

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EVALUACIÓN DE LA PRODUCCIÓN POTENCIAL DE CRUDOS MEDIANOS EN LOS POZOS INACTIVOS UBICADOS EN EL DISTRITO SAN TOMÉ - ANZOÁTEGUI

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela
Por el Br. Quintero S., Dulce S.
Para optar al título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, Marzo de 2017

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EVALUACIÓN DE LA PRODUCCIÓN POTENCIAL DE CRUDOS MEDIANOS EN LOS POZOS INACTIVOS UBICADOS EN EL DISTRITO SAN TOMÉ - ANZOÁTEGUI

TUTOR INDUSTRIAL:

Ing. Ramón Tovar.

TUTOR ACADÉMICO:

Lic. René Rojas.

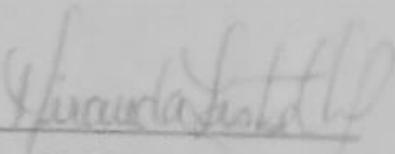
Trabajo Especial de Grado
Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela
Por el Br. Quintero S., Dulce S.
Para optar al título
de Ingeniero de Petróleo

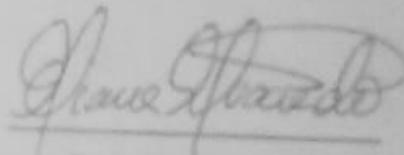
Caracas, Marzo de 2017

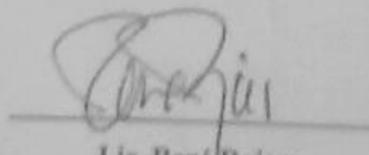
Caracas, Marzo de 2017.

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachiller Quintero S., Dulce S. titulado:

**EVALUACIÓN DE LA PRODUCCIÓN POTENCIAL DE
CRUDOS MEDIANOS EN LOS POZOS INACTIVOS
UBICADOS EN EL DISTRITO SAN TOMÉ - ANZOÁTEGUI**


Prof. Lisbeth Miranda
Jurado


Prof. Eliana Alvarado
Jurado


Lic. René Rojas
Tutor Académico

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniería de Petróleo, y sin que ello signifique que se declaren solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.

DEDICATORIA

Dedicado a mi Dios todopoderoso que jamás me ha abandonado, a la vida que día a día me demuestra que querer es poder, que no importa que tan grande sea el problema mientras vivas siempre podrás solucionarlo ya que vivir es nuestro primer y más grande logro. Vida que me ha dado la dicha de contar con la familia que tengo.

A ustedes mis padres José Quintero y Elcida De Quintero, a mi abuelito Ángel Sánchez, mis hermanos Adira Quintero y José Quintero y a ti hijo Ysauro Sebastian Molero que eres el más grande amor de mi vida, les dedico este Trabajo Especial de Grado por ser mi apoyo, la razón, el motor, el impulso, la esperanza y la luz que alumbra mis días los amo y los admiro a todos, por ustedes he podido seguir y lo puedo todo, este más que mi logro es de ustedes, son la mejor familia son mi familia no me ha faltado nada.

Igualmente se lo dedico a la memoria de mi escuadrón de ángeles en el cielo, que aunque no estén ya físicamente entre nosotros su esencia vivirá en mi corazón, pensamientos y recuerdos, cada uno de ustedes en su paso por este mundo dejó huellas imborrables su buena vibra nos acompañara siempre.

AGRADECIMIENTOS

Gracias a mi Dios bendito, creador y compañero fiel, que no me abandona jamás, gracias a ti mi Dios todopoderoso por tus bendiciones, por todas esas personas maravillosas que hacen parte de mi vida, mis ángeles en la tierra y mi escuadrón en el cielo te doy gracias a ti y a la vida por la felicidad, la salud, la hermosa familia con la que comparto mi núcleo y gran soporte hijo, padres, hermanos, abuelo amarlos con mi alma.

Gracias a todos más que un logro académico es un logro personal, si se puede a pesar de todo, crecí personal y académicamente venciendo las sombras, que Dios los bendiga, proteja y guie a todos.

Gracias a la casa que vence las sombras Universidad Central de Venezuela por brindarme cobijo durante estos largos años, gracias gran campus universitario por proporcionar las herramientas y enseñanzas necesarias y hacer de mi un buen profesional, por fortalecer mi confianza y capacitarme. Gracias a la Facultad de ingeniería en especial a la Escuela de Ingeniería de Petróleo y ustedes compañeros de aula y profesores.

Debo hacer un agradecimiento especial al profesor Rene Rojas por ser mi tutor académico y guía, por ofrecer sus conocimientos, paciencia y disponibilidad en la realización de este Trabajo Especial de Grado gracias por su colaboración y apoyo.

A mi tutor industrial el señor Ramón Tovar igualmente gracias por su orientación, confianza, disponibilidad y colaboración fue de gran ayuda para el desarrollo de este trabajo.

Quiero agradecerle a ustedes mis padres Elcida De Quintero y José Quintero por darme la vida y brindarme su protección desde el primer día de mi existir, por apoyarme en la buenas y en las no tan buenas, por ser un ejemplo de constancia,

perseverancia y paciencia, por educarme y hacer de mí una persona de bien, gracias por todo su amor, cariño, confianza y comprensión, por sus palabras de aliento y apoyo incondicional, por estar siempre los amo son los mejores padres del mundo universo y alrededores soy más que afortunada en tenerlos conmigo, gracias por darme los dos hermanos más encantadores. A ustedes hermanos José Quintero y Adira Quintero también tengo que agradecerles por tanta paciencia, cariño, compañía, por soportarme, por ser cómplices, amigos, enfermeros, niños y los mejores tíos que mi bebe ha podido tener gracias por tanto apoyo y por su ejemplo de lucha los adoro.

A ti mi bebé hermoso la más grande y maravillosa bendición de mi vida, mi Sebastian Molero tu que llenas mis días de alegría, no hay días grises tú los llenas de colores, tu alegría e inocencia ilumina hasta el día más nublado, gracias por darme la felicidad de ser tu madre, tu eres un ejemplo de que nada es imposible, un ejemplo de voluntad, tu que contra todo pronóstico naciste y llegaste a este mundo para llenarlo con tus risas y ocurrencias eres el más preciado regalo que la vida me ha dado, tu eres mi motivo, mi luz, mi esperanza, mi razón y motor de lucha por ti me levantaré cada vez que caiga, gracias por enseñarme y darme tanto en tan poco tiempo, te amo, la vida se me hará corta para agradecer la oportunidad de ser tu madre, luchare por ti sé que serás un hombre exitoso y de bien, me esmeraré por ser cada día mejor madre y persona, seré siempre tu amiga, guía y apoyo, te adoro hijo en tu camino siempre te acompañare.

