



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

**ESTUDIO PARA LA REACTIVACIÓN DE LOS POZOS D-290, D-311 Y D-321 PERTENECIENTES AL CAMPO DOBOKUBI,
DISTRITO SAN TOMÉ**

REALIZADO POR:

**BERMÚDEZ ASTUDILLO GABRIELA JOSE
BISLIP MÁRQUEZ MARIA VIRGINIA
SALAZAR MÁRQUEZ YENIFER ALEJANDRA**

**Monografía de Investigación, en Modalidad Curso Especial de Grado,
presentado ante la Universidad De Oriente para obtener el título de:**

INGENIERO DE PETRÓLEO

Maturín, Julio de 2024



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

**ESTUDIO PARA LA REACTIVACIÓN DE LOS POZOS D-290, D-311
Y D-321 PERTENECIENTES AL CAMPO DOBOKUBI, DISTRITO
SAN TOMÉ**

REALIZADO POR:

BERMÚDEZ ASTUDILLO GABRIELA JOSE

CI:27.783.644

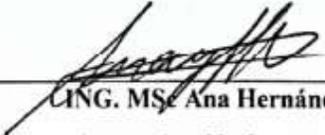
BISLIP MÁRQUEZ MARIA VIRGINIA

CI:27.243.455

SALAZAR MÁRQUEZ YENIFER ALEJANDRA

CI:25.242.868

REVISADO POR:



ING. MSc Ana Hernández

Asesor Académico

MATURÍN, JULIO 2024



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

ESTUDIO PARA LA REACTIVACIÓN DE LOS POZOS D-290, D-311
Y D-321 PERTENECIENTES AL CAMPO DOBOKUBI, DISTRITO
SAN TOMÉ

REALIZADO POR:

BERMÚDEZ ASTUDILLO GABRIELA JOSE

CI:27.783.644

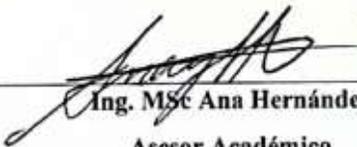
BISLIP MÁRQUEZ MARIA VIRGINIA

CI:27.243.455

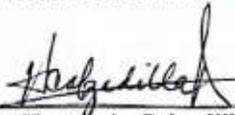
SALAZAR MÁRQUEZ YENIFER ALEJANDRA

CI:25.242.868

APROBADO POR:


Ing. MSc Ana Hernández
Asesor Académico


Ing. Martha Espinoza
Jurado Principal


Ing. Hortensia Calzadilla
Jurado Principal


Ing. MSc. Johangel Calvo
Jurado Principal

MATURÍN, JULIO 2024.



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-2024

MODALIDAD: CURSOS ESPECIALES DE GRADO

ACTA N°000003133-00168-03-2024

En Maturín, siendo las 3 pm del día 23 de julio del 2024 reunidos en la Sala "A3 Postgrado", Campus: Juanico del Núcleo de Monagas de la Universidad de Oriente, los miembros del jurado profesores: MSc. Ana Hernández (Asesor Académico), MSc. Johangel Calvo (Jurado), MSc. Hortensia Calzadilla (Jurado), Ing. Martha Espinoza (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 de la Monografía de Investigación, titulada: **ESTUDIO PARA LA REACTIVACIÓN DE LOS POZOS D-290, D-311 Y D-321 PERTENECIENTES AL CAMPO DOBOKUBI, DISTRITO SAN TOMÉ.** Por la Bachiller: **YENIFER ALEJANDRA SALAZAR MARQUEZ C.I. 25.242.868.** El jurado, luego de la discusión del mismo acuerdan calificarlo como: Aprobado por Unanimitad.

Yenifer Salazar

Br. Yenifer Alejandra Salazar Márquez
C.I.: 25.242.868

[Signature]

Prof. MSc. Ana Hernández
C.I.: 13.915.353

Asesor Académico

[Signature]

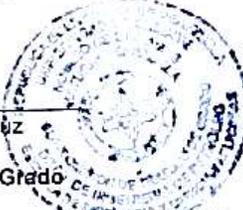
Prof. MSc. Johangel Calvo
C.I.: 14.939.884

Jurado

[Signature]

Prof. MSc. Carlos De La Cruz
C.I.: 12.664.336

Sub-Comisión de Trabajo de Grado



[Signature]

Prof. MSc. Hortensia Calzadilla
C.I.: 11.781.853

Jurado

[Signature]

Prof. Ing. Martha Espinoza
C.I.: 8.369.941

Jurado

[Signature]

Prof. Ing. Jesús Otahola
C.I.: 14.940.178

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° 387 del 15° libro de Actas de Trabajos de Grado del Departamento de Ingeniería de Petróleo, EICA de la Universidad de Oriente y estar debidamente firmada por el (los) asesor (es) y miembros del jurado.



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

ACTA DE EVALUACIÓN DEL TRABAJO DE GRADO

CTG-EICA-IP-2024

MODALIDAD: CURSOS ESPECIALES DE GRADO

ACTA N°000003134-00169-03-2024

En Maturín, siendo las 3 pm del día 23 de julio del 2024 reunidos en la Sala "A3 Postgrado", Campus: Juanico del Núcleo de Monagas de la Universidad de Oriente, los miembros del jurado profesores: MSc. Ana Hernández (Asesor Académico), MSc. Johangel Calvo (Jurado), MSc. Hortensia Calzadilla (Jurado), Ing. Martha Espinoza (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 de la Monografía de Investigación, titulada: **ESTUDIO PARA LA REACTIVACIÓN DE LOS POZOS D-290, D-311 Y D-321 PERTENECIENTES AL CAMPO DOBOKUBI, DISTRITO SAN TOMÉ**. Por la Bachiller: **GABRIELA JOSE BERMUDEZ ASTUDILLO C.I. 27.783.644**. El jurado, luego de la discusión del mismo acuerdan calificarlo como: Aprobado por unanimidad.

Br. Gabriela José Bermúdez Astudillo
C.I.: 27.783.644

Prof. MSc. Ana Hernández
C.I.: 13.915.353
Asesor Académico

Prof. MSc. Johangel Calvo
C.I.: 14.939.884
Jurado

Prof. MSc. Carlos De La Cruz
C.I.: 12.664.336
Sub-Comisión de Trabajo de Grado



Prof. MSc. Hortensia Calzadilla
C.I.: 11.781.853
Jurado

Prof. Ing. Martha Espinoza
C.I.: 8.369.941
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°- 388 del 15° libro de Actas de Trabajos de Grado del Departamento de Ingeniería de Petróleo, EICA de la Universidad de Oriente y estar debidamente firmada por el (los) asesor (es) y miembros del jurado.



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

ACTA DE EVALUACIÓN DEL TRABAJO DE GRADO

CTG-EICA-IP-2024

MODALIDAD: CURSOS ESPECIALES DE GRADO

ACTA N°000003132-00167-03-2024

En Maturín, siendo las 3 pm del día 23 de julio del 2024 reunidos en la Sala "A3 Postgrado", Campus: Juanico del Núcleo de Monagas de la Universidad de Oriente, los miembros del jurado profesores: MSc. Ana Hernández (Asesor Académico), MSc. Johangel Calvo (Jurado), MSc. Hortensia Calzadilla (Jurado), Ing. Martha Espinoza (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 de la Monografía de Investigación, titulada: **ESTUDIO PARA LA REACTIVACIÓN DE LOS POZOS D-290, D-311 Y D-321 PERTENECIENTES AL CAMPO DOBOKUBI, DISTRITO SAN TOMÉ.** Por la Bachiller: **MARIA VIRGINIA BISLIP MARQUEZ C.I. 27.243.455.** El jurado, luego de la discusión del mismo acuerdan calificarlo como: Aprobado por unanimidad.

Br. María Virginia Bislip Márquez
C.I.: 27.243.455

Prof. MSc. Ana Hernández
C.I.: 13.915.353
Asesor Académico

Prof. MSc. Johangel Calvo
C.I.: 14.939.894
Jurado

Prof. MSc. Carlos De La Cruz
C.I.: 12.664.336
Sub-Comisión de Trabajo de Grado

Prof. MSc. Hortensia Calzadilla
C.I.: 11.781.853
Jurado

Prof. Ing. Martha Espinoza
C.I.: 8.369.941
Jurado

Prof. Ing. Jesús Otañola
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°- 386 del 15° libro de Actas de Trabajos de Grado del Departamento de Ingeniería de Petróleo, EICA de la Universidad de Oriente y estar debidamente firmada por el (los) asesor (es) y miembros del jurado.

RESOLUCIÓN

De acuerdo 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

En primer lugar, gracias a Dios Todopoderoso, porque me ha dado vida, salud y fuerzas para poder seguir adelante, y hacer de este momento un éxito total.

A mi madre Yaritza Astudillo, por ser mi pilar fundamental durante todo este camino, y a mi padre José Bermúdez, por ser la calma en el medio de la tormenta, gracias a Dios y a ellos, soy quien soy. Todo lo que tengo se lo debo a ustedes.

A mis amigos, mi sobrina, hermanos, quienes nunca me han abandonado, en los momentos más difíciles siempre están presentes, para darme una mano amiga, esto es por ustedes y para ustedes: Gabriel Bermúdez, Daniel Bermúdez, Monserratt Villarroel, Yeraldine Pantoja, Laura Zapata, Yudeimar Oliveros, Luis Fernández, Paola Guzmán, Jorge Cova, Neomar García, Gabriela López, y para todos los que siempre han estado a mi lado, dándome ese ánimo para así culminar esta etapa de mi vida. Los amo.

Gabriela José Bermúdez Astudillo

DEDICATORIA

A mis queridos padres, Lidia Márquez y Carlos Bislip, por su amor y apoyo incondicional en todo momento, gracias por creer en mí y motivarme a seguir adelante siempre. Los amo.

A mi hermana, Carla Bislip, por estar siempre para mí, por apoyarme y ayudarme a lo largo de este camino.

A mi abuela, Zenaida Noriega, cuyo amor, consejos y sabiduría me han guiado a lo largo de mi vida. Este trabajo también está dedicado a ella.

Y a toda mi familia, tías y primas por el apoyo que me han brindado.

María Virginia Bislip Márquez

DEDICATORIA

A Jehová Dios, por llenarme de fuerzas, por siempre acompañarme y darme la sabiduría para alcanzar esta meta, y sobre todo ayudarme a superar los momentos difíciles. Gracias, por tanto.

A mi mamá y papá, Yuraima Márquez y David Salazar, porque gracias a Dios y a ellos soy quién soy. Los amo.

A mis hermanos, Alejandro Salazar y Andrés Salazar, por ayudarme siempre, y apoyarme en cada momento, los amo.

A mis tías, Doris Márquez, Edermira Márquez, Fanny Márquez, por estar siempre para mí. A mis tíos, Juan Márquez y Andrés Márquez, por el cariño que siempre me han brindado.

A mis primos y madrina, Ender Márquez, Eranyelys Carrera, Ángel Márquez, Yeison Padilla, Joharbis Pérez, Albín Rodríguez y Silvia Febres.

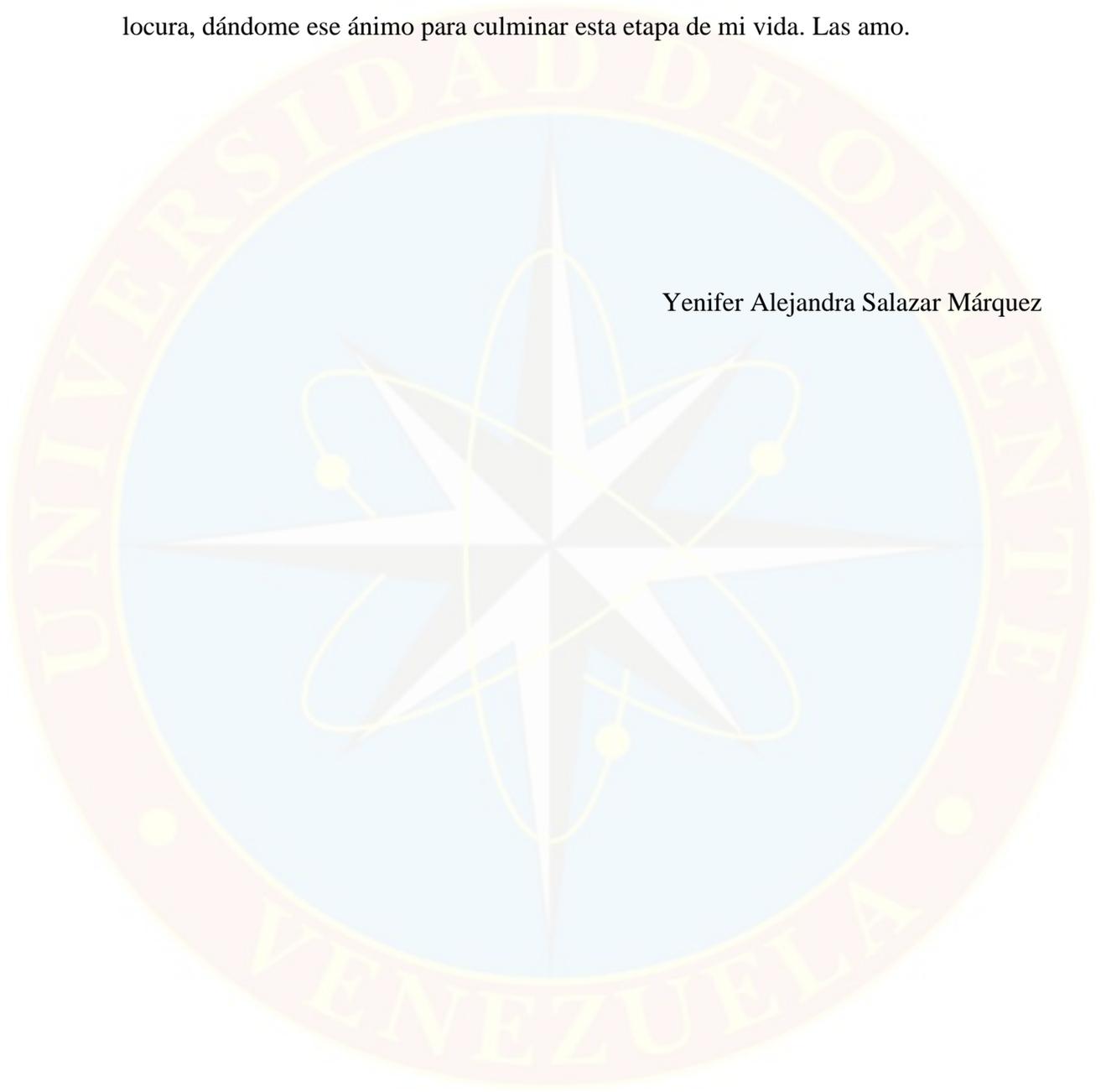
A mi abuela materna, Inocenta Barrios, y mi abuelo paterno, Baudilio Molina, por sembrar en mí, desde que tengo uso de razón, el ser una profesional y por su gran ayuda y apoyo para culminar mis estudios.

