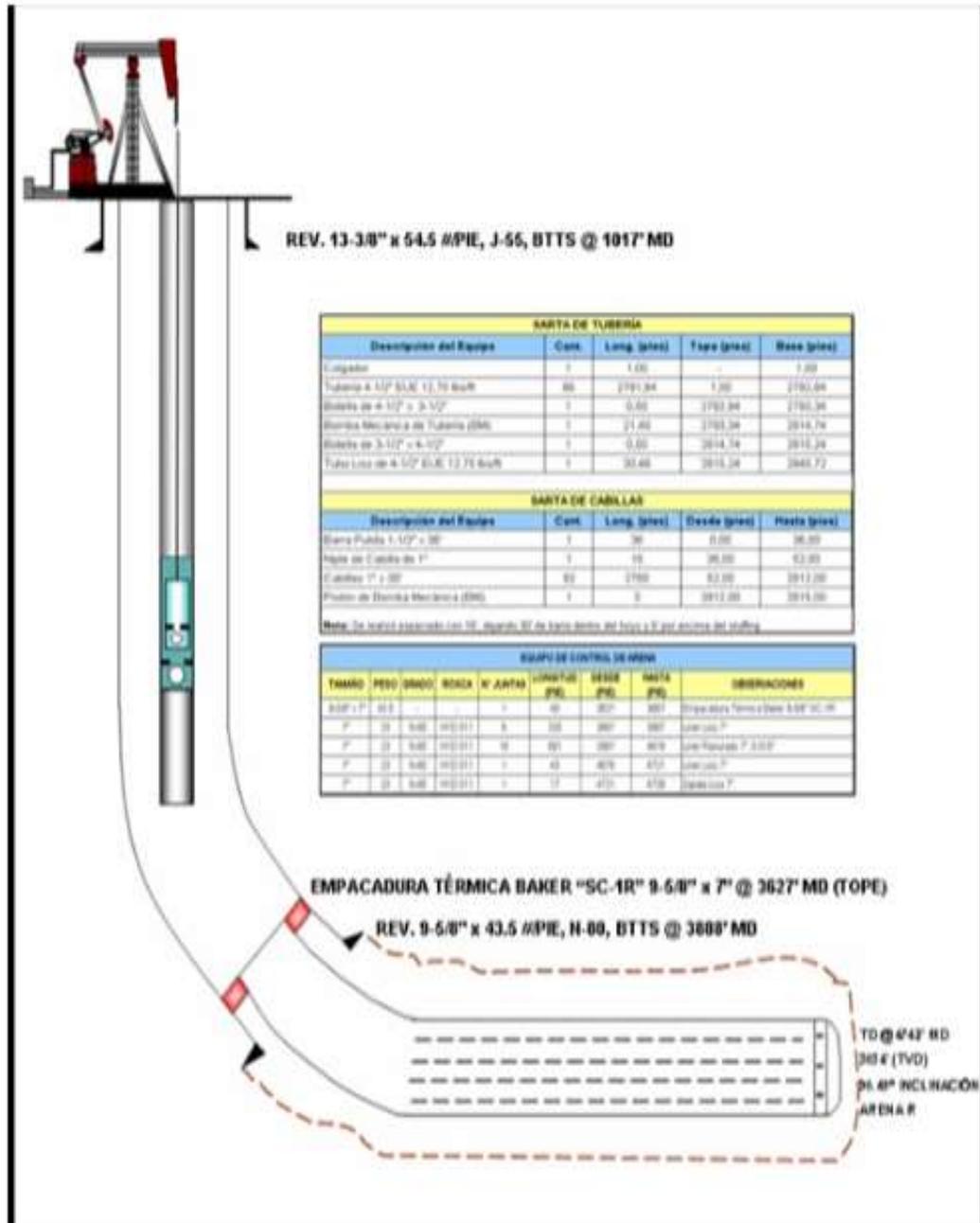


Figura A.1. Diagrama mecánico pozo OC-39  
Fuente: PDVSA, 2024



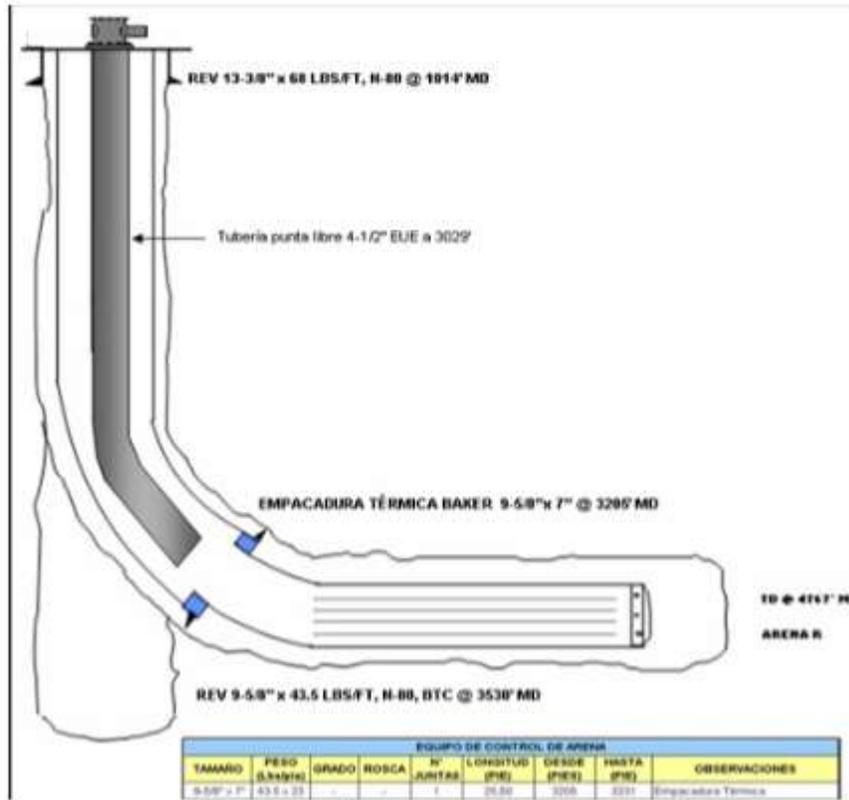
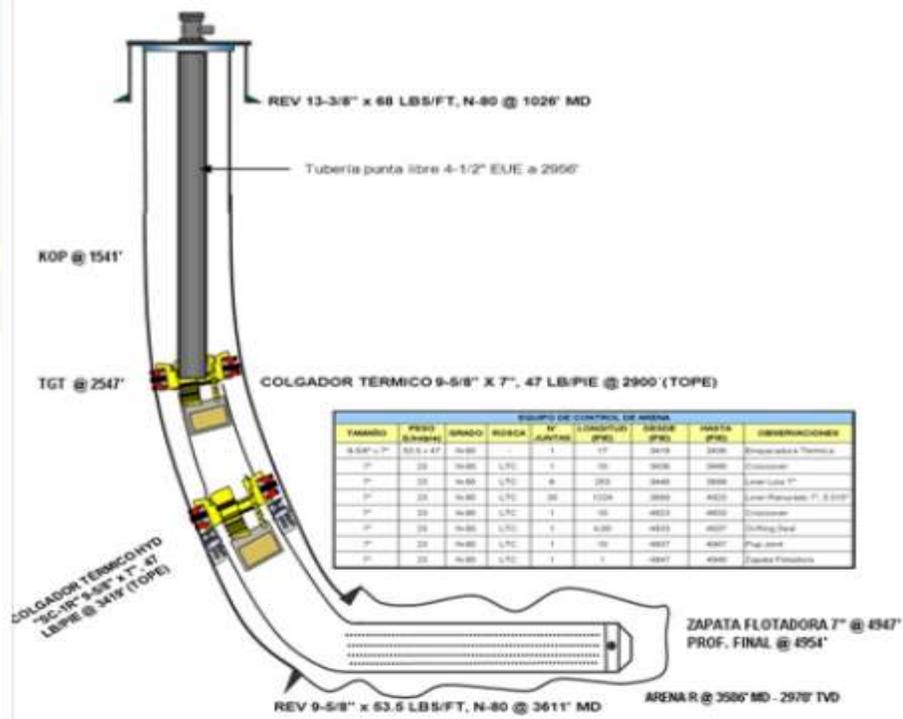
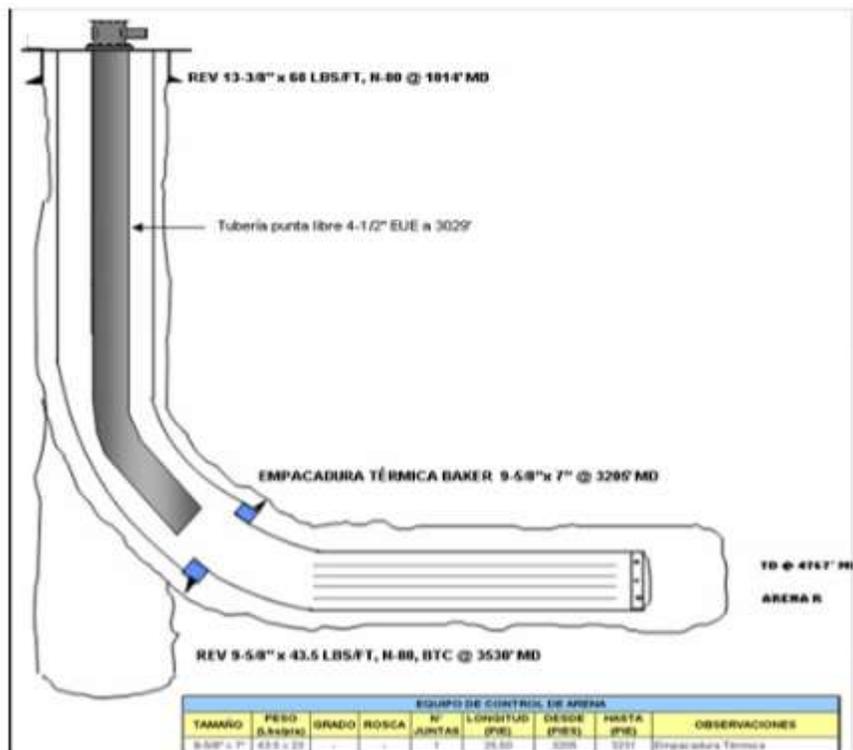