Igualmente te agradezco a ti abuelito por brindarme 93 años consientes de experiencias y vivencias, por estar, por tu cariño, consejos y regaños, por ser parte importante de mi niñez no puedo expresar con palabras mi agradecimiento solo le pido a dios que te deje con nosotros unos cien años más llenos de mucha salud para que sigas compartiendo con nosotros, eres el viejito de mi vida, adorarlo más seria imposible soy dichosa al contar contigo mi Ángel De Jesús.

A todos ustedes familia, primos, amigos y toda aquella persona que haya aportado bienestar a mis días y a las que no igualmente gracias porque han logrado fortalecer mi carácter y hacer más fuerte mi voluntad.

Agradecida con ustedes mis ángeles en el cielo mi escuadrón que nunca me desampara gracias por su protección, palabras de aliento, cariño y confianza que en vida me expresaron, todos en mi corazón viven el tiempo no los borrara sé que hace poco de su partida pero se siente una eternidad. A ti que has sido compañero y amigo que me has dado tu apoyo, comprensión y de algún modo has estado todos estos años gracias.

Quintero S, Dulce S.

**EVALUACIÓN DE LA PRODUCCIÓN POTENCIAL DE
CRUDOS MEDIANOS EN LOS POZOS INACTIVOS
UBICADOS EN EL DISTRITO SAN TOMÉ – ANZOÁTEGUI**

Tutores Académico: Lic. René Rojas. Tutor Industrial: ing. Ramón Tovar.

**Tesis. Ciudad universitaria, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de
Ingeniería de Petróleo. Año 2017, n° pag 102.**

Palabras Claves: San Tomé - Anzoátegui (Estado), yacimientos petrolíferos - producción, producción diferida, pozos inactivos, crudos medianos.

Resumen. Venezuela se ha caracterizado por ser un país dependiente económicamente de la explotación y comercialización del petróleo. Tiene aproximadamente 18000 yacimientos petrolíferos con un alto porcentaje de pozos inactivos, activos improductivos, que de ser reactivados y puestos en producción elevarían los ingresos de la Nación. Este estudio se enfoca en la evaluación de la producción potencial de crudos medianos de 737 pozos inactivos ubicados en el Distrito San Tomé, estado Anzoátegui; mediante la categorización de pozos inactivos usada por PDVSA y el MPPPM. Los pozos productores de crudos medianos seleccionados (P300, P400, P500 y P600) pertenecen a los yacimientos H33, 44 NZ 300 y R100 NV 111 del campo Nipa, tienen reservas remanentes superiores a 10000 MBN, su tiempo de inactividad es menor a 6 años y tienen un POES asociado al yacimiento significativo. Se evaluó el historial de cada pozo candidato y se calculó su producción diferida utilizando la metodología elaborada para identificar su estado actual y estimar la rentabilidad económica de la realización de posibles trabajos de rehabilitación, resultando que los pozos P300, P400 y P500 representan una buena inversión y para ellos se propone su reactivación mediante trabajos menores de superficie; mientras que el P600 representa una inversión regular y en él se recomendó la reevaluación de las causas que originaron la orden de abandono por parte del Ministerio.

TABLA DE CONTENIDO

ÍNDICE DE FIGURAS	xiii
ÍNDICE DE TABLAS.....	xiv
ÍNDICE DE GRÁFICOS	xv
ÍNDICE DE ECUACIONES	xvi
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	3
FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN	3
I.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
I.2 JUSTIFICACIÓN	4
I.3 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	6
I.3.1 Objetivo General	6
I.3.2 Objetivos Específicos.....	6
I.4 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN	7
I.5 ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN	9
I.6 LIMITACIONES	9
CAPÍTULO II.....	10
MARCO TEÓRICO	10
II.1 DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA.....	10
II.1.1 Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería (MPPPM) ..	10
II.1.2 Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima (PDVSA).....	11
II.1.3 PDVSA- Distrito San Tomé – Anzoátegui	12
II.1.4 Unidad de Producción (UP) Liviano-Mediano.....	14
II.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	14
II.2.1 Campo Nipa	14
II.2.2 Cuenca Oriental de Venezuela.....	16
II.2.3 Faja Petrolífera del Orinoco	20
II.3 PETRÓLEO	25
II.3.1 Petróleo Mediano	27

II.4	RESERVAS DE PETRÓLEO.....	27
II.4.1	Clasificación de las reservas.....	27
II.4.2	Calculo de Reservas	28
II.5	YACIMIENTO	30
II.6	POZO	30
II.6.1	Pozos Activos.....	30
II.6.2	Pozos inactivos.....	30
II.7	CLASIFICACIÓN DE POZOS.....	31
II.7.1	Según el MPPPM.....	31
II.7.2	Según el Objetivo que se Persiga	32
II.7.3	Según el Tipo de Trayectoria.....	34
II.7.4	Según el tipo de Crudo y/o Fluido Producido	35
II.7.5	Clasificación de Pozos por Categoría	35
II.8	COMPLETACIÓN DE POZOS	37
II.9	RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO	39
II.9.1	Recuperación Primaria (Primary Oil Recovery).....	39
II.9.2	Recuperación Secundaria (Secondary Oil Recovery).....	39
II.9.3	Recuperación Mejorada (Enhance Oil Recovery).....	39
II.10	REACTIVACIÓN DE POZOS	39
II.10.1	Rehabilitación de pozos	40
II.10.2	Reacondicionamiento de pozos.....	41
II.11	CAUSAS DE INACTIVIDAD DE POZOS PETROLÍFEROS	41
II.12	EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PROYECTOS	43
II.13	INDICADORES ECONÓMICOS	43
II.13.1	Valor presente neto (VPN).....	44
II.13.2	Tasa Interna de Retorno (TIR).....	44
II.13.3	Eficiencia de la Inversión (EI)	45
II.13.4	Tiempo de Pago Dinámico (TPd).....	46
CAPÍTULO III.....		47
MARCO METODOLÓGICO		47
III.1	DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	47
III.2	POBLACIÓN MUESTRA	47
III.3	PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO	47
III.3.1	Selección de los pozos a evaluar	48
III.3.2	Clasificación de Pozos de acuerdo a la nomenclatura empleada por el MPPPM	49