A mi novio, Ismael Guainett, por su gran apoyo y motivación durante toda la carrera, con quien siempre conté incondicionalmente.

A la familia Guainett Fermín, por sus grandes consejos, por resguardarme y ayudarme como si fuese su hija.

A mis amigas incondicionales, Génesis Bolívar y Rosibel Thomas, por su motivación y consejo cada día, por siempre estar presente en mis momentos de locura, dándome ese ánimo para culminar esta etapa de mi vida. Las amo.

Yenifer Alejandra Salazar Márquez



AGRADECIMIENTOS

A Dios, primeramente, por todas las cosas, porque si él, esto no hubiese sido posible, por darme las fuerzas y por su voluntad que es buena, perfecta y agradable, reconociendo así, que su tiempo es perfecto. Te amo mi Dios, sobre todas las cosas.

A mis padres, gracias por el amor y el apoyo incondicional que me han brindado, gracias mamá, gracias papá, porque, el lugar en el cual estoy se lo debo es a cada consejo, cada palabra, cada apoyo monetario, cuando más lo necesité, y muchas cosas que ustedes me dieron, de las cuales siempre estaré agradecida. Los amo con todo mi corazón.

A la Universidad De Oriente (UDO) y a la Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas (EICA), por concederme el honor de haber podido cursar mi carrera universitaria en la casa más alta del oriente del país, Núcleo de Monagas específicamente.

A mi asesora, la MSc. Ana Yelitza Hernández, por haberme brindado su tiempo, cada consejo, orientación y en especial su valiosa ayuda para poder culminar este trabajo con mucho éxito.

Gracias a todos los profesores que estuvieron presentes durante este camino, por mostrarme que si pude llegar hasta aquí hoy.

A mis amigos, quienes siempre han estado conmigo en las buenas y en las malas.

Gabriela José Bermúdez Astudillo

AGRADECIMIENTOS

A Dios, primeramente, por sobre todas las cosas, por ser mi guía y fortaleza en cada paso que doy, gracias padre por permitirme cumplir esta meta, la honra y la gloria sea siempre para ti mi Dios.

A mis padres, por ser la roca primordial en mi formación, gracias infinitas por su amor y apoyo incondicional, gracias por impulsarme siempre a ser una mejor persona y por creer en mí, gracias por cada uno de sus consejos, les debo todo lo que soy a ustedes, sin su apoyo esto no sería posible, por eso este logro también es suyo.

A mi compañero de vida, Carlos Pino, gracias por estar siempre a mi lado apoyándome, celebrando mis éxitos, y también, los momentos no tan gratos.

A la Universidad De Oriente (UDO), gracias por haberme enseñado tanto y ser mi segundo hogar, gracias por las personas tan maravillosas que me regalaste y todos los momentos vividos, fue un honor cursar mi carrera en la casa más alta del oriente del país.

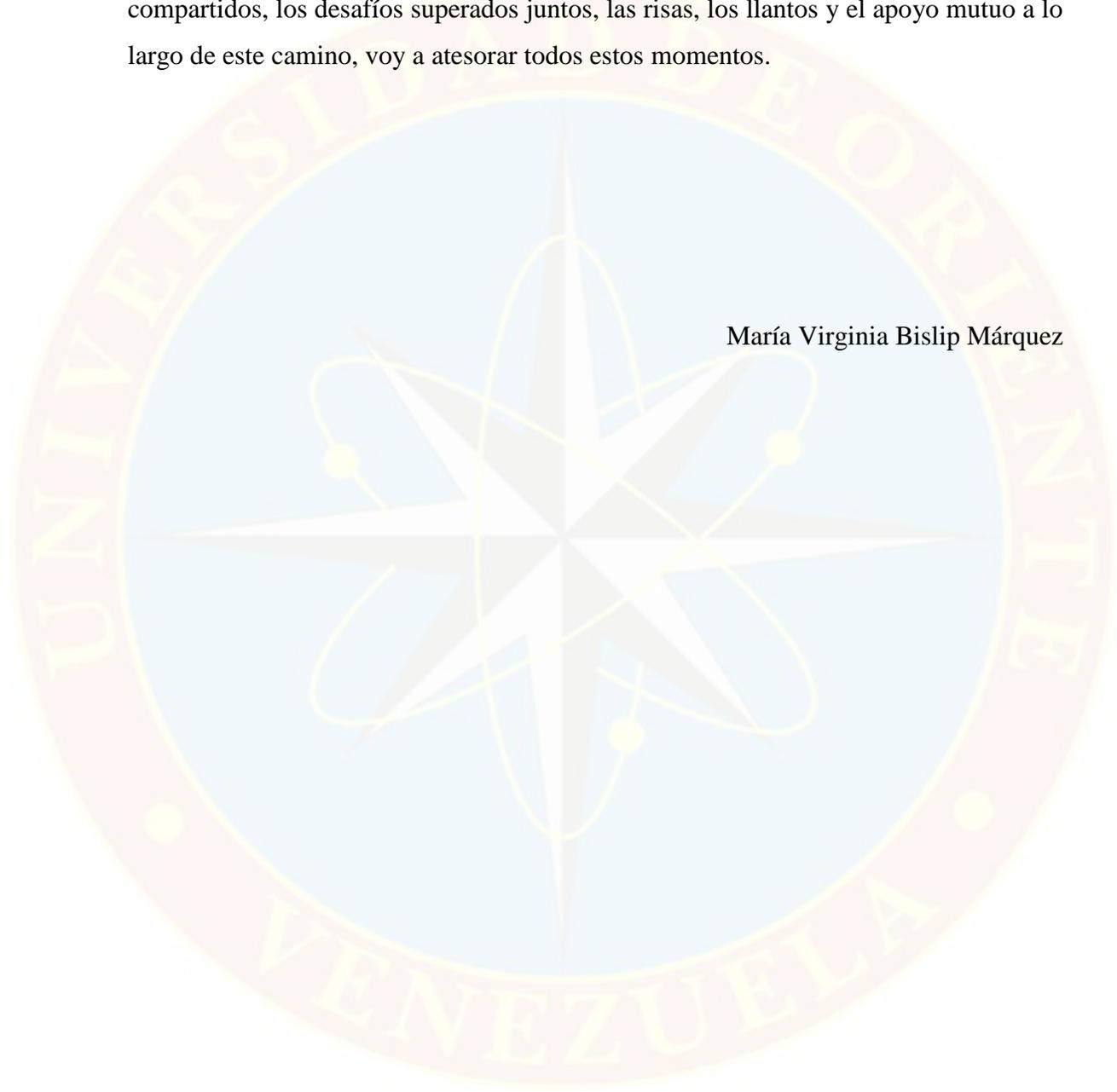
A mi asesora, la MSc. Ana Yelitza Hernández, gracias por haberme brindado su tiempo, por sus consejos, orientación y su valiosa ayuda para poder culminar este trabajo con éxito.

A todos mis profesores, quiero expresarles mi más sincero agradecimiento, por los conocimientos, enseñanzas y su dedicación, cada uno aportó un granito de arena en mi formación académica y personal, muchas gracias a todos.

A mis familiares, gracias por el gran apoyo incondicional, por ayudarme como si fuera una hija más, y por estar para mí en todo momento.

A mis compañeros de clase, les agradezco por todos los momentos compartidos, los desafíos superados juntos, las risas, los llantos y el apoyo mutuo a lo largo de este camino, voy a atesorar todos estos momentos.

María Virginia Bislip Márquez



AGRADECIMIENTOS

A Jehová Dios, toda la gloria y la honra, por darme la fuerza, la salud y el conocimiento para poder llegar hasta aquí, y ayudarme a superar los momentos difíciles. Gracias por tanto señor.

A mi mamá, por sus grandes enseñanzas y consejos, por su amor, por su confianza, y por estar siempre ayudándome sin importar los sacrificios, te amo mamá, siempre serás mi ejemplo.

A mi hermano Alejandro, por siempre estar pendiente de mí, ayudándome en todo, gracias por tu gran amor, confianza y apoyo siempre que lo necesité. Este logro también es tuyo, te amo.

A mi novio y a la familia Guainett Fermín, por sus grandes consejo y motivación, que sin duda me animaron a no desistir. Gracias por todo.

A mi tía Doris, por ofrecerme su ayuda y colaboración cada vez que la necesité. Siempre en mi corazón tía.

A mis amigas que me regalo la UDO, por su gran dedicación y comprensión en esta última etapa de nuestra carrera. Estaré siempre agradecidas, gracias por confiar en mí.

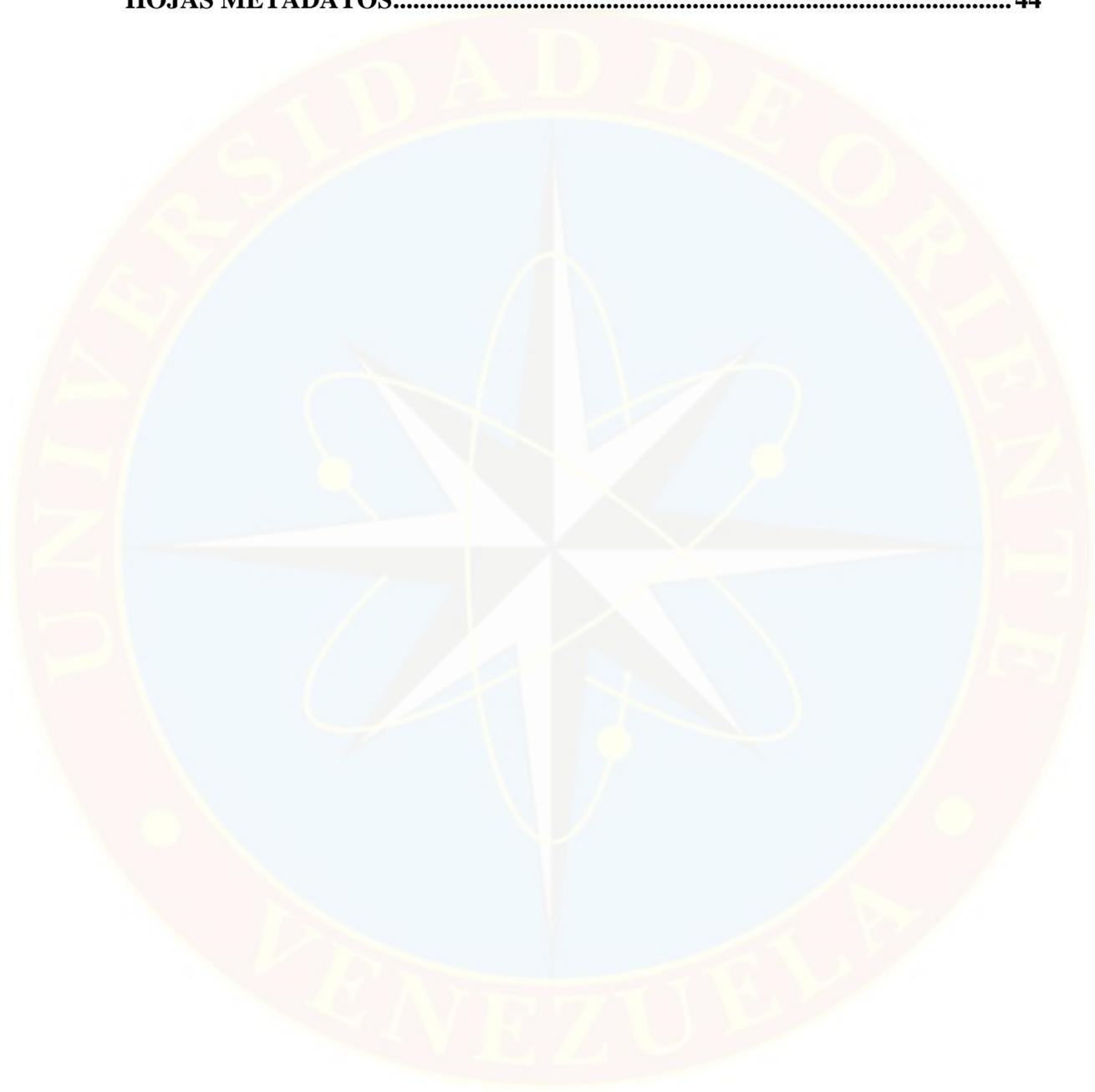
A la asesora, la MSc. Ana Hernández, por haberme guiado a mí y a mis compañeras, con la asesoría, colaboración y orientación para la realización de este trabajo. Muchas gracias profe.