Figura A.2. Diagrama mecánico pozo OS-85  
Fuente: PDVSA, 2024



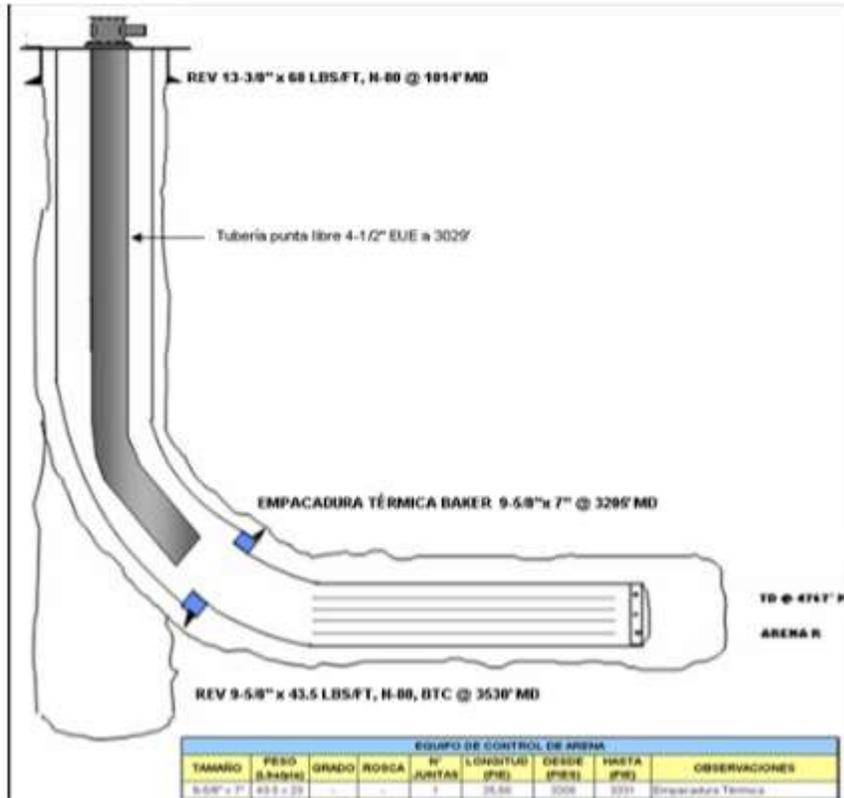
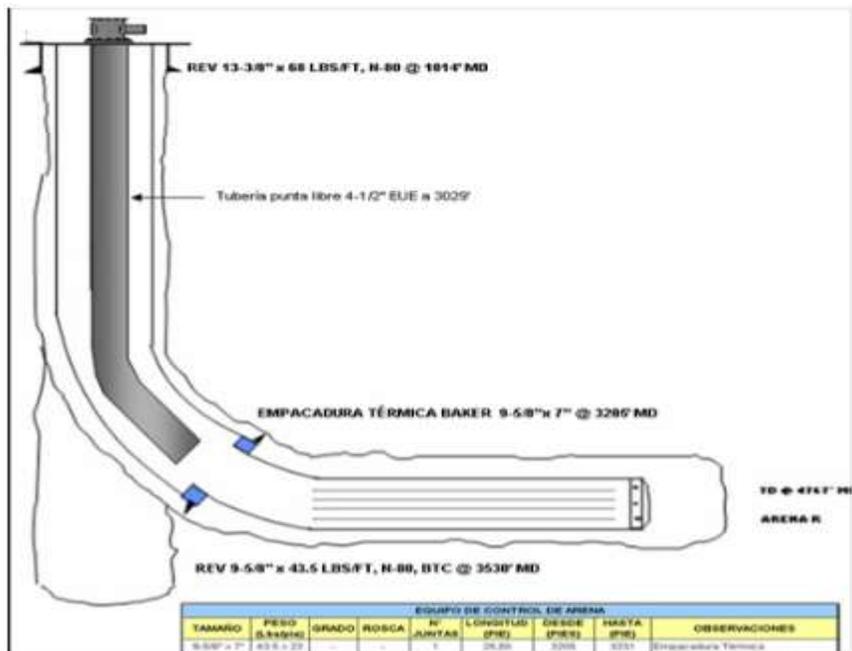
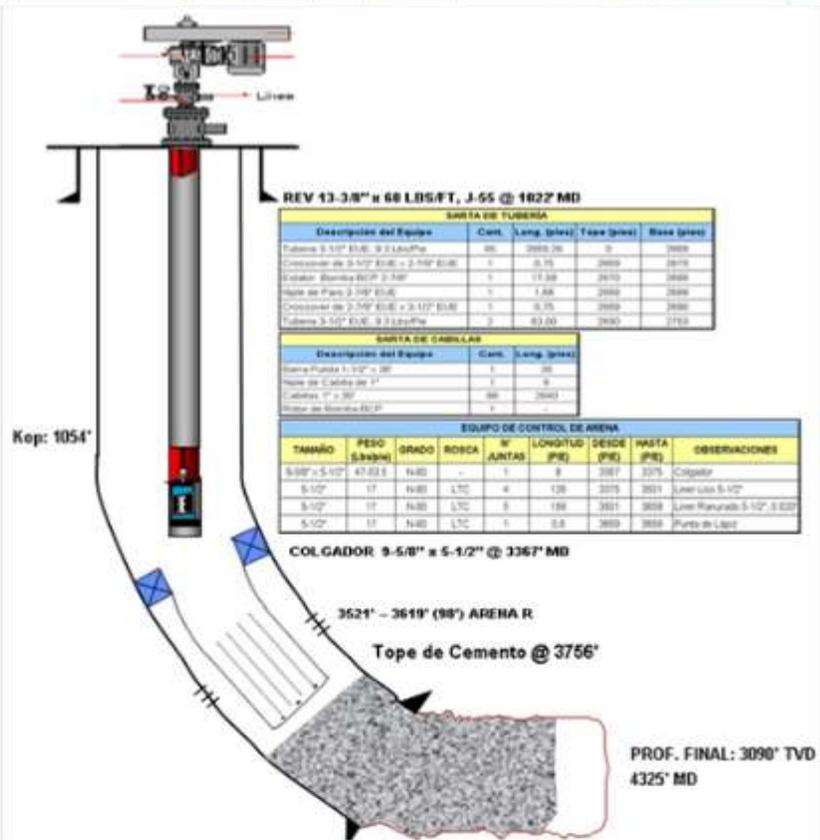