III.3.3	Análisis de los datos recolectados	49
III.3.4	Estimar la producción diferida asociada.....	49
III.3.5	Propuesta de reactivación de pozos	50
III.4	TÉCNICAS E INSTRUMENTOS UTILIZADOS EN LA RECOLECCIÓN DE DATOS	50
CAPÍTULO IV.	53
DISCUSIÓN DE RESULTADOS	53
IV.1	SELECCIÓN DE LOS POZOS A EVALUAR	53
IV.2	CLASIFICACIÓN DE POZOS DE ACUERDO A LA NOMENCLATURA EMPLEADA POR EL MPPPM.....	56
IV.3	ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE LOS YACIMIENTOS EN ESTUDIO.....	58
IV.3.1	Yacimiento H33, 44 NZ 300	59
IV.3.2	Yacimiento R100 NV 111	60
IV.4	DETERMINACIÓN DEL ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS CANDIDATOS EN FUNCIÓN DE SU PRODUCCIÓN POTENCIAL DIFERIDA.....	61
IV.4.1	Pozo P300	62
IV.4.2	Pozo P400	62
IV.4.3	Pozo P500	63
IV.4.4	Pozo P600	64
IV.5	CAUSA DE INACTIVIDAD DE POZOS EN EL DISTRITO SAN TOMÉ.....	64
IV.6	PROPUESTAS DE REACTIVACIÓN DE POZOS	66
IV.6.1	Propuesta de reactivación para el Pozo P300	67
IV.6.2	Propuesta de reactivación para el Pozo P400	68
IV.6.3	Propuesta de reactivación para el Pozo P500	69
IV.6.4	Propuesta de reactivación para el Pozo P600	69
CAPÍTULO V.	71
CONCLUSIONES	71
CAPÍTULO VI.	73
RECOMENDACIONES	73
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	74

NOMENCLATURA	78
APÉNDICE	80
APÉNDICE A.....	80
APÉNDICE B.....	80
APÉNDICE C	83
APÉNDICE D	85

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura II.1: Ubicación Geográfica de PDVSA	12
Figura II.2: Ubicación Geográfica del Distrito San Tomé.....	13
Figura II.3: Divisiones geográficas de PDVSA	13
Figura II.4: Unidad de Producción del Distrito San Tomé - Anzoátegui.....	14
Figura II.5: Ubicación Geográfica del Campo Nipa.....	15
Figura II.6: Ubicación geográfica de las Cuencas de Venezuela.....	17
Figura II.7: Distribución de Hidrocarburos de la Cuenca Oriental de Venezuela (2003)	18
Figura II.8: Columna estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela Léxico estratigráfico de Venezuela.....	19
Figura II.9: Visión de los recursos de la Faja	22
Figura II.10: División del área Ayacucho	23
Figura II.11: Columna estratigráfica del área Ayacucho.....	24
Figura II.12: Ejemplo Curva de Declinación de Producción	29
Figura II.13: Clasificación de Pozos Según el Objetivo que Persiga	33
Figura II.14: Clasificación de Pozos Según el Tipo de Trayectoria.....	34
Figura III.1: Esquema Metodológico a Seguir (Fuente: Quintero, D. 2017).....	48
Figura III.2: Diagrama de Flujo de Actividades (Fuente: Quintero, D. 2017).....	51

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Clasificación de Petróleo por Rangos de °API.....	26
Tabla 2: Clasificación de Reservas de Petróleo	28
Tabla 3: Clasificación de Pozos de acuerdo a Lahee	32
Tabla 4 Categoría General de Clasificación de Pozos utilizada por el MPPPM..	36
Tabla 5: Yacimientos Seleccionados.....	55
Tabla 6: Pozos Candidatos.....	56
Tabla 7: Datos de los Yacimientos Seleccionados	81
Tabla 8: Datos de los Pozos Candidatos	83
Tabla 9: Datos de Producción y Declinación de los Pozos P300, P400, P500 y P600	85
Tabla 10: Tasa de Producción vs Tiempo de los Pozos Candidatos	85

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico IV.1: Tipo de Crudos asociados a la población estudiada	54
Gráfico IV.2: Distribución de los Pozos inactivos por Campo.	55
Gráfico IV.3: Clasificación de Pozos por Categoría empleada por MPPPM	56
Gráfico IV.4: Clasificación de Pozos por Categoría empleada por MPPPM del Campo Nipa	57
Gráfico IV.5: Distribución de crudo asociado a los pozos inactivos en el Campo Nipa.....	58
Gráfico IV.6: Distribución de pozos por Causa de Inactividad.....	66
Gráfico IV.7: Curva de Declinación Estimada de la Producción de los Pozos Candidatos.....	67

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1: Gravedad API	26
Ecuación 2: Gravedad Específica del Líquido	26
Ecuación 3: Valor Presente Neto (VNP).....	44
Ecuación 4: Tasa Interna de Retorno (TIR)	45
Ecuación 5: Producción Diferida Asociada al Pozo	80

INTRODUCCIÓN

Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima (PDVSA) representa la mayor fuente de ingresos de la República Bolivariana de Venezuela. Sus actividades económicas dependen básicamente de la comercialización del petróleo, está posicionada entre las corporaciones energéticas más importantes a nivel mundial y cuenta con numerosas sedes a escala nacional.

En el estado Anzoátegui se encuentra el Distrito San Tomé como el principal de la zona Sur, allí se ubica la UP Extra pesado, Pesado, Dación y Liviano-Mediano. Dentro de la Unidad de Producción (UP) Liviano-Mediano existen numerosos pozos inactivos, su reactivación representa grandes beneficios económicos, operacionales y ambientales para la industria petrolera y la Nación. De allí la necesidad de retornar la producción de los pozos productores de crudo mediano ubicados en esta zona.

Este estudio se enfoca en la evaluación de la producción potencial de crudos medianos de los pozos inactivos ubicados en el Distrito San Tomé del estado Anzoátegui; mediante la clasificación de los pozos candidatos según la categorización usada por PDVSA y el Ministro del Poder Popular de Petróleo y Minería (MPPPM).