Yenifer Alejandra Salazar Márquez

INDICE GENERAL

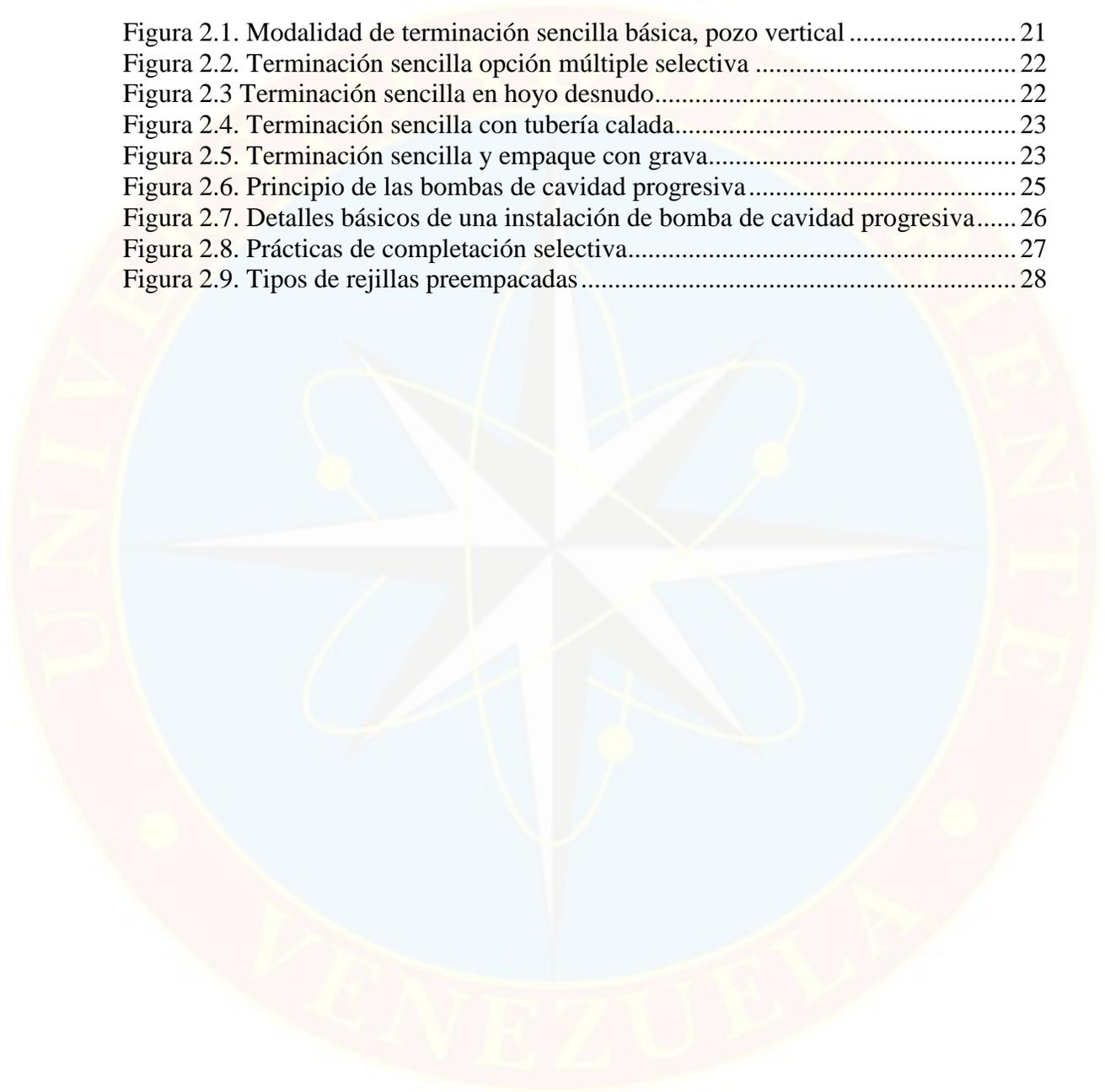
RESOLUCIÓN	vii
DEDICATORIA	viii
AGRADECIMIENTOS	xii
INDICE GENERAL	xvi
LISTA DE FIGURA	xviii
LISTA DE GRAFICAS	xix
LISTA DE TABLAS	xx
RESUMEN	xxi
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	3
EL PROBLEMA Y SUS GENERALIDADES	3
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	5
1.2.1 Objetivo General.....	5
1.2.2 Objetivos Específicos.....	5
1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	5
CAPÍTULO II	6
MARCO TEÓRICO	6
2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.....	6
2.2 BASES TEÓRICAS.....	8
2.2.1. Descripción General del Área de Estudio.....	9
2.2.2 Rehabilitación de Pozos.....	10
2.2.3 Tipos de Rehabilitación de Pozos.....	11
2.2.3.1 Rehabilitación Mecánica.....	11
2.2.4 Completación de Pozos.....	18
2.2.4.1 Tipos de Terminación.....	19
2.2.5 Técnica para el Control de Arena.....	26
2.2.6 Categoría de los Pozos.....	29
CAPÍTULO III	30
DESARROLLO DE LOS OBJETIVOS	30
3.1 IDENTIFICAR LAS CONDICIONES MECÁNICAS DE LOS POZOS D-290, D-311 Y D-321, UBICADOS EN EL CAMPO DOBOKUBI, DISTRITO SAN TOMÉ.....	30
3.2 DESCRIBIR EL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS EN ESTUDIO.....	34
3.3 PROPONER ALTERNATIVAS TÉCNICAS PARA LA REACTIVACIÓN DE LOS POZOS D-290, D-311 Y D-321.....	37
CAPÍTULO IV	39
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	39
4.1 CONCLUSIONES.....	39

4.2 RECOMENDACIONES	39
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	40
HOJAS METADATOS.....	44



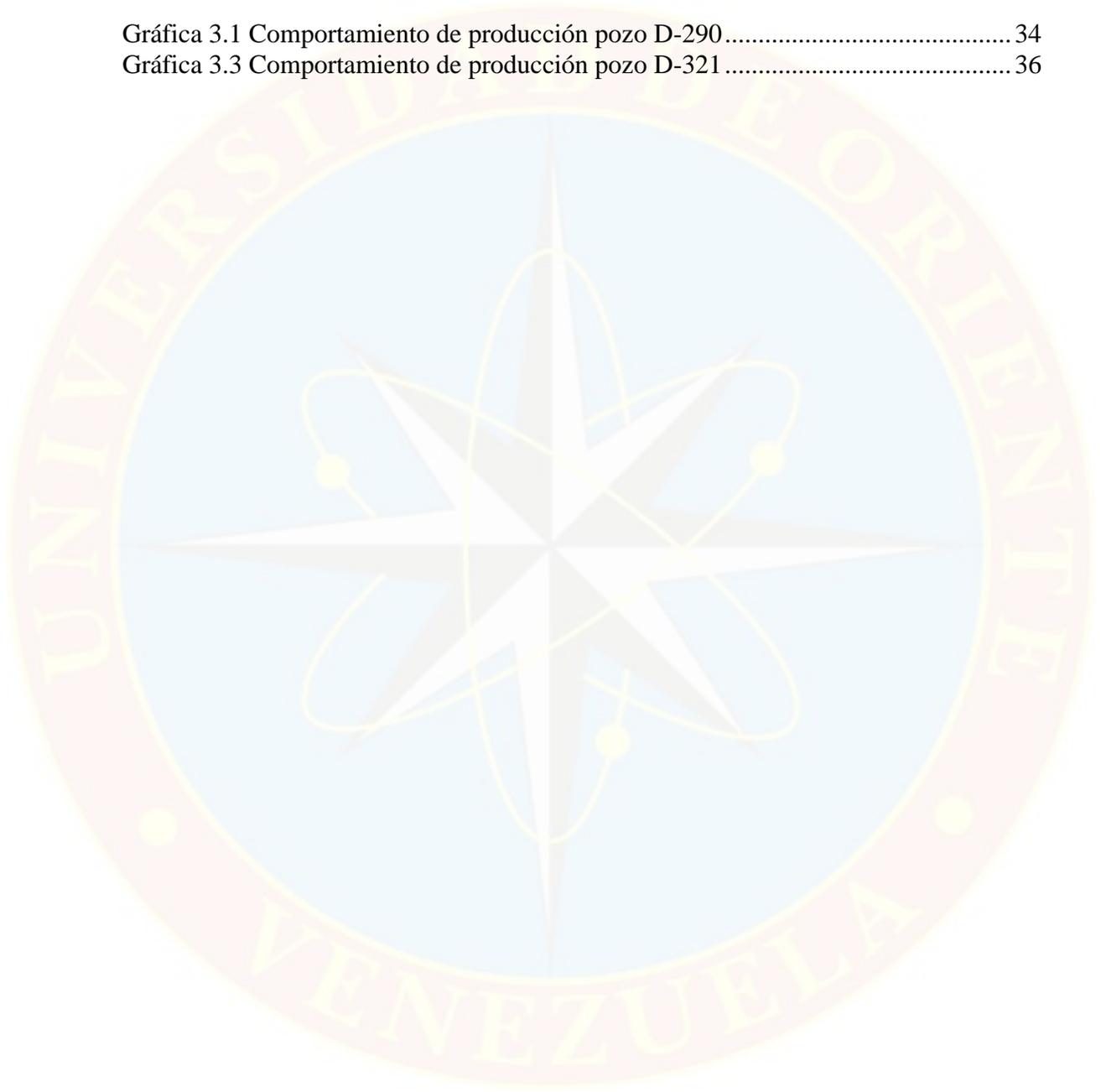
LISTA DE FIGURA

Figura 2.1. Modalidad de terminación sencilla básica, pozo vertical	21
Figura 2.2. Terminación sencilla opción múltiple selectiva	22
Figura 2.3 Terminación sencilla en hoyo desnudo.....	22
Figura 2.4. Terminación sencilla con tubería calada.....	23
Figura 2.5. Terminación sencilla y empaque con grava.....	23
Figura 2.6. Principio de las bombas de cavidad progresiva.....	25
Figura 2.7. Detalles básicos de una instalación de bomba de cavidad progresiva.....	26
Figura 2.8. Prácticas de completación selectiva.....	27
Figura 2.9. Tipos de rejillas preempacadas.....	28



LISTA DE GRAFICAS

Gráfica 3.1 Comportamiento de producción pozo D-290.....	34
Gráfica 3.3 Comportamiento de producción pozo D-321	36



LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1 Categoría de los pozos según su estado de actividad.....	29
Tabla 3.1. Pozos Diferido del Campo Dobokubi	30
Tabla 3.2 Detalles de completación pozo D-290	31
Tabla 3.3 Detalles de completación pozo D-311	32
Tabla 3.4 Detalles de completación pozo D-321	33
Tabla 3.5 Última prueba de producción pozo D-290.....	35
Tabla 3.6 Última prueba de producción pozo D-311	36
Tabla 3.7 Última prueba de producción pozo D-321	37
Tabla 3.8 Propuestas de reactivación para los pozos D-290, D-311 y D-321.	38



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

ESTUDIO PARA LA REACTIVACIÓN DE LOS POZOS D-290, D-311 Y D-321 PERTENECIENTES AL CAMPO DOBOKUBI, DISTRITO SAN TOMÉ

Realizado por:

Bermúdez Astudillo. Gabriela José.
CI:27.783.644
Bislip Marquez. María Virginia.
CI:27.243.455
Salazar Márquez. Yenifer Alejandra.
CI:25.242.868
Julio 2024.

Asesor académico:

MSc. Ing. Ana Yelitza Hernández

RESUMEN

Esta monografía se realizó con el objetivo de Estudiar alternativas para la reactivación de los pozos D-290, D-311 Y D-321, pertenecientes al campo Dobokubi, Distrito San Tomé, dichos pozos fueron clasificados como categoría 3 en sus últimas evaluaciones. Para la realización del estudio de alternativas para la reactivación de los pozos D-290, D-311 Y D-321, se identificaron las condiciones mecánicas de los pozos, se describió el comportamiento de producción reflejando un comportamiento de producción acumulado en los pozos de 332.217 Bls de petróleo en el D-290, 181.675 Bls de petróleo en el D-311 y 421.840 Bls de petróleo en el D-321. En las alternativas de reactivación en línea general, se propone un proceso de verificación de las condiciones del revestidor conjuntamente con pruebas de inyektividad y limpieza de las tuberías.

Palabras Claves: categoría 3, comportamiento de producción, pozo, reactivación.

INTRODUCCIÓN

Actualmente, las reservas de petróleos condensados, livianos y medianos están en constante agotamiento, llevando el futuro de la industria petrolera hasta la explotación de crudos pesados y extrapesado (Tapias, 2015). La mayoría de los pozos productores de este tipo de crudo, fueron perforados desde varias décadas atrás, y producen de yacimientos que han alcanzado su etapa de madurez, por lo que muchos de ellos se encuentran inactivos y presentan oportunidad de ser reactivados. La industria petrolera cuenta con la rehabilitación de pozos inactivos como uno de los medios más eficaces de mantener y aumentar el potencial de producción de los campos petroleros.