Figura A.3. Diagrama mecánico pozo OS-89  
Fuente: PDVSA, 2024



EQUIPO DE CONTROL DE ARENA								
TAMANO	PESO (LBS/PIE)	GRADO	ROSCA	N° JUNTAS	LONGITUD (PIE)	SEIDE (PIE)	HASTA (PIE)	OBSERVACIONES
9-5/8" x 2"	43.5 x 23	-	-	1	26.50	3200	3231	Empacadura Térmica



SARTA DE TUBERIA				
Descripción del Equipo	Cant.	Long. (pies)	Peso (grs)	Base (grs)
Tuberia 9-5/8" EUE 9-3/4" IADPa	26	2660.26	0	2660
Conector de 5-1/2" EUE x 2-1/2" EUE	1	0.75	2660	2670
Estator Borehole 30" x 3.38"	1	17.25	2670	2688
Base de Plata 2-1/2" EUE	1	1.88	2688	2690
Conector de 2-1/2" EUE x 2-1/2" EUE	1	0.75	2690	2690
Tuberia 3-1/2" EUE 3-3/4" IADPa	2	61.00	2690	2710

SARTA DE CABLES		
Descripción del Equipo	Cant.	Long. (pies)
Base Punta 1-1/2" x 20"	1	20
Base de Cable de 1"	1	0
Cables 1" x 30"	88	2640
Base de Borehole 30"	1	-

EQUIPO DE CONTROL DE ARENA								
TAMANO	PESO (LBS/PIE)	GRADO	ROSCA	N° JUNTAS	LONGITUD (PIE)	SEIDE (PIE)	HASTA (PIE)	OBSERVACIONES
9-5/8" x 5-1/2"	47.83 lb	N40	-	1	8	3367	3375	Colgador
5-1/2"	17	N40	L7C	4	126	3375	3501	Llave Lisa 5-1/2"
5-1/2"	17	N40	L7C	5	180	3501	3618	Llave Ranurada 5-1/2" S E20
5-1/2"	17	N40	L7C	1	0.8	3618	3619	Punto de Limpie

PROF. FINAL: 3090' TVD  
4325' MD

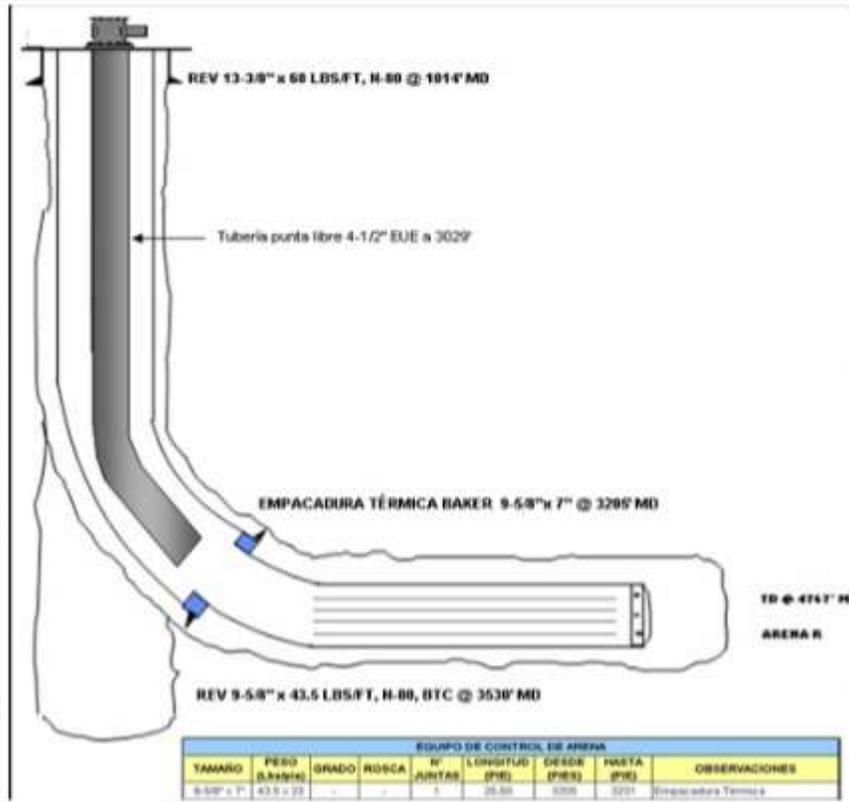
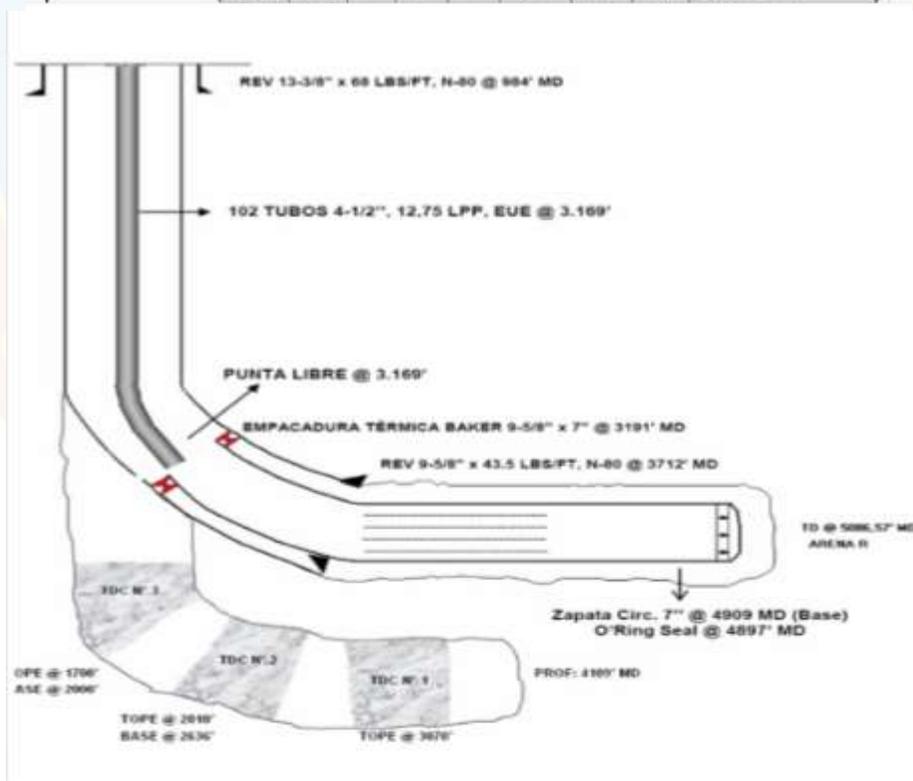
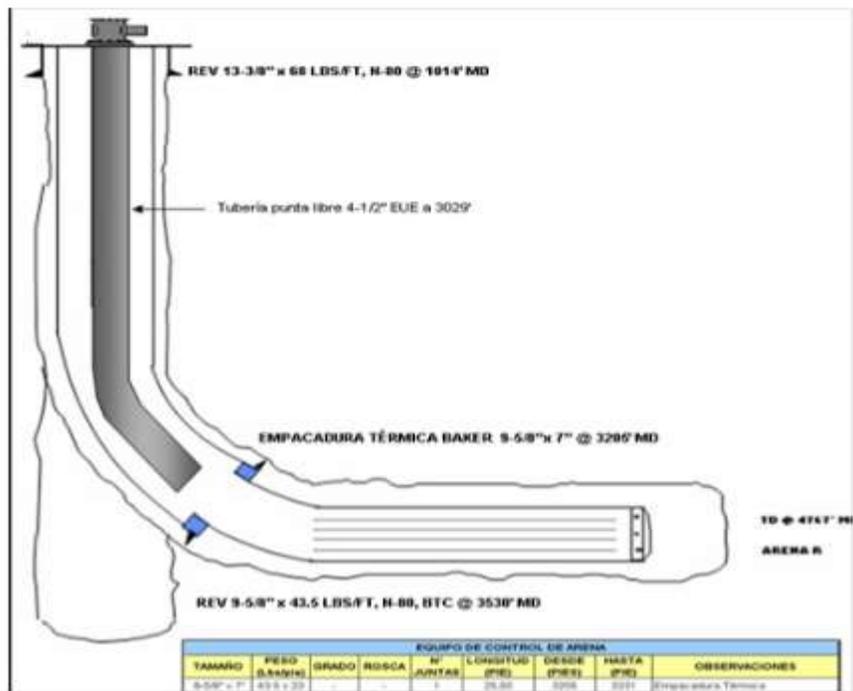