Mediante la evaluación se señala un estimado de la producción diferida asociada al campo representativo de la zona evaluada, determinando el estado actual de los pozos inactivos de acuerdo a problemas inherentes a la producción, orientadas a crudo mediano. Asimismo, tiene como objeto realizar recomendaciones y sugerir oportunidades de rehabilitación, reacondicionamiento y completación según sea el caso e incrementar el esquema de productividad de los mismos; obteniendo de este modo, una menor inversión pues un trabajo de reacondicionamiento o completación de pozos genera menos costos y por consiguiente una mayor rentabilidad.

De acuerdo a las necesidades planteadas, el Trabajo Especial de Grado se encuentra estructurado de la siguiente forma:

2.- Fundamentos de la investigación: En este capítulo se realiza un planteamiento formal del problema que será estudiado, los objetivos que se desean alcanzar, los antecedentes, justificación, alcance y limitaciones de la investigación.

3.- Marco teórico: En este capítulo se realiza una compilación de la información necesaria para lograr una mayor comprensión del estudio realizado.

4.- Marco metodológico: En este capítulo se describe de forma sistemática la metodología aplicada para alcanzar los objetivos planteados al comienzo de la investigación.

5.- Discusión de resultados: En este capítulo realiza el análisis y discusión de los resultados obtenidos durante el proceso de evaluación de los pozos inactivos objeto de estudio.

6.- Conclusiones: En este capítulo se presentan las conclusiones de la investigación.

7.- Recomendaciones: En este capítulo se presentan las recomendaciones de la investigación.

CAPÍTULO I.

FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN

En este capítulo se realiza un planteamiento formal del problema que será estudiado, los objetivos que se desean alcanzar, los antecedentes, justificación, alcance y limitaciones de la investigación.

I.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La República Bolivariana de Venezuela cuenta con una gran cantidad de pozos petrolíferos distribuidos a lo largo y ancho del territorio nacional, lo que lo hace un país rico en hidrocarburos.

Desde la creación de la industria petrolera hasta la actualidad ha basado su economía en el negocio del petróleo y sus derivados; a través del trabajo realizado por PDVSA, ente adscrito al MPPPM. Por ello, la industria petrolera está en la constante búsqueda de nuevas alternativas que le permita obtener el mayor provecho de sus yacimientos de manera que sean más rentable para la empresa y para la Nación.

Un pozo asociado a un yacimiento durante su vida productiva puede evidenciar desde una leve hasta una disminución total de la producción de hidrocarburos, la cual pueden estar asociada a múltiples causas, entre las que se destacan altos volúmenes producidos de agua y/o gas, daño a la permeabilidad del yacimiento ocasionado por las operaciones de perforación, deposición de parafinas y/o asfáltenos, fallas mecánicas, entre otras.

PDVSA- Distrito San Tomé - Anzoátegui, posee más de 737 pozos inactivos, lo que trae como consecuencia disminución de la productividad de los campos afectando negativamente la economía de la empresa, que deja de percibir recursos económicos y percibe gastos asociados al restablecimiento de la producción del

campo. De allí, surge la necesidad de realizar la evaluación de la producción potencial de crudos en los pozos ubicados en este sector.

Se plantea la selección de un grupo de pozos con potencial productor de crudos de tipos medianos ubicados en PDVSA Petróleos S.A- Distrito San Tomé – Anzoátegui, que se encuentren en las categorías 2 y 3 [7], los cuales se diagnosticarán tomando en cuenta su historial de producción mediante el análisis de carpetas y registros de los datos existentes en los datos facilitados por PDVSA y el MPPPM.

La evaluación permitirá la identificación de las causas de inactividad de los pozos y la generación de un conjunto de propuestas y oportunidades de rehabilitación, reacondicionamiento y completación que muestren la forma más factible de retornar la producción de crudos de tipo medianos y de incrementar el potencial productivo de los campos, mejorando su esquema de productividad y los ingresos económicos de la empresa y de la nación.

Por otro lado, mediante la realización del proceso de reactivación y/o reacondicionamiento de los pozos inactivos del Distrito San Tomé se genera un menor impacto ambiental debido a que en la mayoría de los casos estos pozos poseen asociados instalaciones de superficie y planes de producción.

I.2 JUSTIFICACIÓN

El presente estudio tiene como objeto la evaluación de los pozos inactivos productores de crudo mediano ubicados en el Distrito San Tomé del Estado Anzoátegui para poder proponer oportunidades de recuperación y reactivación de los pozos cuyo historial de producción señalen resultados económicos y ambientales provechosos para la industria petrolera y la nación.

Un plan de reactivación comparado a un plan de perforación resulta más económico y la repercusión ambiental generada es notablemente inferior debido a que los pozos tienen asociados en la mayoría de los casos instalaciones de superficie que reduciría los trabajos de desforestación y explotación de recursos ambientales.

PDVSA es una de las empresas más importantes del país y en virtud del impacto ambiental que generan las actividades propias de la exploración y producción de hidrocarburos, esta empresa, dentro de sus estrategias empresariales internas contempla herramientas y procedimientos para promover la incorporación de la variable ambiental a nivel organizacional, tecnológico y financiero. Sin embargo aún requiere superar debilidades para mejorar la incorporación de la variable ambiental en todos sus procesos [3].

Además, existen instrumentos legales por los cuales se debe regir la industria petrolera, entre los cuales destaca el Decreto N° 1257 de la Legislación Ambiental Venezolana, referido a las “Normas sobre Evaluación Ambiental de Actividades Susceptibles de Degradar el Ambiente”, específicamente el Título IV “De la Supervisión, Vigilancia y Control Ambiental”, Capítulo I y conforme a lo señalado para las Autorizaciones de Afectación de los Recursos Naturales (AARN), donde se determina como condición la necesidad de llevar a cabo una supervisión ambiental continua y conforme a lo previsto en el Plan de Supervisión Ambiental [4].

Aunado a ello, la reactivación de la producción de crudos medianos provenientes de los pozos inactivos del Distrito San Tomé, trae de la mano minimizar costos lo que conlleva a una menor inversión por parte de la industria y por ende de la nación.

Desde el punto de vista económico estas acciones resultan necesarias debido a las dificultades económicas por las que viene atravesando la nación derivada de la progresiva caída de los precios del petróleo en el mercado internacional, pues la empresa percibirá mayor retorno de capital monetario y reducirá sus activos improductivos.

Por tales motivos y con la finalidad de ayudar a suplir estas importantes necesidades de la nación, de la mano del Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería, se lleva a cabo el presente estudio.