La reactivación de pozos petroleros inactivos, es una estrategia crucial en la industria petrolera para maximizar la producción y optimizar los recursos existentes. En Venezuela, la Faja Petrolífera del Orinoco, posee, la mayor cantidad de reserva de crudo pesado y extrapesado del mundo, está integrada por los Distrito Morichal; Distrito San Tomé y Distrito Cabrutica (PDVSA 2009). La presente investigación se realizó en el campo Dobokubi, ubicado en el Distrito San Tomé del estado Anzoátegui, el cual abarca un área de producción de 660Km² (PDVSA, 2004), pero ha visto una declinación en la producción debido a diversos desafíos técnicos y operacionales.

El campo Dobokubi, es conocido por su producción de crudo pesado y extrapesado, y es uno de los campos que, actualmente están siendo evaluados para proyectos de reactivación y optimización. En este sentido, los pozos D-290, D-311 y D-321, pertenecientes a este campo se encuentran inactivos, debido a varios factores entre ellos, la alta viscosidad, incremento de la producción de agua y/o gas, arenamiento, obstrucción mecánica, entre otros. Los mismos, están clasificados como

categoría 3, según ficha técnica de PDVSA, lo que significa que deben ser rehabilitados para volver a niveles productivos viables.

La reactivación de estos pozos, no solo tiene el potencial de aumentar la producción de petróleo, sino que también contribuye a la estabilidad económica y energética del país. Además, de los beneficios económicos y técnicos, la reactivación de estos pozos, tiene un impacto positivo en el desarrollo sostenible de la región. La reducción de riesgos ambientales, la creación de empleos y la contribución al desarrollo económico local, son aspectos clave de esta iniciativa. La reactivación de los pozos D-290, D-311 y D-321, será una acción estratégica en el marco de la nueva apertura petrolera.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA Y SUS GENERALIDADES

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La reactivación de pozos petroleros es una estrategia fundamental en la industria del petróleo, 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 producción declinante, utilizando tecnologías avanzadas y prácticas mejoradas 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.

Por 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. 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 distrito San Tomé, ubicado en el estado Anzoátegui, es una de las áreas más importantes para la producción de petróleo en el país. Esta área, cuenta con

aproximadamente 114 pozos petroleros activos y 712 pozos que han sido cerrados por no presentar producción. Estos pozos, están ubicados en una región caracterizada por yacimientos de crudo pesado, con profundidades que varían entre 1,000 y 3,000 metros, y presentan desafíos técnicos específicos debido a la viscosidad del crudo y las condiciones del subsuelo (Ministerio del Poder Popular de Petróleo, 2019).

Este distrito alberga numerosos pozos petroleros, distribuidos en diversos campos productivos. Algunos de los más destacados incluyen: Oficina, Melones, Leona, Los Yopales y Dobokubi. Éste último, objeto de estudio de la presente investigación, conocido por su producción de crudo pesado y extrapesado, y es uno de los campos que actualmente están siendo evaluados para proyectos de reactivación y optimización (PDVSA, 2020).

El campo Dobokubi, es uno de los campos que requiere atención para mejorar su productividad. En particular, los pozos D-290, D-311 y D-321 han sido identificados como candidatos ideales para reactivación debido a su potencial de producción y las características geológicas favorables. Estos pozos son clasificados como de categoría 3, según ficha técnica de PDVSA los cuales no deben ser abiertos a producción de manera inmediata; en muchos casos, son aquellos pozos donde fueron realizados trabajos mayores y fueron temporalmente diferidos (TD-TD), debido a problemas ocurridos durante las operaciones.

La reactivación de estos pozos no solo mejorará la producción del campo Dobokubi, sino que también contribuirá significativamente a los objetivos de producción del distrito San Tomé. Cabe destacar, que la implementación exitosa de estrategias requiere una evaluación detallada de las condiciones del pozo, la selección de las técnicas de intervención adecuadas y una planificación meticulosa para minimizar riesgos y maximizar beneficios.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo General

- Estudiar alternativas para la reactivación de los pozos D-290, D-311 Y D-321, pertenecientes al campo Dobokubi, Distrito San Tomé.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Identificar las condiciones mecánicas de los pozos D-290, D-311 Y D-321, ubicados en el campo Dobokubi, distrito San Tomé.
- Describir el comportamiento de producción de los pozos en estudio.
- Proponer alternativas técnicas para la reactivación de los pozos D-290, D-311 y D-321.

1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

La industria petrolera venezolana enfrenta el desafío de maximizar la producción de sus yacimientos existentes, debido a la fluctuación de los precios del petróleo y la necesidad de optimizar los recursos disponibles. En este contexto, la reactivación de pozos, se presenta como una estrategia primordial para aumentar la producción de crudo, sin incurrir en los altos costos asociados a la perforación de nuevos pozos.

La importancia desde el punto de vista económico, está en función de aumentar significativamente la producción de crudo en el campo Dobokubi, producto de la reactivación de los pozos en estudio, lo que se traduce en un aumento considerable de ingresos para PDVSA y contribuye a la economía nacional.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

Figueroa M., D y Rodríguez L., L. (2022). En su trabajo de investigación para optar al grado de Ingeniero en Petróleo, realizado en la Universidad de Oriente, titulado “Propuestas de Reactivación Para los Pozos MPG 0208, MPG0154 y MOR0023 Pertenecientes al Campo Morichal, Distrito Morichal”, se plantearon como objetivo realizar propuestas de reactivación para los pozos MPG0208, MPG0154 y MOR0023 ubicados en el campo Morichal, Distrito Morichal. Dichos pozos fueron clasificados como categoría 3 TD-TD en sus últimas evaluaciones. Para la realización de las propuestas de reactivación se identificaron las condiciones mecánicas de los pozos candidatos, dados sus diagramas mecánicos actualizados. Se describieron las características de los pozos, destacando los criterios más relevantes para su consideración a los futuros trabajos de reactivación, factores de yacimiento, factores de producción y factores operacionales.

Finalmente se realizaron las propuestas de trabajos para la reactivación de los tres pozos candidatos, donde destacan la evaluación petrofísica de las arenas superiores a los intervalos originalmente completados para cada pozo, la limpieza de arena en el pozo MPG0154 y la reevaluación mecánica del pozo MOR0023.

Los autores concluyeron que los pozos MPG0208, MPG0154 y MOR0023 requieren una reentrada horizontal para su reactivación, además el MOR0023 presenta un hoyo en el revestidor y el yacimiento JOBO 07 donde se encuentra ubicados los pozos MPG0208 y MPG0154 se observó un elevado corte de agua.

El estudio antes presentado constituye un aporte importante para la presente investigación, como guía para la construcción del marco teórico y los procesos requeridos para el estudio de la reactivación de los pozos seleccionados.

Gianna I., Montagna A.(2018). En el trabajo de grado para optar al grado de Ingeniero en Petróleo titulado “Metodología de selección de los pozos candidatos a rehabilitación y reacondicionamiento para el Ministerio Popular del Petróleo”, realizado en la Universidad Central de Venezuela, se planteó como objetivo desarrollar una metodología que permita seleccionar los pozos prospectos a ser sometidos a trabajos de rehabilitación y/o reacondicionamiento para el Ministerio del Poder Popular de Petróleo, la cual será aplicada a una empresa petrolera de la Faja Petrolífera del Orinoco. El trabajo se enfocó en la implementación del Proceso de Análisis Jerárquico (AHP), para el diseño de una metodología de selección para los proyectos de rehabilitación y reacondicionamiento, esta metodología permitió sintetizar los juicios del personal experto que participa de manera activa en el análisis de proyectos de las empresas operadoras en el país .

El proyecto permitió establecer una metodología para ponderar los pasos en la evaluación económica de los proyectos de rehabilitación y reacondicionamiento de pozos, considerando obtener información de los indicadores económicos de mayor relevancia. Por consiguiente la investigación de Gianna I., Montagna A es un valioso aporte, puesto que se tomó como referencia la metodología de evaluación para determinar la factibilidad económica asociados a la reactivación de pozos, bajo los criterios de: factor económico, factor yacimiento, producción y operacionales.

Cáceres L., M. (2016). Realizo un trabajo de grado en la Escuela Politécnica Nacional de la Ciudad de Quito- Ecuador, para optar al título de Ingeniero en Petróleo, el cual lleva como título investigativo: 2Estudio de Pozos Cerrados para su

Rehabilitación e Incremento de la Producción en el Campo Libertador.” Este proyecto tuvo como objetivo, incrementar la producción actual de petróleo en el Campo Libertador, mediante el análisis de los pozos cerrados, nuevas zonas a ser evaluadas y el diseño del sistema de levantamiento artificial. Para la elaboración de este proyecto, en el archivo de Petroproducción, tanto en Quito como en el Distrito Amazónico, se recopiló historiales de reacondicionamiento, historiales de producción, pruebas de restauración de presión, para la realización del mismo. Se realizó también la recolección de información de los parámetros petrofísicos de cada pozo, datos PVT, y en base a estos datos, se realizó el cálculo de reservas por el método volumétrico, con lo que se determinó el POES y reservas remanentes para los respectivos pozos y sus arenas productoras.

Posteriormente el autor presentó una propuesta técnica para cada pozo basada en los resultados obtenidos. Además realizó una evaluación económica que incluye, los costos, ingresos, egresos y costos de producción, valores que permitieron calcular el valor actual neto y la tasa interna de retorno, con lo que se puede determinar la factibilidad y rentabilidad del proyecto. Esta investigación utiliza una metodología de recolección de información en base a datos histórico de producción de los pozos y condiciones PVT para calcular las reservas por el método volumétrico.

El estudio antes mencionado es un aporte significativo para la investigación aquí presentado, como base para la elaboración de la propuesta de reactivación enfocado en los pozos de crudo pesado.

2.2 BASES TEÓRICAS

2.2.1. Descripción General del Área de Estudio

El Campo Dobokubi se encuentra ubicado en el sector Nororiental del área Hamaca, a unos 50 Km al Sureste de la Ciudad de El Tigre, Estado Anzoátegui, dentro de la Faja Petrolífera del Orinoco, cubre aproximadamente 660 Km² Abarca parte de los municipios Miranda y Simón Rodríguez del Estado Anzoátegui. Limita al Noroeste con los campos Melones, Miga, Cariña, Bare y Lejos, al Sur con el campo Japreria, y al Este con el cuadrángulo Farante pertenecientes al Distrito Petrolero San Tomé (PDVSA-DIGA, 2004).

La zona de estudio ocupa una pequeña porción de la extensa planicie suavemente ondulada de los Llanos Orientales de Venezuela, designada fisiográficamente con el nombre de Mesa de Guanipa. La constitución de estas mesas es generalmente arenosa, con granos de tipo variable, los cuales van frecuentemente de más gruesos hacia el borde Norte y Oeste, siendo más finos hacia el Este y Sur. Este campo se caracteriza por poseer formaciones litográficas complejas, que incluyen areniscas intercaladas con lutitas. Estas características litológicas son típicas de los yacimientos de petróleo en la región oriental de Venezuela, donde las condiciones geológicas favorecen la acumulación de hidrocarburos en trampas estructurales y estratigráficas (Ibídem).

Este campo se descubrió en 1981 y ha estado en producción desde entonces. Según las estimaciones, el campo contiene reservas probadas de aproximadamente 2137 millones de barriles de petróleo, con una producción diaria que ha alcanzado picos de hasta 73 mil barriles por día (bpd) de crudo y condensado. En la actualidad, el campo continúa siendo una parte significativa de la producción diaria de Venezuela, representando aproximadamente el 2% de la producción total del país (Offshore Technology) y (Global Energy Monitor).

Aunque no se dispone de un número exacto de los yacimientos individuales dentro del campo Dobokubi, es sabido que la producción y las reservas son gestionadas a través de múltiples yacimientos dentro del área del campo. Estos yacimientos han mostrado variaciones en su actividad a lo largo del tiempo, con algunos permaneciendo activos mientras que otros se han vuelto inactivos debido a la declinación de presión y producción (Global Energy Monitor).

El manejo de las reservas y la producción en este campo implica varios desafíos técnicos y económicos. La declinación natural de la producción requiere técnicas avanzadas de recuperación mejorada para mantener y aumentar la producción. Además, las características del crudo y las condiciones geológicas pueden requerir inversiones significativas en infraestructura y tecnología para optimizar la extracción y el procesamiento del petróleo (NS Energy).

2.2.2 Rehabilitación de Pozos

La rehabilitación de pozos petroleros se refiere a la serie de procedimientos y técnicas aplicadas para restaurar o mejorar la productividad de un pozo que ha dejado de ser rentable o cuya producción ha disminuido significativamente. Este proceso es esencial para maximizar 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.

De acuerdo con estas definiciones, la rehabilitación de pozos petroleros es un aspecto crucial en la gestión y mantenimiento de los campos petrolíferos. Este proceso implica la restauración de la productividad de un pozo que 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.

2.2.3 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.

2.2.3.1 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. 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. Existen diferentes métodos de limpieza de arena, Manning, D. R., & Thompson, L. (2013).

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 Gas Lift

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, coiled tubing o taladros que son usados para trabajos de menor magnitud (suabeadura).