Figura A.4. Diagrama mecánico pozo OS-92  
Fuente: PDVSA, 2024



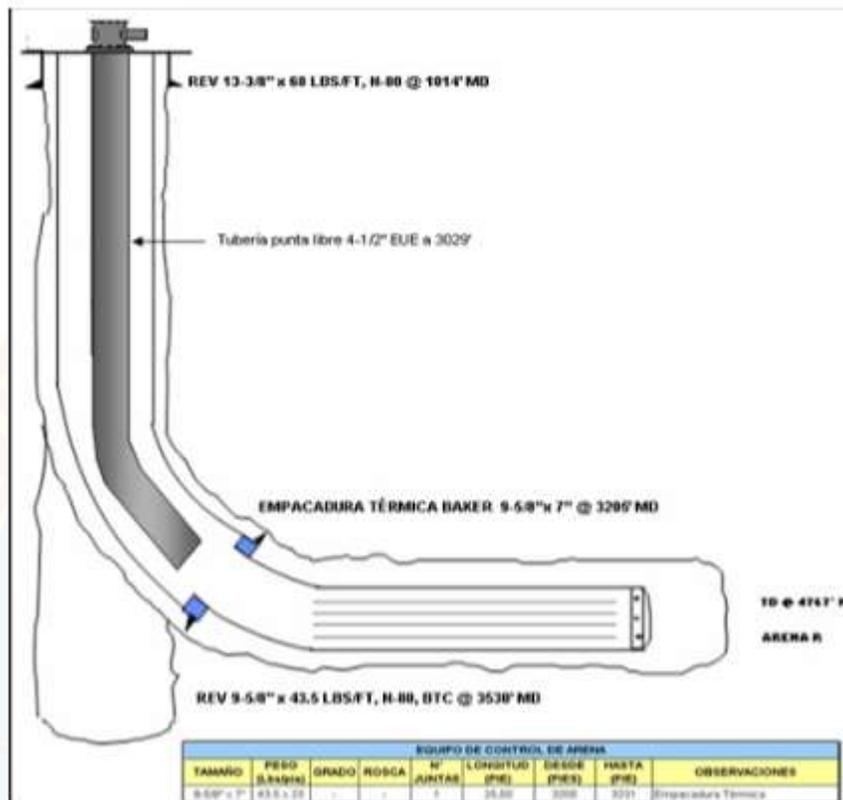
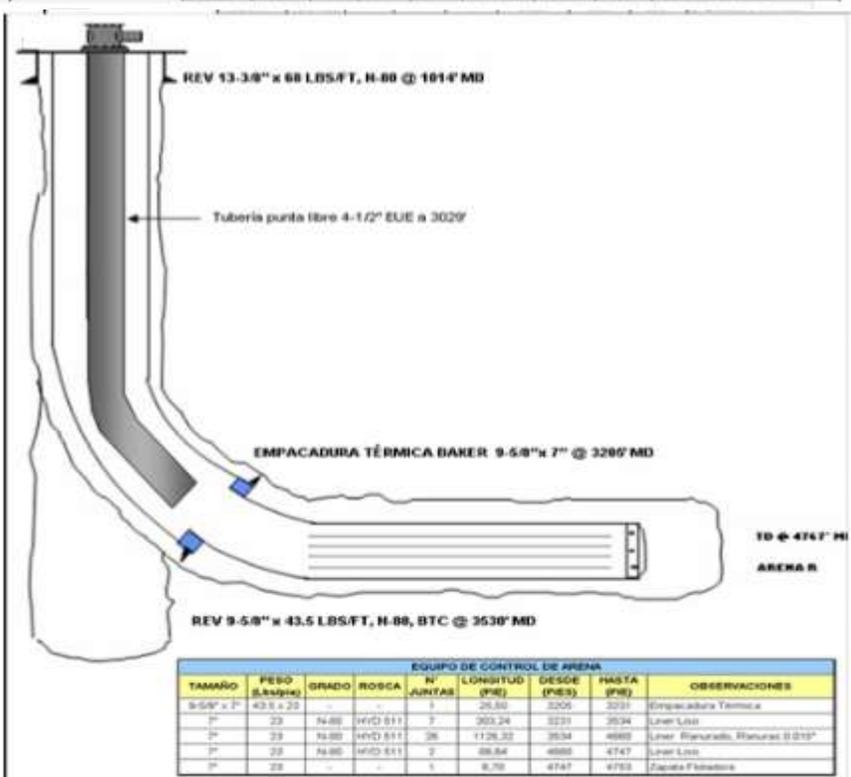
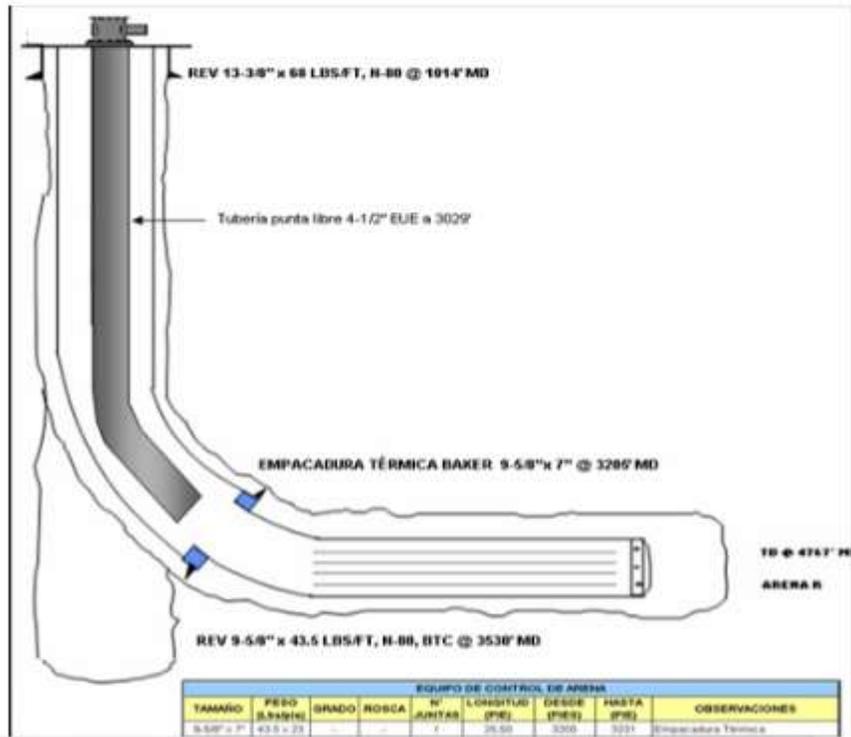