I.3 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

En función a lo anteriormente expuesto, se plantean los siguientes objetivos:

I.3.1 Objetivo General

Evaluar la producción potencial de crudos medianos en los pozos inactivos ubicados en el Distrito San Tomé – Anzoátegui.

I.3.2 Objetivos Específicos

- Identificar los pozos inactivos de acuerdo a la categoría empleada por PDVSA y el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería (MPPPM).
- Determinar el estado actual de los pozos de acuerdo a problemas inherentes a la producción, orientado a crudo mediano.
- Recomendar oportunidades de rehabilitación, reacondicionamiento y completación de los pozos inactivos según sea el caso, con la finalidad de incrementar la producción de crudos medianos.
- Estimar la producción diferida asociada al campo representativo de la zona a evaluar.

I.4 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

El problema de pozos inactivos es característico de las áreas tradicionales de la explotación petrolera y ha sido estudiado en numerosas oportunidades y ampliamente tratado por diferentes autores de la literatura petrolera.

Dentro de los principios básicos de toda investigación, es importante relacionar las pautas y experiencias marcadas por otros investigadores con la propia permitiendo así una mayor comprensión del tópico estudiado.

En esta sección se abordará una serie de estudios relacionados con el proceso de evaluación de pozos de las diferentes Unidades de Producción (UP) de PDVSA-Distrito San Tomé -Anzoátegui. Algunos de los estudios realizados sobre la materia fueron presentados por:

- **Factibilidad para la incorporación a producción de los pozos inactivos que convergen a la Estación de Descarga Oficina 20, campo Oveja [10]:** Estudio realizado por Villa en el año 2002 donde determino que el 36,8% (7 pozos) objetos de estudio son candidatos a reactivación, un 36,8% son pozos abandonados de manera oficial, un 10,6% son pozos disponibles para ser reactivados como productores de gas natural, con reservas asociadas de 13.866 MMMPC, y un 15% necesitan estudios más detallados de yacimientos para definir su funcionabilidad. Los pozos propuestos para reactivación en la producción de petróleo incrementarán en 756 BND el caudal manejando por la estación de Descarga OED-20 en el campo Oveja.
- **Propuestas de explotación para pozos inactivos de los yacimientos Jobo-01 y Morichal-02 del campo Jobo en la U.E.P.E. del Distrito San Tomé [12]:** Estudio realizado por Olivieri en el año 2002 donde se propuso el abandono de 3 pozos y la reactivación de 21 pozos en el yacimiento Morichal-01; además del abandono de 6 pozos y la reactivación de 3 pozos en el yacimiento Jobo-01. De los pozos a reactivar se espera una producción adicional de 5080 BND en el yacimiento Morichal-01 y de 600 BND en el yacimiento Jobo-01. Luego de analizar el comportamiento de los pozos se

notó que después de cierres de producción prolongados no es beneficioso producir el pozo a altas tasas, debido a los problemas de conificación y canalización que prevalecen en los yacimientos estudiados.

- **Factibilidad para la incorporación a producción de los pozos inactivos que convergen a la Estación Oficina 16, campo Oveja Distrito San Tomé [11]:** Estudio realizado por Amaya en el año 2002 donde se determinó mediante la revisión de 36 pozos inactivos que 16 pozos tienen buen potencial para reactivación como productores de petróleo, 11 pozos son candidatos para abandono oficial, 4 pozos prospectos como suplidores de gas y 5 que ameritan otros estudios de yacimientos. El yacimiento OG-503 arena I2L3 presentó las mejores características para la reactivación de pozos.
- **Validación del Potencial de Producción y la Declinación del Campo el Furrial, Distrito Norte, estado Monagas [9]:** El estudio realizado por Chinchilla en el año 2008 que tiene como objeto la determinación de los potenciales de un grupo de pozos, mediante la aplicación Wellflo, necesarios para planificación de producción y la declinación del campo por métodos gráficos empleando OFM, las curvas propuestas por Arps y Fetkovich y métodos matemático de mínimos cuadrados, promedios ponderado y hojas de potenciales, obteniendo así un valor promedio de declinación de 16% anual.
- **Oportunidades de Producción de Gas en Pozos Pertenecientes al Yacimiento B-6-X.10 [8]:** Estudio realizado por J. Cedeño en el año 2011 que tiene como objeto la búsqueda de nuevas oportunidades de producción de gas en el Yacimiento B-6-X.10 de la Unidad de Explotación Tía Juana Lago, perteneciente al Distrito Lagunillas, División PDVSA Gas Occidente, Gerencia de Producción, Departamento de Yacimiento, durante el período comprendido entre Junio - 2010 y Febrero-2011. Se utilizó una muestra de 182 pozos inactivos del Yacimiento B-6-X.10 seleccionados de una población de 261 pozos. Resultando 30 pozos operacionalmente factibles, para nuevas oportunidades de producción por medio de rehabilitación y reacondicionamiento.

I.5 ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN

Se trata de evaluar la producción potencial de crudos medianos de setecientos treinta y siete (737) pozos inactivos ubicados dentro de un área de 24.000 km² propiedad de PDVSA- Distrito San Tomé – Anzoátegui según la clasificación usada por PDVSA y el Ministro del Poder Popular de Petróleo y Minería quienes suministrarán la información relevante sobre el área de estudio mediante su departamento de Conservación de Hidrocarburos.

El proceso de evaluación y determinación de las causas de inactividad de los pozos productores del crudo tipo mediano, inmersos en el área de estudio, para analizar la forma más factible de retornarlos a producción e incrementar su potencial productivo tendrá una duración de seis (6) meses.

I.6 LIMITACIONES

El proceso de evaluación se realizará durante un corto período de tiempo (6 meses) lo cual constituye una de las principales limitaciones de esta investigación, ya que la evaluación de pozos debe ser exhaustiva y el número de pozos inactivos es significativo.

Además, es indispensable recopilar los datos y carpetas de pozos existentes en el área de estudio que se encuentra geográficamente retirada, representando una limitante de tipo económica pues genera costos de traslado, estadía, entre otros.

Por otro lado, la falta de suministro, la confidencialidad y/o la calidad de los datos a recopilar relacionados con el estudio constituyen otra limitante importante.

CAPÍTULO II.

MARCO TEÓRICO

En este capítulo se realiza una compilación de la información necesaria para lograr una mayor comprensión del estudio realizado.

II.1 DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA

En esta sección se encuentran las características geográficas y operacionales del área de estudio seleccionada.