✓ **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 suabeadura, este proceso ocurre en las siguientes fases: (Economides & Martin, 2007)

a) Fase de Preparación:

En primer lugar, se procede a la desconexión del pozo, para ello se asegura y cierra el pozo para realizar la intervención de manera segura. Luego se procede a realizar la inspección para evaluar el estado de la sarta de producción actual.

b) Fase de Extracción de la Sarta de Producción:

Consiste en desmontar y extraer la sarta de producción dañada del pozo. Los equipos utilizados son: torres de perforación, equipos de elevación y herramientas de extracción.

c) Instalación de la Nueva Sarta de Producción:

Se introduce y se fija una nueva sarta de producción en el pozo, utilizando grúas, elevadores, y herramientas de ensamblaje.

d) Verificación y Pruebas

En esta fase se realizan pruebas de presión y flujo para asegurar la integridad de la nueva sarta de producción. Los equipos que se utilizan son: manómetros, equipos de prueba de presión y sensores de flujo. Con este procedimiento se logra la restauración de la integridad del pozo, la Mejora en la eficiencia de producción y la reducción del riesgo de fugas y fallos estructurales.

➤ **Reemplazo de Bomba de Subsuelo**

Las bombas de subsuelo son dispositivos que se utilizan para levantar hidrocarburos 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, cuando se trate de pozos profundos, y con equipos de suabeadura, 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, D. R., & Thompson, L., 2013).

a) Preparación

Se procede asegurar y cerrar el pozo para realizar la intervención de manera segura, luego se realiza la inspección inicial que consiste en evaluar el estado de la bomba de subsuelo y planificar su reemplazo.

b) Extracción de la Bomba de Subsuelo

Consiste en desmontar y extraer la bomba de subsuelo dañada del pozo. Para ello se utilizan equipos de elevación y herramientas especializadas para la extracción de bombas.

c) Instalación de la Nueva Bomba de Subsuelo

Se procede a introducir y fijar una nueva bomba de subsuelo en el pozo, mediante grúas, herramientas de ensamblaje y dispositivos de fijación.

d) Verificación y Pruebas

Se Realizan las pruebas de operación para asegurar el correcto funcionamiento de la nueva bomba, utilizando para ello sistemas de monitoreo de flujo y presión, y equipos de control de la bomba. El reemplazo de la bomba de subsuelo trae como beneficios la restauración de la capacidad de levantamiento del pozo; mejora en la eficiencia de producción; y reducción de los tiempos de inactividad del pozo.

➤ Reemplazo de Cabillas

Este tipo de reparación al ser considerada como un tipo de completación de pozos someros, se realiza con equipos de suabeadura (equipos de trabajos menores). (Ibídem)

➤ 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.

➤ Cambio de Válvulas para LAG

Para pozos a los que en un futuro se les desee implementar levantamiento artificial por gas, se completan con mandriles, en donde las válvulas son alojadas en su interior para poder efectuar este método de producción. (Ibídem)

➤ 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. (Ibídem)

➤ **Reacondicionamiento**

Es un tipo de rehabilitación en la que, a diferencia de la reparación, si toma en cuenta cada una de las operaciones realizadas donde resultan modificadas las condiciones del yacimiento. 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.

2.2.4 Completación de Pozos

Se define por completación o terminación a 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.

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. La completación es la fase final a la perforación de pozos, por lo que aplica a: pozos exploratorios (a-2), pozos de avanzadas (AI), pozos de desarrollo (a-o), pozos inyectores/disposición (AI).

La completación incluye el análisis de ciertas condiciones mecánicas y la rentabilidad económica de las que dependerá la productividad del pozo y su desempeño operativo y productivo que a su vez consta de un adecuado diseño de los esquemas de completación de los pozos.

- ✓ **Factores que determinan el diseño de la completación de pozos.**

La productividad de un pozo y su futura vida productiva es afectada por el tipo de completación y los trabajos efectuados durante la misma. La selección de la completación tiene como principal objetivo obtener la máxima producción en la forma más eficiente y, por lo tanto, deben estudiarse cuidadosamente los factores que determinan dicha selección, tales como:

- Tasa de producción requerida.
- Reservas de zonas a completar.
- Mecanismos de producción en las zonas o yacimientos a completar.
- Necesidades futuras de estimulación.
- Requerimientos para el control de arena.
- Futuras reparaciones.
- Consideraciones para el levantamiento artificial por gas, bombeo mecánico, etc.
- Posibilidades de futuros proyectos de recuperación adicional de petróleo.
- Inversiones requeridas.

2.2.4.1 Tipos de Terminación

En referencia a los tipos de terminación de pozos existe una gran variedad, pero sin importar cual se seleccione es indispensable tener claro que entre menos complicada sea es mejor; por la razón que durante la vida útil del pozo será necesario realizar trabajos de limpieza reacondicionamiento para su conservación, no obstante, la terminación debe ajustarse al tipo, a la mecánica de flujo, del yacimiento al pozo del fondo del pozo a la superficie, así como el tipo de crudo.

Si el yacimiento tiene suficiente presión para expeler el petróleo hasta la superficie, al pozo se le cataloga como de flujo natural, pero si la presión es solamente suficiente para que el petróleo llegue nada más que hasta cierto nivel en el pozo, entonces se hará producir por medio del bombeo mecánico o hidráulico, bombeo por cavidad progresiva o por levantamiento artificial a gas. (González, et all, 2003).

Terminación Vertical Sencilla

Consiste en la selección de un solo horizonte productor para la descarga de petróleo hacia el pozo, entre sus modalidades están:

Terminación sencilla Clásica: Se refiere al revestidor sea cañoneado a bala o por proyectil a chorro, para abrir perforaciones de determinado diámetro con el fin de establecer el flujo del yacimiento hacia el pozo. El flujo de la perforación es por lo general utilizado para controlar la presión de las formaciones, se debe tomar la decisión de usarlo en su estado actual, o por dosificación haciendo uso de adictivos o fluidos especiales. Posterior al proceso de cañonazo en intervalos seleccionados previamente, se extrae el cañón para iniciar la introducción de la tubería de producción o educación. (ver Figura 2.1).

La tubería de producción lleva en su parte inferior una empacadura adecuada que se hinca contra la pared del revestidor. La parte superior de la sarta se cuelga del cabezal del pozo y del cabezal sale la tubería de flujo que lleva el petróleo hasta el múltiple de la instalación de separadores donde se separa el gas, el petróleo el agua. De aquí en adelante, en la estación de flujo y almacenamiento, se procede al manejo de estos tres fluidos de acuerdo a sus características. En el cabezal del pozo se instalan dispositivos, tales como un manómetro para verificar la presión del flujo del pozo, un estrangulador (fijo o graduable) para regular el flujo del pozo y las válvulas

para cerrar el pozo y tener acceso al espacio anular en caso necesario.(González, et all, 2003).

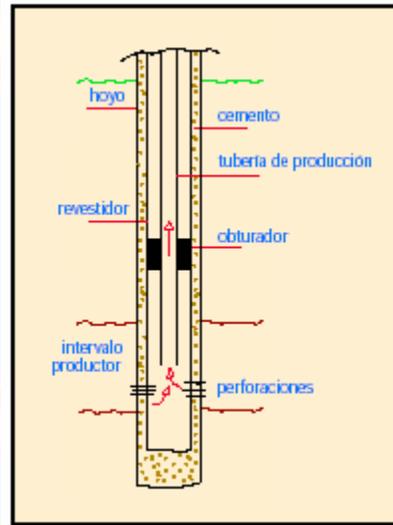


Figura 2.1. Modalidad de terminación sencilla básica, pozo vertical

Fuente: (González, et all, 2003).

En otra versión de terminación sencilla, permite ponerse en producción de forma selectiva y por intervalos, para lo cual se adapta la sarta de producción a las empacaduras de obstrucción y las válvulas especiales enfrente de cada intervalo, lo que hace que el petróleo fluya en el intervalo deseado mientras los otros estratos permanecen sin producir. (Ver Figura 2.2).

No obstante, las características petrofísicas de la roca como la caliza o dolomita; permite que la terminación sencilla pueda hacerse en hoyos desnudos. (ver Figura 2.3), es decir, el revestidor se cementa más arriba del intervalo productor. Luego se puede estimular o fracturar el intervalo productor. Algunas veces se puede optar por revestir el intervalo productor utilizando un revestidor corto, tubería calada, que cuelga del revestidor de producción. (Ver Figura 2.4).

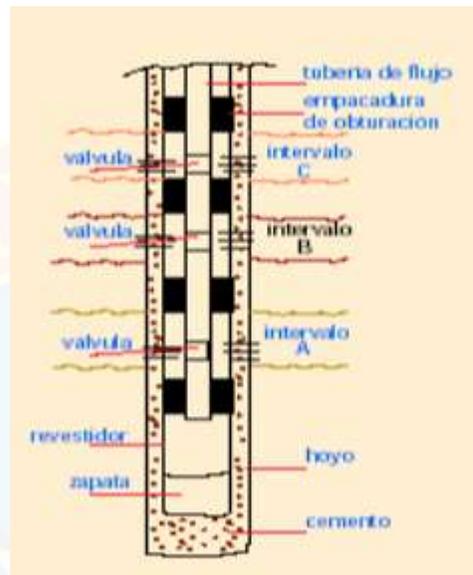


Figura 2.2. Terminación sencilla opción múltiple selectiva
Fuente: (González, et all, 2003).

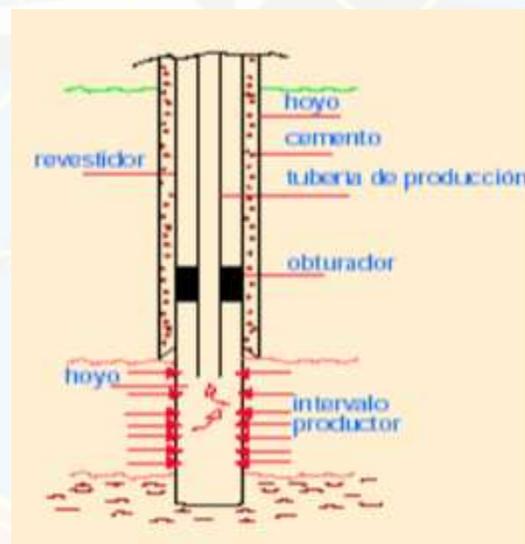


Figura 2.3 Terminación sencilla en hoyo desnudo
Fuente: (González, et all, 2003).

Terminación sencilla con tubería calada: Se considera otra de la terminación para contener arena muy deleznable. Consiste en empacar el intervalo productor con grava de diámetro escogido, de manera que los granos de arena que son impulsados

por el fluido, se escurra por la grava acumulándose y formando un apilamiento firme que evita que la arena fluya hacia el pozo (ver Figura 2.5) Esto se logra “colgando una tubería calada especial, previamente empacada o con una tubería calada por medio de la cual, antes de colgarla, se rellena el espacio anular con la grava escogida.” (González, et all, 2003).

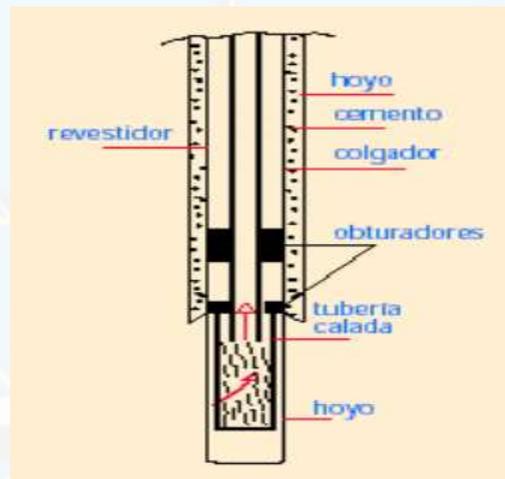


Figura 2.4. Terminación sencilla con tubería calada

Fuente: (González, et all, 2003).

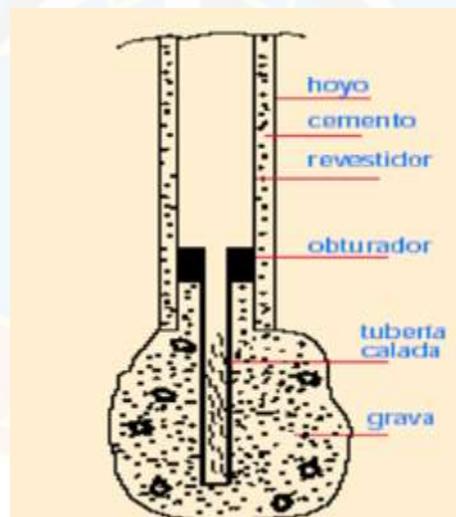


Figura 2.5. Terminación sencilla y empaque con grava

Fuente: (González, et all, 2003).

Bombeo Mecánico (BM): El bombeo mecánico es el más común de los métodos de levantamiento artificial, empleado para la extracción de crudo en pozos con volúmenes pequeños y medianos de producción y especialmente en crudos medianos y pesados, los cuales requieren la inyección de diluentes o vapor para facilitar su extracción. Este método tiene como principio fundamental levantar los fluidos desde el yacimiento hacia la superficie. Consiste en una bomba de subsuelo de acción recíproca y desplazamiento positivo conectado a una sarta de cabillas que permiten transmitir el movimiento generado en la superficie por la unidad de bombeo o balancín a través de la energía suministrada por un motor eléctrico o de combustión interna.

El principio de funcionamiento del sistema se basa en transformar el movimiento angular del eje del motor a un movimiento recíproco vertical, reduciendo la velocidad mediante la caja de engranajes del balancín, con la finalidad de accionar la sarta de cabillas y la bomba de subsuelo, permitiendo la transmisión de energía adicional del pozo y creando un diferencial de presión que facilite el transporte de fluidos desde el fondo hasta la superficie. (Chen y col., 2018).