Figura A.5. Diagrama mecánico pozo OS-94  
Fuente: PDVSA, 2024



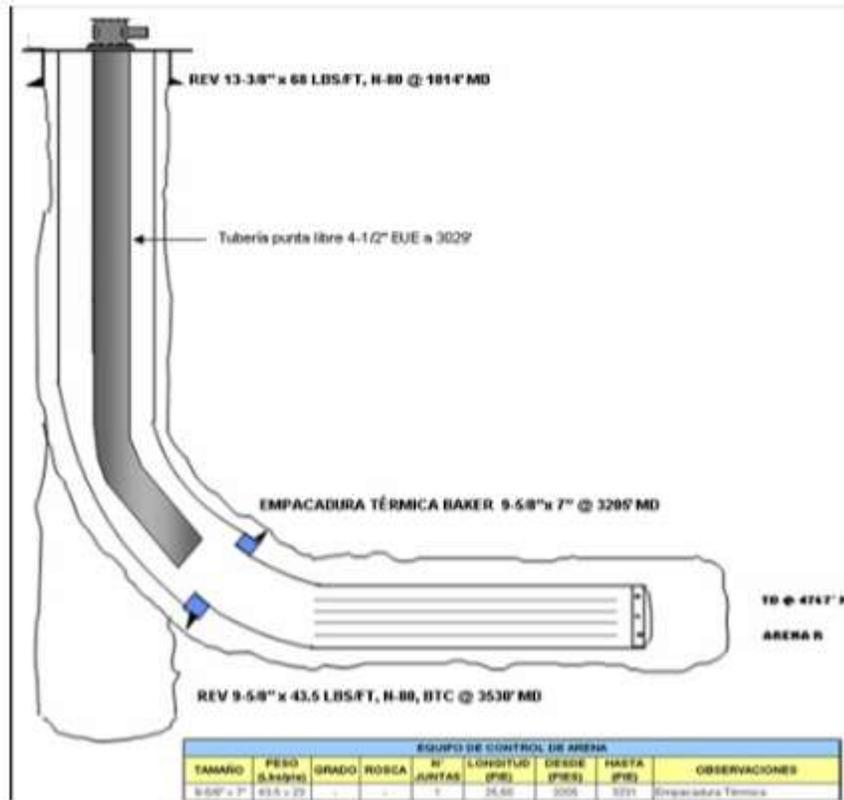
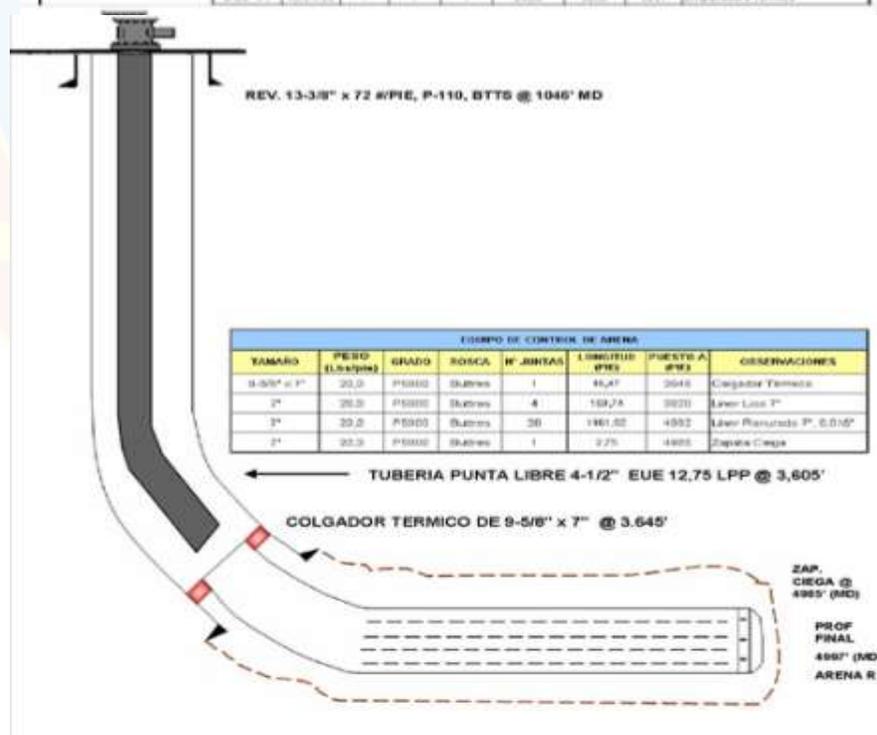
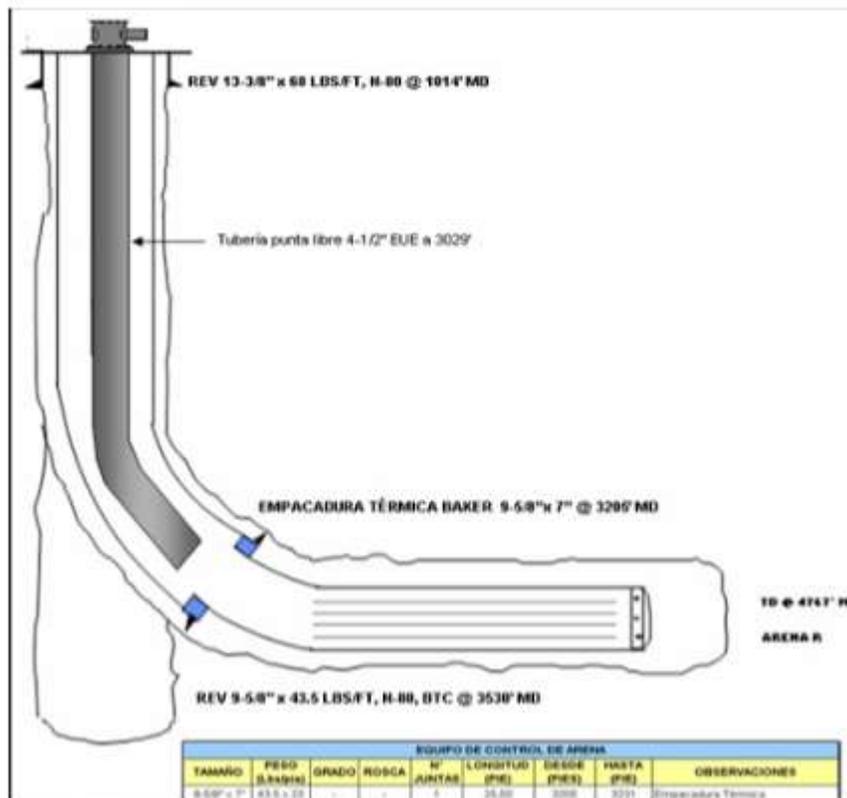