II.1.1 Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería (MPPPM)

Es uno de los organismos que conforman el gabinete ejecutivo del Gobierno de la República Bolivariana de Venezuela.

Su misión regular, formular, administrar, evaluar y controlar las políticas del Ejecutivo Nacional, en las áreas de hidrocarburos, energía en general, petroquímica, carboquímica, similares y conexas, para promover su explotación racional, armónica e integral y garantizar su necesaria contribución al desarrollo económico, social y endógeno sostenible y sustentable de la República Bolivariana de Venezuela.

Su visión es ser el órgano de la Administración Pública Central líder rector de las áreas de hidrocarburos, energía en general, petroquímica, carboquímica, similares y conexas, en razón a su competencia institucional y acción adecuada y oportuna fundamentada sólidamente en la excelencia y motivación al logro de sus trabajadores¹.

Sus competencias son:

¹<http://www.menpet.gob.ve/secciones.php?option=view&idS=1>

- La regulación, formulación y seguimiento de políticas, la planificación, realización y fiscalización de las actividades del Ejecutivo Nacional en materia de hidrocarburos y energía en general.
- El desarrollo, aprovechamiento y control de los recursos naturales no renovables y de otros recursos energéticos, así como de las industrias eléctricas y petroleras. El estudio de mercado y análisis y fijación de precios de los productos de petróleo y del servicio de la electricidad.
- La prevención de la contaminación del medio ambiente derivada de las actividades energéticas y de hidrocarburos, en coordinación con el Ministerio de Ambiente y de los Recursos Naturales.
- Las demás que le atribuyan las leyes y otros actos normativos [6].

II.1.2 Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima (PDVSA)

Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima (PDVSA) Exploración, Producción y Refinación, es una de las corporaciones energéticas, más importantes a nivel nacional e internacional, adscrito al MPPPM. Fue creada en 1976 y representa la mayor fuente de ingresos de la República Bolivariana de Venezuela cuyas actividades económicas dependen básicamente de la comercialización del petróleo [9].

El 01 de Enero de 1998 Petróleos de Venezuela integra en su estructura operativa y administrativa a tres filiales, en este sentido se crearon tres divisiones funcionales: PDVSA Exploración y Producción, PDVSA Manufactura y Mercadeo y PDVSA Servicios.

La división PDVSA Exploración, Producción es responsable por el desarrollo de Petróleo, Gas, Carbón y la Manufactura de Orimulsión. Los objetivos principales de esta división son: realizar actividades de exploración, explotación, transporte, almacenamiento, refinación y comercialización nacional e internacional de los hidrocarburos preservando el ambiente, fomentar la búsqueda, extracción, procesamiento, transmisión y comercialización del gas natural; además de generar recursos fiscales al Estado venezolano promoviendo su desarrollo industrial [9].

Tiene sus áreas operacionales en Occidente, Sur y Oriente de Venezuela, cuya sede principal está situada en la ciudad de Caracas. La división Oriente se subdivide a su vez en los siguientes distritos operacionales: Distrito Maturín, Distrito Punta de Mata y Distrito San Tomé; siendo este último el área objeto del presente estudio.

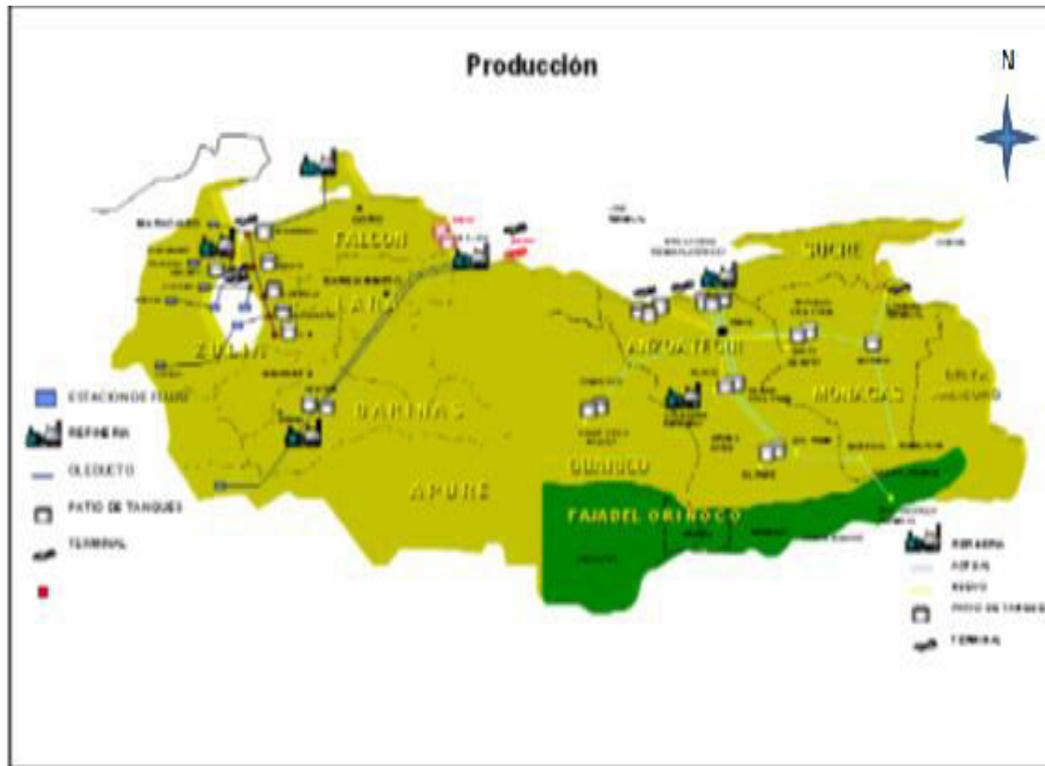


Figura II.1: Ubicación Geográfica de PDVSA

La Figura II.1 (tomada de [9]) muestra la ubicación geográfica de PDVSA a lo largo y ancho de la República Bolivariana de Venezuela.

II.1.3 PDVSA- Distrito San Tomé – Anzoátegui

El Distrito San Tomé, comprende la parte sur de los estados Anzoátegui, Guárico, específicamente en el centro de la Mesa de Guanipa (Zona sur de Estado Anzoátegui) y se extiende hasta Casma-Soledad en el estado Monagas con un área aproximada de 24.000 km² (Figura II.2, tomada de [1]).