Bombeo por Cavidad Progresiva: Esta bomba está estructurada por un rotor helicoidal de metal dentro de un estator helicoidal elastomérico, el cual forma una doble hélice, su geometría contiene una serie de cavidades que se desplazan axialmente de una punta del estator a otra cuando el rotor gira, creando la acción de bombeo. La geometría del engranaje helicoidal formada por el rotor y el estator debe tener los siguientes parámetros. (Ver Figura 2.6).

- **Diámetro del rotor (D_m):** Definido como la longitud de la línea que pasando por el centro de una sección transversal, une dos puntos opuestos de la misma sección del rotor.

- **Excentricidad de la bomba (E):** Es la distancia entre la línea central del eje del rotor y la del estator. Es también la distancia entre la línea central del eje del rotor y el centro de su área transversal.
- **Longitud o paso del estator “Pitch” (P):** Es la longitud de una cavidad (González, et all, 2003).

Al estar definidos los componentes de la bomba, se determina el movimiento lateral del rotor, corte transversal A, el desplazamiento del rotor es igual a DM (Ver Figura 2.6). La ilustración de su instalación puede observarse en la Figura 2.7

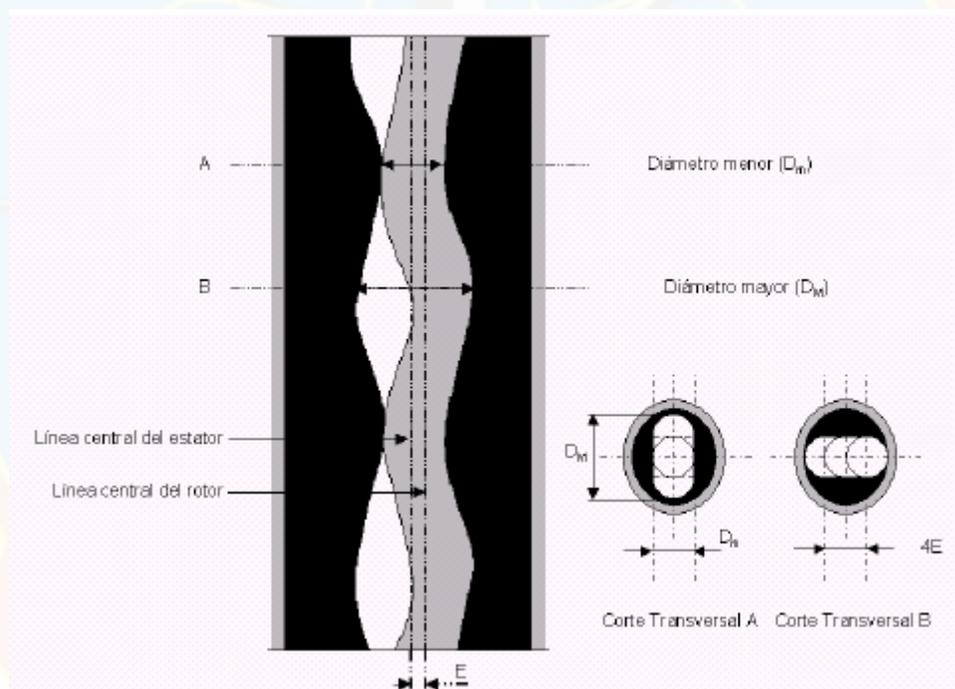


Figura 2.6. Principio de las bombas de cavidad progresiva

Fuente: (González, et all, 2003).

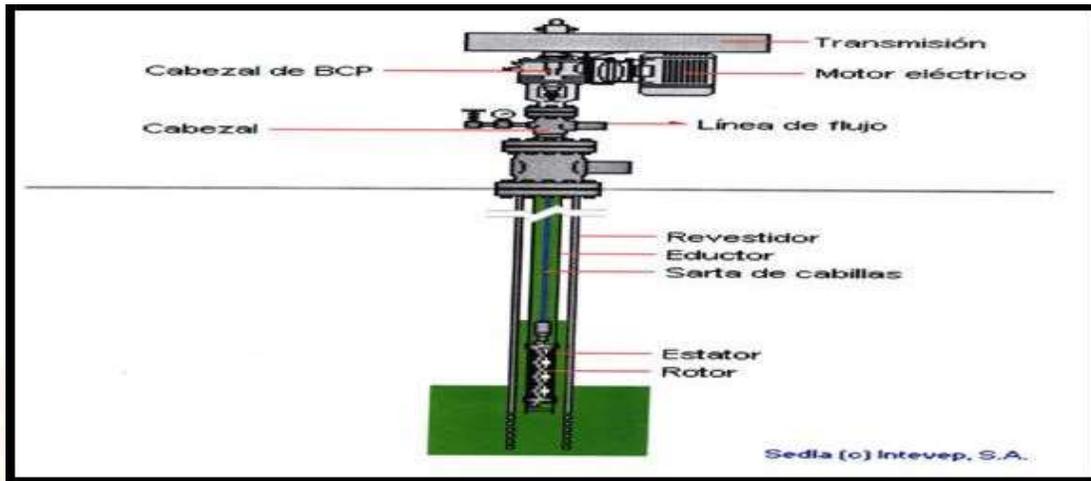


Figura 2.7. Detalles básicos de una instalación de bomba de cavidad progresiva
Fuente: (González, et all, 2003).

2.2.5 Técnica para el Control de Arena

Aun cuando la selección de la técnica de control de arena depende de factores como: condiciones específicas del campo, prácticas operativas y factores económicos, las más usadas son:

- Completaciones selectivas.
- Forros ranurados.
- Rejillas pre – empacadas.
- Rejillas con Empaques con Grava

Completación Selectiva: Esta técnica consiste en cañonear la sección productora que presente mayor resistencia a la compresión para obtener un mayor diferencial de presión, que permita una tasa velocidad de producción más elevada sin producción de arena, pero la formación debe presentar una buena permeabilidad vertical. (Ver Figura 2.8).

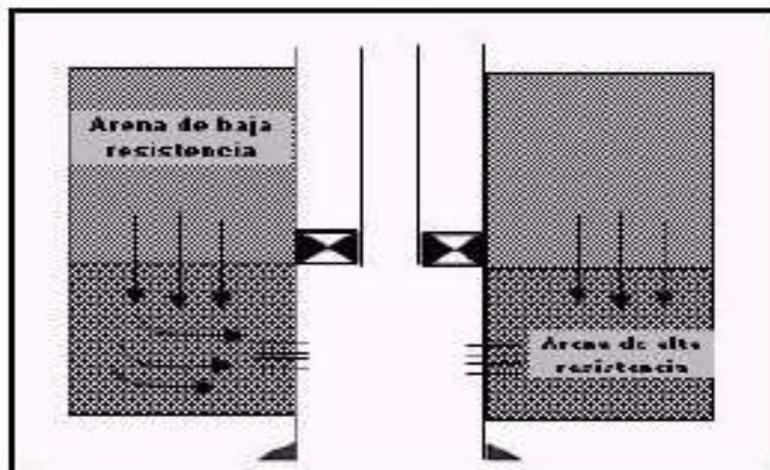


Figura 2.8. Prácticas de completación selectiva

Fuente: (González, et all, 2003).

Forros Ranurados: También conocidos como “Liner” o rejillas sin empaques con gravas, es usada en pozos horizontales, pero es recomendable usarla solo si se tiene una arena bien distribuida limpia y de tamaño grande.

Esta técnica trata de que las rejillas funcionen como filtros de superficie entre la formación y el pozo, a cual previene la formación de arena basada en el ancho de las ranuras, por lo general el criterio de su diseño se basa en la duplicación del diámetro del grano de arena. Esta técnica es menos costosa, pero presenta limitaciones de espesor mínimo práctico de ranuras y presenta menos áreas de flujo disponible.

Rejillas Pre Empacadas: Son filtros de dos etapas con envoltura externa o interna de la rejilla que entrapan el medio filtraje o grava, el cual no deja pasar los granos de la formación más pequeña por lo general se utiliza en zonas largas, pozos muy desviados, pozos horizontales y formaciones heterogéneas.

Las pautas a seguir para utilizar rejillas preempacadas son prácticamente las mismas que rigen el empleo de “liner” ranurados o rejillas solas, formaciones

altamente permeables de granos de arena grandes y bien distribuidos, con poco o ningún contenido de arcillas u otros finos. Debe considerarse la aplicabilidad de las rejillas preempacadas en pozos de radio corto, en los cuales, la grava recubierta de resina y consolidada podría agrietarse mientras se empuja a través de los grandes ángulos de inclinación del pozo. Este agrietamiento podría afectar la capacidad de filtración de arena que posee la rejilla, lo cual resulta particularmente cierto en el caso de la rejilla preempacada simple, donde el agrietamiento de la grava recubierta de resina y consolidada puede hacer que la grava se salga de la camisa perforada, exponiendo directamente la rejilla interior a la producción de arena de formación (González, et al, 2003).

Existen diversos diseños de la rejilla preempacada entre los cuales están: rejilla doble, rejilla preempacada sencilla y rejilla Slim. Pak. (Ver Figura 2.9).



Figura 2.9. Tipos de rejillas preempacadas

Fuente: (González, et al, 2003).

Rejilla con Empaque con Grava: Son usadas generalmente en pozos verticales o desviados en arena poco consolidada, consiste en la colocación de grava seleccionada, las cuales actúan como filtro entre la arena de formación la rejilla.

El empaque con grava es históricamente el tipo más exitoso de control de arena por una variedad de condiciones, sin embargo, tiene la desventaja de que requiere una inversión sustancial para el taladro, fluido de completación, el equipo de fondo de pozo, equipo de superficie y bombeo, y materiales; la pérdida de fluidos durante la completación podría causar daño a la formación, puede producir erosión / corrosión de la rejilla o "liner" debido a la arena que choca contra cualquier superficie expuesta y dificultad de colocar fluidos de estimulación a través del intervalo empacado con grava. (González, et all, 2003).

2.2.6 Categoría de los Pozos

Las categorías de los pozos es la identificación de la clasificación de la situación en que se encuentra a nivel operativo, según González citado por Figueroa M., D y Rodríguez L., L. (2022). Es 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.

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: González citado por Figueroa M., D y Rodríguez L., L. (2022).

CAPÍTULO III

DESARROLLO DE LOS OBJETIVOS

3.1 IDENTIFICAR LAS CONDICIONES MECÁNICAS DE LOS POZOS D-290, D-311 Y D-321, UBICADOS EN EL CAMPO DOBOKUBI, DISTRITO SAN TOMÉ.

Se toman en consideración tres pozos diferidos temporalmente con categoría 3 según ficha técnica de PDVSA, del campo Dobokubi, perteneciente al yacimiento TIGCAN D 19. En la siguiente tabla, se muestran los pozos en estado TD del yacimiento en estudio, es decir, diferido temporalmente para su diagnóstico e identificación de solución para su reactivación, se puede observar que los pozos poseen BCP como método de levantamiento (ver Tabla 3.1).

Tabla 3.1. Pozos Diferido del Campo Dobokubi

Pozo	Categoría	Estado	Levantamiento	Yacimiento	Campo
D-290	3	TD	B.C.P	TIGCAN D 19	DOBOKUBI
D-311			B.C.P	TIGCAN D 19	
D-321			B.C.P	TIGCAN D 19	

Fuente: PDVSA (2024)

Estos pozos, se tomaron en consideración aquellos pozos de los cuales se tiene una data confiable, adicionalmente, y de acuerdo a los criterios fijados por la empresa PDVSA, los pozos candidatos a reactivación, no deben tener hueco, ni colapso en el revestidor, ni ningún tipo de daño que imposibiliten la realización de trabajos futuros, como obstrucciones que no pudieron liberarse, en este sentido los pozos categoría 3, del yacimiento en estudio, D-290, D-311 y D-321, cumplen con dichos criterios para su evaluación. La identificación de las condiciones mecánicas se realizó basada en la información disponible en los diagramas mecánicos actuales, que se tienen para cada pozo.

Condiciones mecánicas del pozo D-290

El pozo D-290 se perforó horizontalmente al sureste del yacimiento TIGCAN D 19, en abril del año 2016, con una sección horizontal de 2.072 pies MD, quedó completado con bombeo de cavidad progresiva (BCP). Este pozo, se mantuvo activo desde sus inicios hasta diciembre 2022, cuando quedó inactivo por presentar equipo BCP dañado, sin lograrse reactivar nuevamente. Previamente, desde octubre hasta diciembre del 2022 presentó varias intervenciones con cabillero donde no se logró restablecer la continuidad de su producción, inactivándose con frecuencia.

En su última intervención con el equipo de servicios a pozos de 350 HP, en enero del año 2023, se detectó pozo arenado, al extraer la completación BCP salió completamente llena de arena, para ese momento, se realizó chequeo mecánico de fondo de pozo, detectándose relleno aproximadamente 900 pies sobre el colgador 9-5/8 pulgadas, el cual está ubicado a 6371 pies MD, el pozo se dejó completado con 1475 pies de tubería de 5-1/2 pulgadas (punta libre), quedando diferido para reacondicionamiento, los detalles de la completación se pueden observar en la tabla 3.2.