Figura A.6. Diagrama mecánico pozo OS-96  
Fuente: PDVSA, 2024



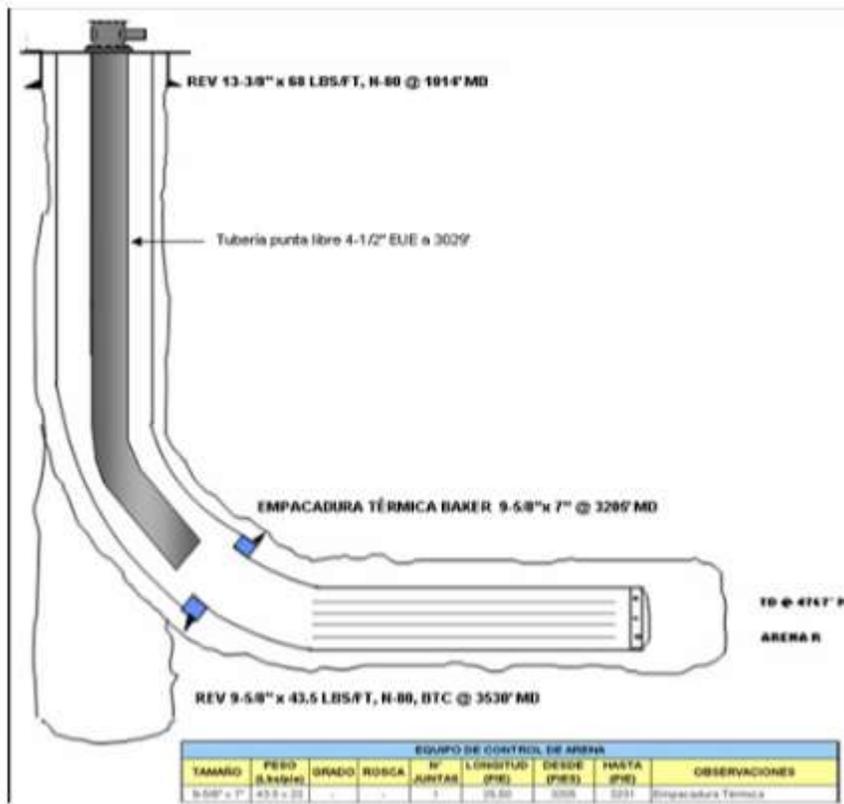
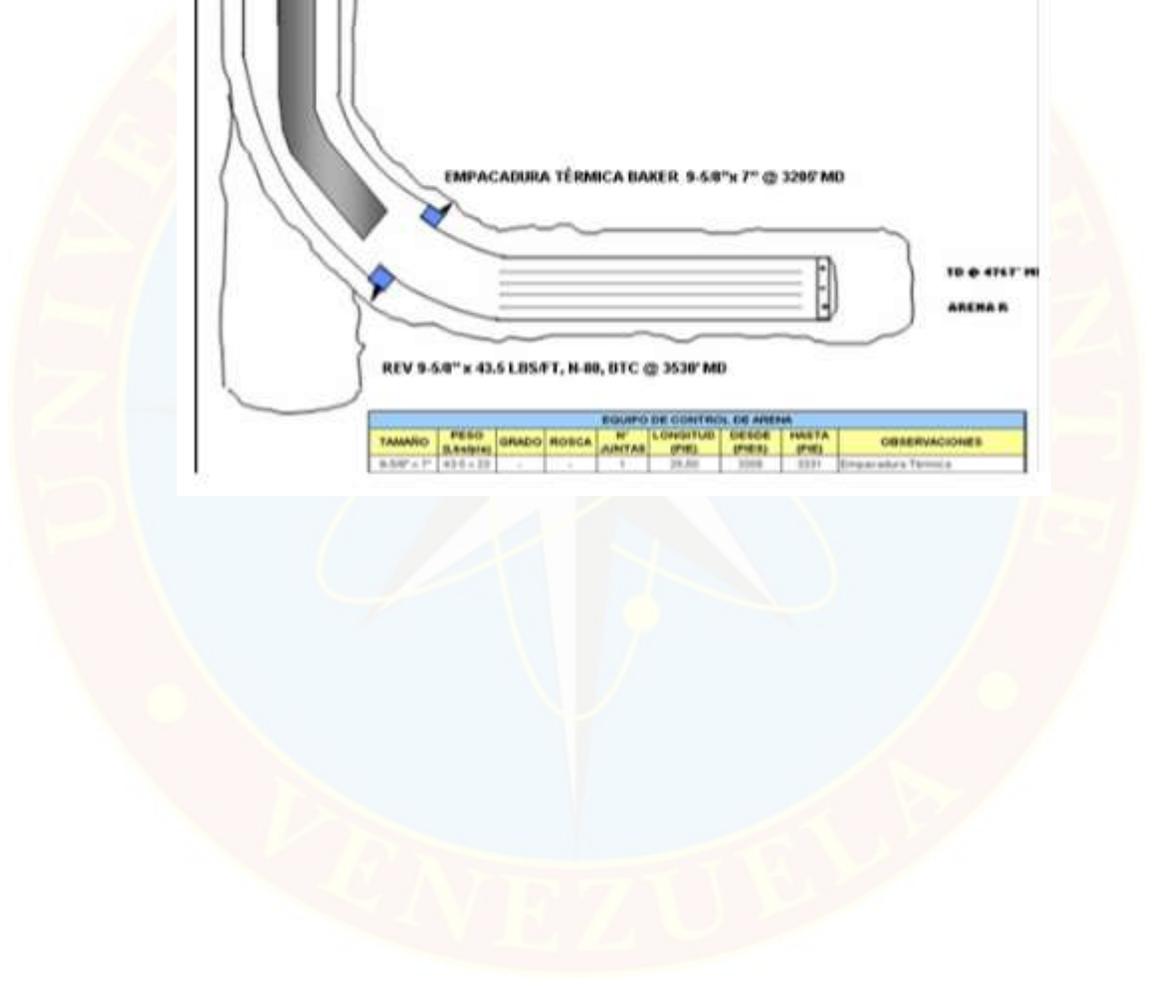
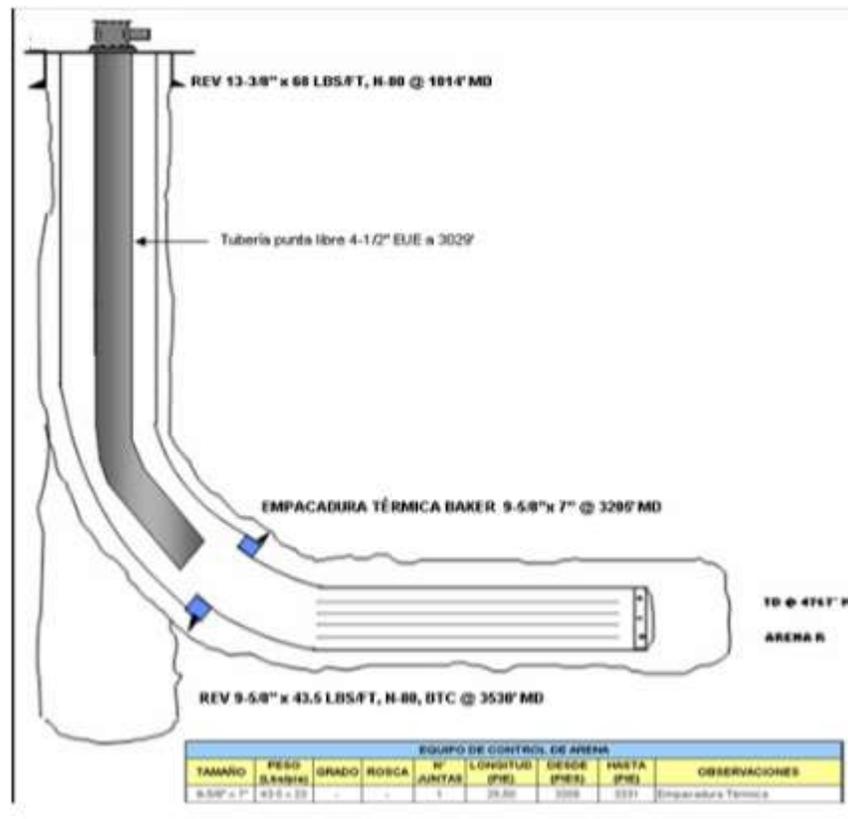