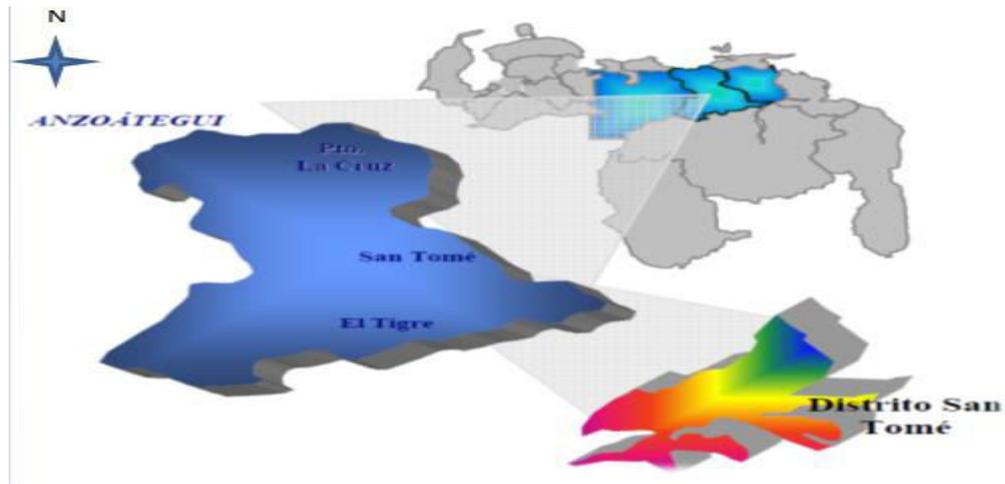


Figura II.2: Ubicación Geográfica del Distrito San Tomé

Desde el punto de vista organizacional pertenece a la División Oriente de PDVSA. La Figura II.3 tomada de [5] muestra la ubicación de las divisiones geográficas de PDVSA.

Desde el punto de vista operativo se encuentra dividido en las unidades de Producción (U.P.) Extra pesado, Pesado, Dación y Liviano-Mediano como se observa en la Figura II.4 (tomada de [2]).

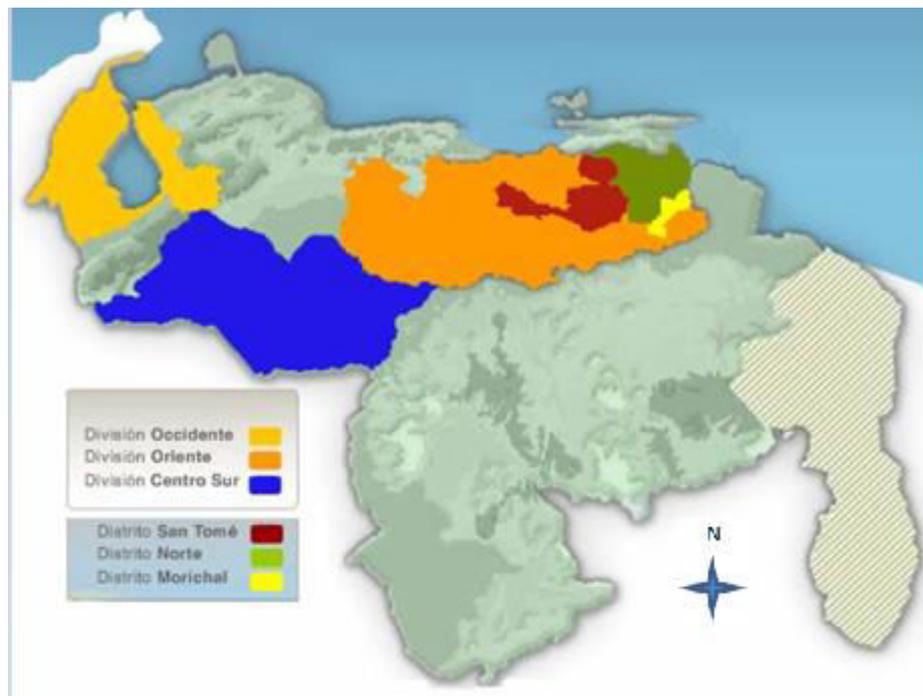


Figura II.3: Divisiones geográficas de PDVSA

II.1.4 Unidad de Producción (UP) Liviano-Mediano

La UP Liviano-Mediano (Figura II.4 tomada de [11]) corresponde a la gerencia de operaciones, y su función principal es la extracción y manejo del crudo Liviano-Mediano del Distrito San Tomé.

Entre las principales funciones de la UP Liviano-Mediano se encuentra controlar la volumetría alcanzada y esperada como producción diaria de cada uno de los pozos ubicados dentro del área, sin embargo, existen algunos pozos inactivos cuya reactivación acarrearía beneficios tanto operacionales como económicos [11].