Tabla 3.2 Detalles de completación pozo D-290

INSTALACIÓN	DESCRIPCIÓN
SARTA DE CABILLAS	01 Barra Pulida de 1-1/2 pulgadas x 30 pies 02 Niples de Cabilla de 1-1/2 pulgadas x 6 pies cada uno 203 Cabillas de 1-1/2 pulgadas x 25 pies 01 rotor BCP Líteq modelo 65-1600 x 22 pies
REVESTIMIENTO DE SUPERFICIE	30 tubos revestidor 13-3/8, J-55, 54,5 lb/pies a 1209 pies
SARTA DE PRODUCCIÓN	163 Tubos de 5-1/2 pulgadas x 31 pies 1 estator BCP Líteq modelo 65-1600 x 42 pies
REVESTIMIENTO DE PRODUCCIÓN	01 Colgador térmico 9-5/8 pulgadas x 7 pulgadas x 43,53 lb/pies a 6371 pies 05 tubos lisos (liner) de 7 pulgadas por 23 lb/pies (6586-6388 pies) 53 tubos ranurados de 7 pulgadas por 23 lb/pies (8661-6586 pies)

Fuente: PDVSA (2024)

Condiciones mecánicas del pozo D-311

El pozo D-311 es de tipo horizontal, completado en diciembre 2016, en la arena U7 del yacimiento TIGCAN D-19 del campo Dobokubi, con una sección horizontal de 1883 pies. Este pozo se mantuvo produciendo, con una declinación normal de su producción, desde marzo 2017 hasta septiembre 2022, cuando quedó inactivo por presentar equipo de completación por bombeo de cavidad progresiva (BCP) dañado y al ser intervenido por el taladro de servicios a pozos, en octubre de 2022, quedó diferido por imposibilidad de pesca del equipo BCP, se encontró una obstrucción a 4812 pies, aproximadamente, los detalles de la completación para el pozo D-311 se pueden observar en la tabla 3.2.

Tabla 3.3 Detalles de completación pozo D-311

INSTALACIÓN	DESCRIPCIÓN
SARTA DE CABILLAS	01 Barra Pulida de 1-1/2 pulgadas x 30 pies 01 Niple de Cabilla de 1-1/4 pulgadas x 6 pies 01 rotor BCP Lifleq modelo 55-1800 x 30 pies
REVESTIMIENTO DE SUPERFICIE	29 tubos de revestidor 13-3/8, J-55, 54,5 lb/pies a 1178 pies
SARTA DE PRODUCCIÓN	155 Tubos de 5-1/2 pulgadas x 31 pies 1 estator BCP Lifleq modelo 55-1800 x 30 pies
REVESTIMIENTO DE PRODUCCIÓN	01 Colgador térmico 9-5/8 pulgadas x 7 pulgadas x 43,53 lb/pies a 5247 pies 04 tubos lisos (liner) de 7 pulgadas por 23 lb/pies (5422-5262 pies) 44 tubos ranurados de 7x 0.012 pulgadas por 23 lb/pies (7316-5542 pies)

Fuente: PDVSA (2024)

Condiciones mecánicas del pozo D-321

El pozo D-321 se perforó con una geometría horizontal en el yacimiento TIGCAN D 19, en noviembre del año 2016, con una sección horizontal de 2.007 pies

MD, de los cuales solo 1.569 pies fueron efectivos, existiendo un tramo de 440 pies MD con predominio de arcillita, es decir, con propiedades pruebas, de acuerdo a muestras de canales estudiadas por la empresa PDVSA. Fue completado Originalmente en diciembre de 2016, en la arena U8 del yacimiento mencionado, en el intervalo (6.215-7.800 pies) MD con equipo de BCP.

De acuerdo al trabajo realizado por taladro de servicios a pozos, en septiembre del año 2020, el cual dejó diferido el pozo, por posible arenamiento, considerando el reporte diario de servicios a pozos del día 24 de septiembre del año 2020, se realizó prueba de inyectividad, con 1000 lpc en 7 min, bajando a 400 lpc, por lo que se demuestra que no recibe adecuadamente, por posible arenamiento. Bajó 1500 pies de tubería 5-1/2 pulgadas punta libre, los detalles de la completación se pueden observar en la tabla 3.4.

Tabla 3.4 Detalles de completación pozo D-321

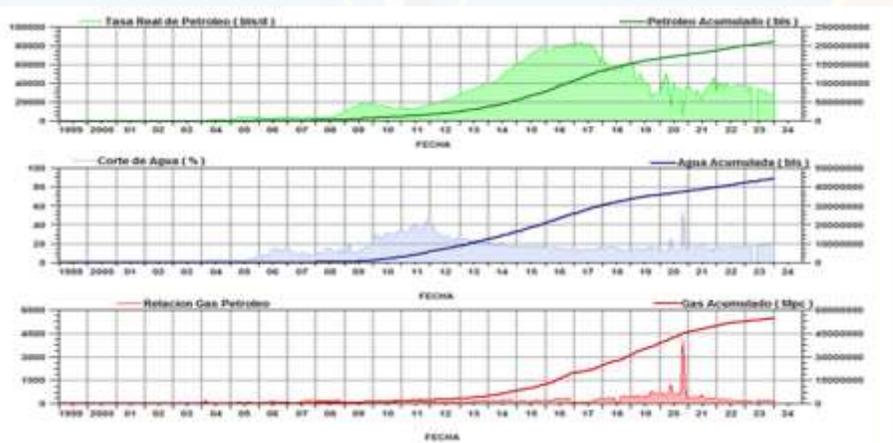
INSTALACIÓN	DESCRIPCIÓN
SARTA DE CABILLAS	01 Barra Pulida de 1-1/2 pulgadas x 30 pies 01 Niple de Cabilla de 1-1/4 pulgadas x 6 pies
REVESTIMIENTO DE SUPERFICIE	30 tubos de revestidor 13-3/8, J-55, 54,5 lb/pies a 1194 pies
SARTA DE PRODUCCIÓN	49 Tubos de 5-1/2 pulgadas x 31 pies (punta libre)
REVESTIMIENTO DE PRODUCCIÓN	01 Colgador térmico 9-5/8 pulgadas x 7 pulgadas x 47 lb/pies a 5247 pies 03 tubos lisos (liner) de 7 pulgadas por 23 lb/pies 43 tubos ranurados de 7x 0.012 pulgadas por 23 lb/pies

Fuente: PDVSA (2024)

3.2 DESCRIBIR EL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS EN ESTUDIO.

Comportamiento histórico de producción del pozo seleccionado pozo D-290

En la gráfica 3.1 representativa del comportamiento de producción del pozo D-290, se refleja un inicio de producción correspondiente a abril de 2016, completado con BCP, con una tasa de petróleo de 200 BNPD, 63% AYS, una RGP de 125 PCN/BN y una velocidad de la bomba de 70 RPM. Este pozo se mantuvo activo desde sus inicios hasta diciembre 2022, cuando quedó inactivo por presentar equipo BCP dañado, sin lograrse reactivar nuevamente. Previamente, desde octubre hasta diciembre del 2022 presentó varias intervenciones con taladro de servicios a pozos, donde no se logró restablecer la continuidad de su producción, inactivándose con frecuencia. Ha logrado acumular: 332.217 BLS de petróleo, 127.347 BLS de agua y 163.588 MPCNG, con última prueba de producción del 09/07/2022 de 351 BBPD, 314 BNPD, 45 PCN/BN, 9 °API y 9 % AyS. En la tabla 3.5, se puede observar la última prueba de producción del pozo. El comportamiento de las tasas de gas y agua también ha sido estable durante toda la vida productiva del pozo.



Gráfica 3.1 Comportamiento de producción pozo D-290

Tabla 3.5 Última prueba de producción pozo D-290

Pozo	Potencial (BNPD)	Estado	Última Prueba De Producción					
			Fecha	BBPD	BNPD	RGP	API	AyS
D 290	330	TD	09/07/2022	351	314	45	9	9

Comportamiento histórico de producción del pozo seleccionado pozo D-311

El comportamiento de producción del pozo D-311, se puede observar en la gráfica 3.2, en el cual, se refleja su inicio de producción en diciembre de 2016, con una prueba oficial del 23 de marzo del año 2017 de 256 BNPD, 9,4 %AyS, 86 PCN/BN con una velocidad de la bomba de 180 RPM. Este pozo se mantuvo produciendo con una declinación normal de su producción desde marzo 2017 hasta septiembre 2022, cuando quedó inactivo por presentar equipo de completación BCP dañado, y al ser intervenido por el taladro de servicios a pozos el 07 de octubre de 2022, quedó diferido por imposibilidad de pesca del equipo BCP, encontrándose obstrucción a 4812 pies aproximadamente.

Durante los años 2018 y 2020 al pozo se le reemplazó el equipo BCP, sin ningún tipo de contratiempos técnicos. Hasta ahora ha logrado acumular un total de, 181.675 BLS de petróleo, 16.332 BLS de agua y 32.704 MPCNG, su última prueba de producción fue el 16 de septiembre de 2022, arrojando como resultado 109 BBPD, 96 BNPD, 125 PCN/BN, 8 °API y 8,1 % AyS. Los caudales de gas y agua también han sido estables, durante el tiempo en el cual el pozo ha estado produciendo. La tabla 3.6 muestra la última prueba de producción buena del pozo D-311.

Tabla 3.6 Última prueba de producción pozo D-311

Pozo	Potencial (BNPD)	Estado	Última Prueba De Producción					
			Fecha	BBPD	BNPD	RGP	API	AyS
D 311	190	TD	17/09/2022	109	96	125	8	8,1

Comportamiento histórico de producción del pozo seleccionado pozo D-321

En la gráfica 3.3, se representa el comportamiento productivo del pozo D-321, observándose su inicio de producción en diciembre de 2016, completado con BCP, y aceptada su prueba de producción, con una tasa de petróleo de 415 BNPD, 4,8% AYS, una RGP de 130 PCN/BN y una velocidad de la bomba de 120 RPM. Este pozo se mantuvo activo desde sus inicios hasta septiembre 2021, cuando quedó inactivo por presentar equipo BCP dañado, sin lograrse reactivar nuevamente. Este pozo ha acumulado Petróleo: 421.840 BLS, Agua: 42.275 BLS, Gas: 83.205 MPCNG. En la tabla 3.7, se puede observar la última prueba de producción del pozo. El histórico de producción indica una declinación normal de la producción de crudo de 19%, con corte de agua bajo, siendo el más reciente de 4,8% AyS y RGP promedio de 398 PCN/BN.

**Gráfica 3.3 Comportamiento de producción pozo D-321**

Tabla 3.7 Última prueba de producción pozo D-321

Pozo	Potencial (BNPD)	Estado	Última Prueba De Producción					
			Fecha	BBPD	BNPD	RGP	API	AyS
D 321	420	TD	15/03/2021	412	399	50	9	13

3.3 PROPONER ALTERNATIVAS TÉCNICAS PARA LA REACTIVACIÓN DE LOS POZOS D-290, D-311 Y D-321

De acuerdo a los diagnósticos estudiados en los anteriores objetivos, se realizan propuestas de trabajos a realizar en los pozos D-290, D-311 y D-321 con el objetivo de lograr su reactivación. Para el desarrollo de las propuestas, se toman en consideración los criterios de descripción de los pozos de manera individual, proponiendo tareas que solventen aquellos eventos que permitieron su clasificación en la categoría 3 y permitan su reincorporación a producción.

Considerando la última actualización de datos disponibles brindados por PDVSA, en primer lugar, se propone realizar pruebas de diagnóstico mecánico en los pozos estudiados, con el fin de comprobar que no existan fallas que imposibiliten garantizar el éxito de los trabajos propuestos. La existencia de hoyos en el revestidor de producción o colapso del mismo, los convertirían en candidatos inmediatos a abandono. En la tabla 3.8, se indican las propuestas de reactivación para los pozos D-290, D-311 y D-321.

Tabla 3.8 Propuestas de reactivación para los pozos D-290, D-311 y D-321.

Pozo	Trabajos a realizar
D-290	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bajar bloque de impresión para inspeccionar la calidad del revestidor de 9-5/8 pulgadas. ▪ Realizar viaje de calibración y limpieza con round nose mill 8-1/2 pulgadas hasta el colgador, circular pozo de tubería a revestidor hasta retorno limpio. ▪ Realizar prueba de inyektividad, si recibe sin problemas completar con equipo de bombeo de cavidad progresiva según diseño propuesto. ▪ De no recibir, realizar análisis granulométrico y reemplazar equipo de control de arena, tubería ranurada.
D-311	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bajar bloque de impresión para inspeccionar la calidad del revestidor de 9-5/8 pulgadas. ▪ Realizar limpieza de arena utilizando equipos de tubería continua. ▪ Realizar prueba de inyektividad, si recibe sin problemas completar con equipo de bombeo de cavidad progresiva según diseño propuesto. ▪ De no recibir, realizar análisis granulométrico y reemplazar equipo de control de arena, tubería ranurada.
D-321	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Realizar una evaluación mecánica a través de la cual se conozca la magnitud del colapso. ▪ Si el revestidor está dañado, realizar una desviación del hoyo original para la perforación de un pozo horizontal. ▪ Si el daño no es del revestidor, limpiar pozo con tubería continua y completar con BCP.

CAPÍTULO IV

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

- Los pozos inactivos D-290, D-311 y D-321 pertenecientes al campo Dobokubi, presentan Arenamiento.
- Con la rehabilitación de los pozos D-290, D-311 y D-321, se reincorporarían 940 BNPD de producción del Distrito San Tome.
- Para los Pozos D-290, D-311 y D-321 se recomienda limpieza de arena utilizando equipo de tuberías continua o reemplazo en los equipos de control de arena.