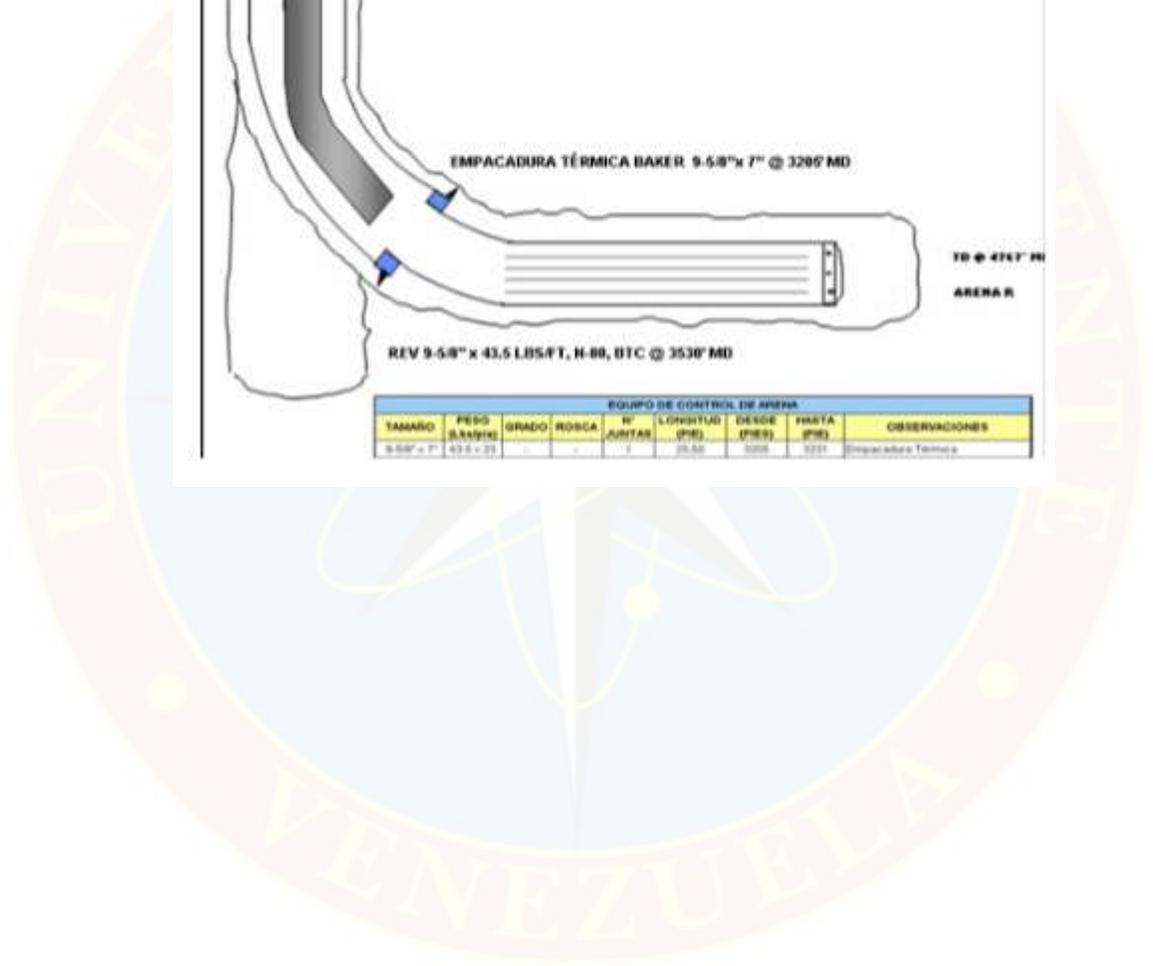
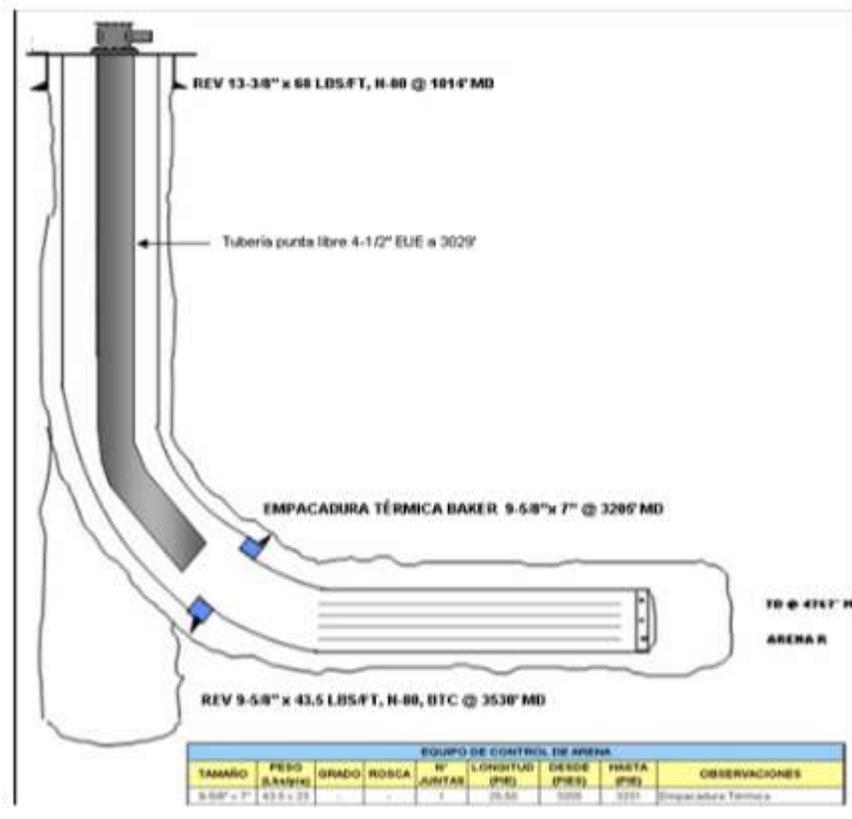
Figura A.7. Diagrama mecánico pozo OS-117  
Fuente: PDVSA, 2024