4.2 RECOMENDACIONES

- Inspeccionar los revestidores de los pozos en estudio D-290, D-311 y D-321.
- Implementar un programa preventivo para evitar el cierre de Pozo.
- Considerar la aplicación de las alternativas de reactivación para los pozos D-290, D-311 y D-321, con el fin de incrementar la productividad del campo Dobokubi, Distrito San Tomé.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Baker Hughes. (2017). “Recuperación mejorada de petróleo: técnicas y aplicaciones”
Houston: Baker Hughes. Recuperado de: <https://www.bakerhughes.com/>
- Butler, R. M. (2011). Recuperación Térmica de Petróleo y Bitumen. Prentice Hall.
Recuperado de <https://www.amazon.com/Thermal-Recovery-Bitumen-Malcolm-Butler/dp/013913779X>
- Cáceres L., S. (2016). “Estudio de Pozos Cerrados Para su Rehabilitación e Incremento de la Producción en el Campo Libertador. Recuperado de <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/4665/1/CD-4299.pdf>
- 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>
- Energía y Petróleo. (2018). “Campos Petroleros de Venezuela: Un Análisis Detallado”. Revista Energía y Petróleo, 14(3), 33-45. Recuperado de: <https://www.energiaypetroleo.com/>
- Energía y Petróleo. (2018). “Reactivación de Pozos Petroleros: Estrategias y Beneficios”. Revista Energía y Petróleo, 14(3), 45-52
- Figueroa M., D y Rodríguez L., L. (2022). Propuestas de Reactivación Para los Pozos MPG0208, MPG0154 y MOR0023 Pertenecientes al Campo Morichal, Distrito Morichal. Trabajo de Grado con Opción a Ingeniero de Petróleo, Universidad de Oriente
- Gianna I., Montagna A. (2018). “Metodología De Selección De Los Pozos Candidatos A Proyectos De Rehabilitación Y Reacondicionamiento Para El Ministerio Del Poder Popular De Petróleo”. Recuperado de: <http://saber.ucv.ve/bitstream/10872/20021/1/tesis%201811.pdf>

- González, et al, (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>
- Global Energy Monitor. (2021). Yacimiento petrolífero de Dobokubi (Venezuela). Recuperado de Global Energy Monitor
- Green, D. W., & Willhite, G. P. (1998). Recuperación mejorada de petróleo. Fondo en memoria de Henry L. Doherty de AIME, Sociedad de Ingenieros del Petróleo. Recuperado de <https://www.amazon.com/Enhanced-Oil-Recovery-D-Eng-Society/dp/1555630774>
- Halliburton. (2019). **Intervención y Optimización de Pozos** Houston: Halliburton. Recuperado de: <https://www.halliburton.com/>
- Manning, D. R., & Thompson, L. (2013). Fundamentos de Refinación de Petróleo. Elsevier. Recuperado de <https://www.elsevier.com/books/fundamentals-of-petroleum-refining/manning/978-0-444-52785->
- Ministerio del Poder Popular de Petróleo. (2019). “Estadísticas de Producción Petrolera”. Caracas: Ministerio del Poder Popular de Petróleo
- Ministerio del Poder Popular de Petróleo. (2019). “Informe Anual de Producción Petrolera”. Caracas: Ministerio del Poder Popular de Petróleo
- Morales, Astrid. (2009). La comunidad Petrolera. Obtenido de La comunidad Petrolera: <http://astrid26morales.blogspot.pe/2009/11/blog-post.html>.
- Nelson, E. B., & Guillot, D. (2006). Cementación. Schlumberger.
- NS Energy. (2009). Petropars desarrollará nuevo yacimiento petrolífero en Venezuela. Recuperado de NS Energy
- Offshore Technology. (2021). Campo petrolero convencional de Dobokubi, Venezuela. Recuperado de Offshore Technology

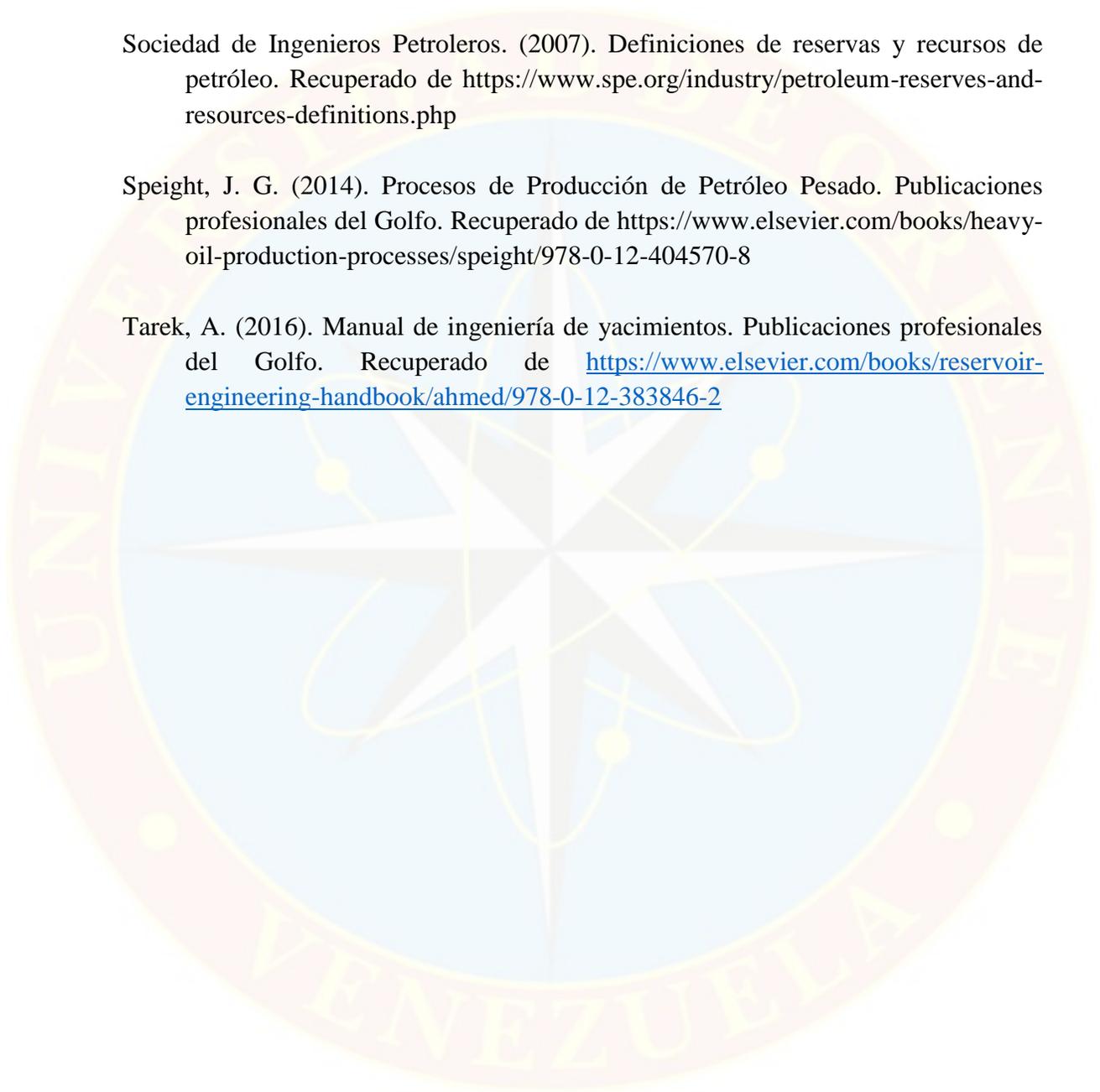
- PDVSA. (2009). “Faja Petrolífera del Orinoco”. Recuperado de http://www.pdvsa.com/index.php?option=com_content&view=article&id=3427:7749&catid=10&Itemid=589&lang=es
- PDVSA. (2020). “Campo Dobokubi: Perspectivas y Desafíos”. Caracas: PDVSA. Recuperado de: <http://www.pdvsa.com/index.php?lang=es>
- PDVSA. (2020). “Informe de Producción de la Faja Petrolífera del Orinoco”. Caracas: PDVSA. Recuperado de: <http://www.pdvsa.com/index.php?lang=es>
- PDVSA CIED. (1997). Registros de pozos. Centro internacional de educación y desarrollo, Caracas, Venezuela, pp. 7-33-34-35.
- PDVSA CIED. (1998). EVALUACIÓN DE FORMACIONES. Tercera Edición, Centro Internacional de educación y Desarrollo. PDVSA Exploración y Producción. Caracas, Venezuela, pp. 4-26.
- PDVSA CIED (1999). Rehabilitación de pozo. Centro internacional de educación y desarrollo, Caracas, Venezuela, pp. 20-33.
- PDVSA DIGA. (2004). “Documento de Intención de Ocupación de Territorio: Campos Melones y Dobokubi, Distrito Sur; San Tomé. Departamento de Ingeniería y Gestión Ambiental Distrito San Tomé, Estado Anzoátegui, pp. 2-15.
- 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 Elsevier. Recuperado de <https://www.elsevier.com/books/well-completion-and-servicing/reynolds/978-0-7506-8712-6>

Schlumberger. (2018). “Técnicas de Fracturamiento Hidráulico y Estimulación de Pozos”. Houston: Schlumberger. Recuperado de: <https://www.slb.com/>

Sociedad de Ingenieros Petroleros. (2007). Definiciones de reservas y recursos de petróleo. Recuperado de <https://www.spe.org/industry/petroleum-reserves-and-resources-definitions.php>

Speight, J. G. (2014). Procesos de Producción de Petróleo Pesado. Publicaciones profesionales del Golfo. Recuperado de <https://www.elsevier.com/books/heavy-oil-production-processes/speight/978-0-12-404570-8>

Tarek, A. (2016). Manual de ingeniería de yacimientos. Publicaciones profesionales del Golfo. Recuperado de <https://www.elsevier.com/books/reservoir-engineering-handbook/ahmed/978-0-12-383846-2>



HOJAS METADATOS

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

Título	ESTUDIO PARA LA REACTIVACIÓN DE LOS POZOS D-290, D-311 Y D-321 PERTENECIENTES AL CAMPO DOBOKUBI, DISTRITO SAN TOMÉ
---------------	---

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

Autor(es)

Apellidos y Nombres	Código ORCID / e-mail	
Bermúdez Astudillo Gabriela Jose	ORCID	27783644
	e-mail	Bermudezgabriela19@gmail.com
Bislip Márquez Maria Virginia	ORCID	27243455
	e-mail	mvislip@gmail.com
Salazar Márquez Yenifer Alejandra	ORCID	25242868
	e-mail	Yenifer1397yasm@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:

categoria 3
comportamiento de producción
pozo
reactivación

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):

Esta monografía se realizó con el objetivo de Estudiar alternativas para la reactivación de los pozos D-290, D-311 Y D-321, pertenecientes al campo Dobokubi, Distrito San Tomé, dichos pozos fueron clasificados como categoría 3 en sus últimas evaluaciones. Para la realización del estudio de alternativas para la reactivación de los pozos D-290, D-311 Y D-321, se identificaron las condiciones mecánicas de los pozos, se describió el comportamiento de producción reflejando un comportamiento de producción acumulado en los pozos de 332.217 Bls de petróleo en el D-290, 181.675 Bls de petróleo en el D-311 y 421.840 Bls de petróleo en el D-321. En las alternativas de reactivación en línea general, se propone un proceso de verificación de las condiciones del revestidor conjuntamente con pruebas de inyektividad y limpieza de las tuberías.

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

Contribuidores:

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
MSc. Ana Hernandez	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input checked="" type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	ORCID	13915353
	e-mail	ayhernandez.udomonagas@gmail.com
Ing. Martha Espinoza	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	ORCID	8396941
	e-mail	martharel10@gmail.com
Ing. Hortensia Calzadilla	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	ORCID	11781853
	e-mail	hortensiacarolina@gmail.com
MSc. Johangel Calvo	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	ORCID	14939884
	e-mail	jcalvo.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
2024	07	23

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
NMOCTG_BAGJ.BMMV.SMYA2024

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: pozos MPG0208, MPG0154 y MOR0023 ubicados en el campo Morichal, Distrito Morichal.

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.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
SISTEMA DE BIBLIOTECA
RECIBIDO POR <i>[Firma]</i>
FECHA <u>5/8/09</u> HORA <u>5:30</u>

Cordialmente,

[Firma]
JUAN A. BOLANOS CURTEL
Secretario

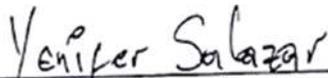
C.C: Rectora, Vicerrectora Administrativa, Decanos de los Núcleos, Coordinador General de Administración, Director de Personal, Dirección de Finanzas, Dirección de Presupuesto, Contraloría Interna, Consultoría Jurídica, Director de Bibliotecas, Dirección de Publicaciones, Dirección de Computación, Coordinación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

JABC/YOC/manaja

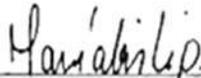
Hoja de metadatos para tesis y trabajos de Ascenso- 6/6

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.



Br. Yenifer Alejandra Salazar Márquez
C.I.: 25.242.868



Br. María Virginia Bislip Márquez
C.I.: 27.243.455



Br. Gabriela José Bermúdez Astudillo
C.I.: 27.783.644



Prof. MSc. Ana Hernández
C.I.: 13.915.353
Asesor Académica