**APÉNDICE B**

**(CONDICIONES DE CAÑONEO POZO OS-89)**





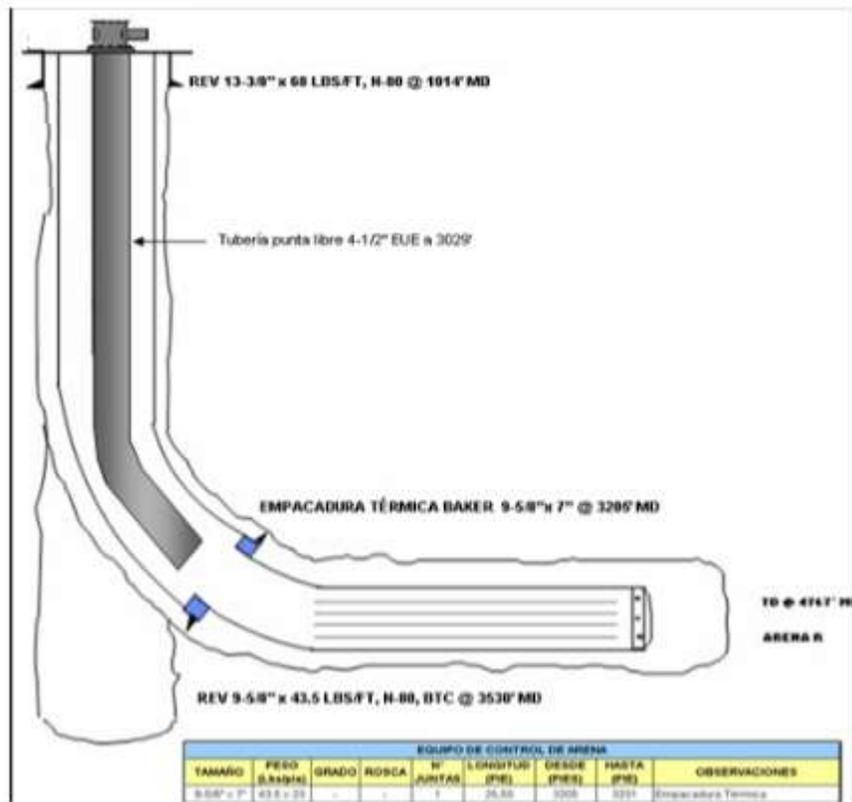
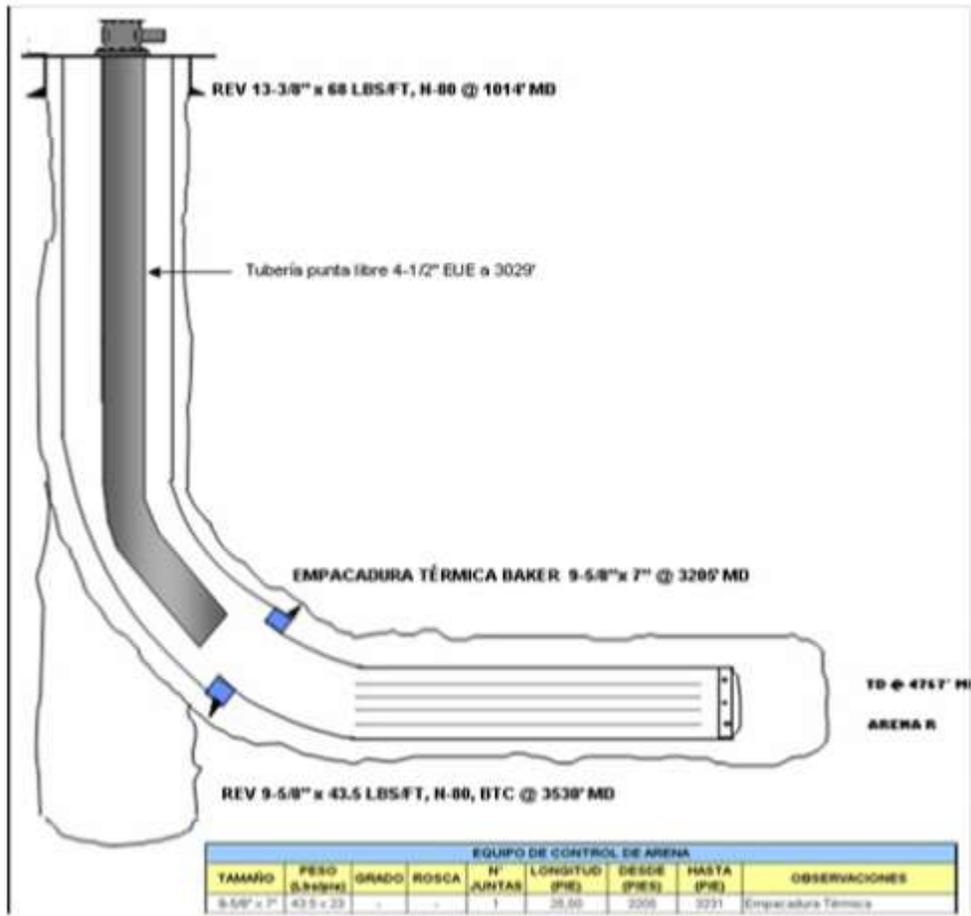


Figura B.1. Sección de cañoneo del intervalo 3138' – 3240' (102 pies).  
 Pozo OS-89.  
 Diagrama mecánico pozo

Tabla B.1. Parámetros petrofísicos del intervalo 3138 – 3240 pies. Pozo OS-89.

UNIDAD	DEPTH	PHIP	SW	K (Md)	VSH	AN	ILD	ANP
ARENA R	3138-3240	28,1	20,4	701	14	102	59,4	102

Fuente: PDVSA, 2024



VENEZUELA

## HOJAS METADATOS

### Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 1/6

<b>Título</b>	<b>Estimación de la rentabilidad económica para la reactivación de pozos en la formación las piedras del Campo Orocual, Distrito Furrial</b>
---------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

El Título es requerido. El subtítulo o título alternativo es opcional.

### Autor(es)

<b>Apellidos y Nombres</b>	<b>Código ORCID / e-mail</b>	
<b>Aguilera Aguilera Marvellys</b>	<b>ORCID</b>	21379912
<b>Sarais</b>	<b>e-mail</b>	marvetumorena@gmail.com
<b>Martínez Aguilera Yannelki</b>	<b>ORCID</b>	21379788
<b>Yesibel</b>	<b>e-mail</b>	yannelki.m19@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 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). El campo e-mail es completamente opcional y depende de la voluntad de los autores.

### Palabras o frases clave:

reactivación, reacondicionamiento,
categoría 3
levantamiento artificial
limpieza y estimulación
rentabilidad
tesis 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):

La investigación desarrollada, estuvo enfocada en estimar la rentabilidad económica de las propuestas técnicas para la reactivación de pozos en la formación Las Piedras del campo Orocual. Se estudiaron siete (7) pozos inactivos OC-39, OS-85, OS-89, OS-92, OS-94, OS-96 y OS-117, en primer lugar, se recopiló la información referente a dicha formación y sus pozos inactivos, analizando el comportamiento de producción de cada uno de ellos y la causa de su inactividad, en este punto, se determinó que, los pozos OS-85, OS-94, OS-96 y OS-117 presentaban arenamiento, mientras que, los pozos OC-39 y OS-92, tenían baja productividad y bomba de levantamiento artificial dañada; y el pozo OS-89, fue cerrado por alto corte de agua. Una vez determinada la causa por la cual estaban inactivos, se realizó la recopilación e identificación de los rangos y condiciones bajo las cuales pueden ser aplicadas las diferentes propuestas a utilizarse para la reactivación de los pozos de crudos pesados y extrapesados en estudio, identificándose las alternativas más adecuadas para cada uno de ellos, dentro de las que se encuentran, limpieza y estimulación, reliner, cañoneo y reemplazó o instalación de equipos de levantamiento artificial en el fondo del pozo. Finalmente, se realizó la evaluación económica, indicando que, todas las propuestas resultaron ser económicamente rentables, por obtenerse un VPN > 0, con una producción total asociada de 1055 BNPD.

## Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 3/6

### Contribuidores:

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
MSC. Ana Hernandez	<b>ROL</b>	CA <input type="checkbox"/> AS <input checked="" type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	<b>ORCID</b>	<b>13915353</b>
	<b>e-mail</b>	ayhernandez.udomonagas@gmail.com
Ing. Indira Marquez	<b>ROL</b>	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	<b>ORCID</b>	<b>18272148</b>
	<b>e-mail</b>	bartoelis@gmail.com
Ing. Jesus Otahola	<b>ROL</b>	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	<b>ORCID</b>	<b>14940176</b>
	<b>e-mail</b>	jotahola.udomonagas@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	26

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_AAMS2025

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:** El campo Orocuál está situado aproximadamente a 20 Kms al Noroeste de la Ciudad de Maturín, en el Municipio Piar del Estado Monagas

### Temporal:

### 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

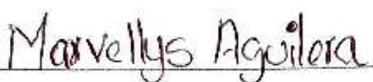
C.C: Rectora, Vicerrectora Administrativa, Decanos de los Núcleos, Coordinador General de Administración, Director de Personal, Dirección de Finanzas, Dirección de Presupuesto, Contraloría Interna, Consultoría Jurídica, Director de Bibliotecas, Dirección de Publicaciones, Dirección de Computación, Coordinación de Teleinformática, Coordinación General de Postgrado.

JABC/YOC/manaja

Hoja de metadatos para tesis y trabajos de Ascenso- 6/6

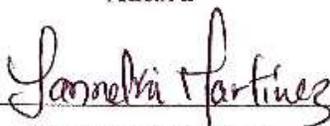
De acuerdo al Artículo 41 del reglamento de Trabajos de Grado:

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.



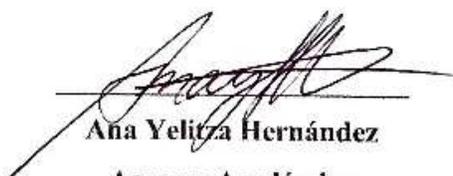
Marvellys Aguilera

Autora



Yannelki Martínez

Autora



Ana Yelitza Hernández

Asesora Académica