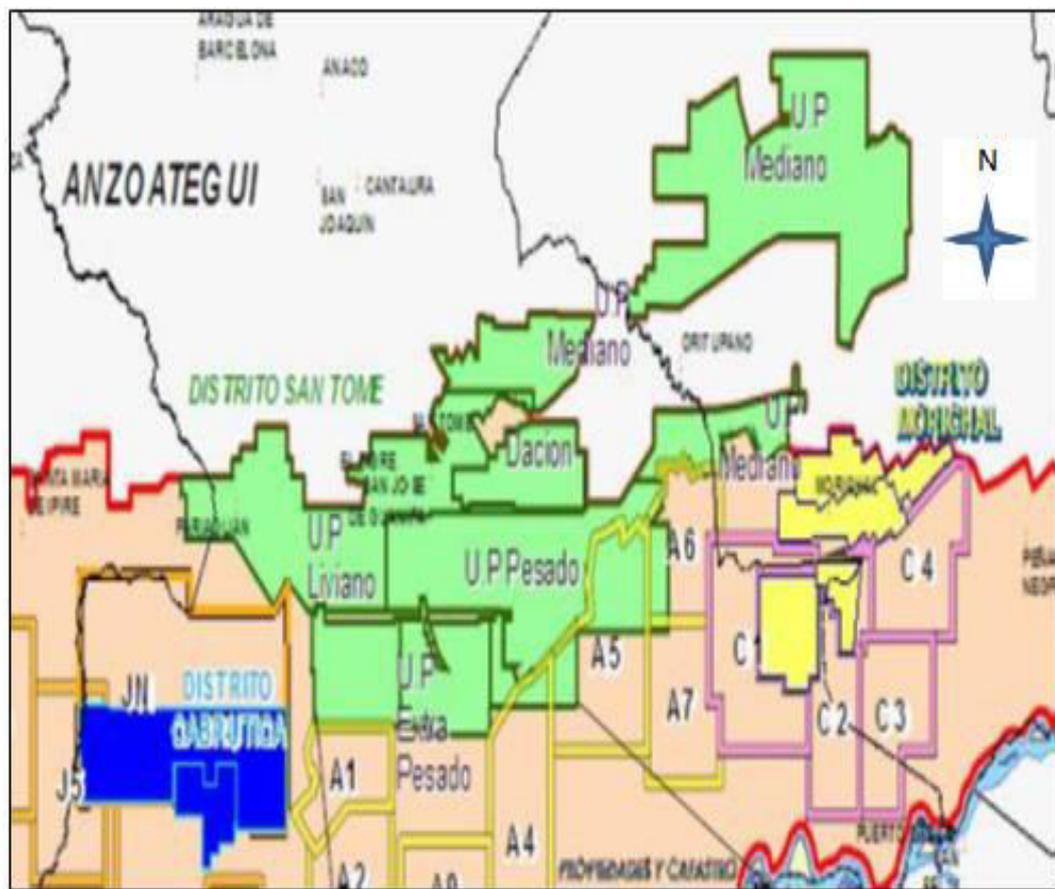


Figura II.4: Unidad de Producción del Distrito San Tomé - Anzoátegui.

II.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

II.2.1 Campo Nipa

Este campo se encuentra ubicado en la cuenca Oriental de Venezuela, sub-cuenca de Maturín dentro del grupo de campos de Oficina, a 10 km al Norte del campo

Guara Oeste [30]. La Figura II.5 tomada de [29], muestra la ubicación geográfica del Campo Nipa.

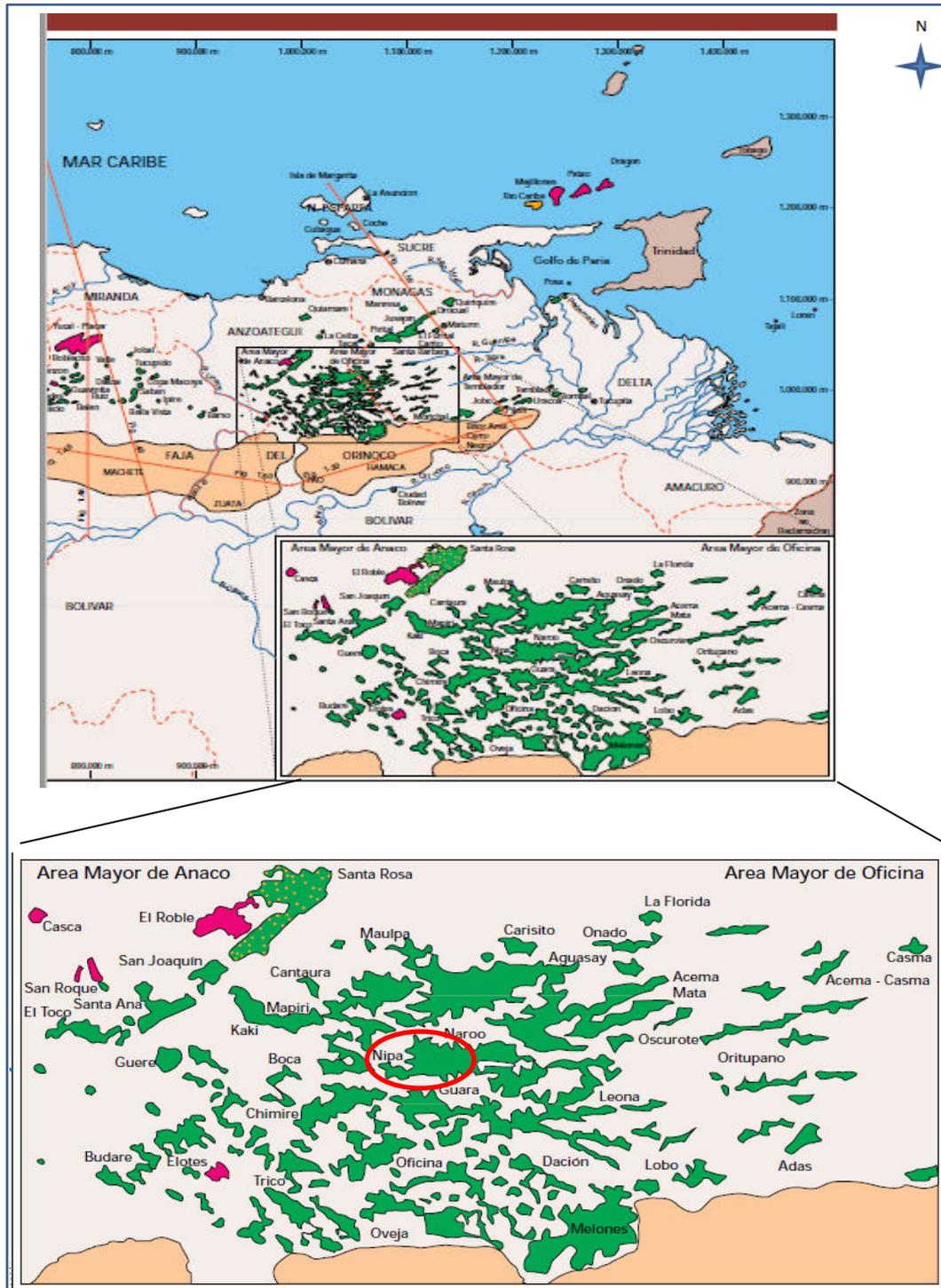


Figura II.5: Ubicación Geográfica del Campo Nipa

Fue descubierto utilizando los métodos de exploración sismógrafo, perforación y estructural, en el año 1945 con una profundidad de 1829 metros [31].

II.2.2 Cuenca Oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental de Venezuela es una depresión topográfica y estructural ubicada en la zona Centro-este del país, se extiende de Este a Oeste por los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas, Delta Amacuro y parte del estado Sucre prolongándose por la plataforma deltaica hasta el Sur de Trinidad; limitada al Norte por la línea que demarca el piedemonte meridional de la Serranía del Interior Central y Oriental, y al sur por el curso del río Orinoco [22]. (Figura II.6 tomada de [25]).

Ésta cuenca tiene una longitud aproximada de 800 km de Este a Oeste y un ancho promedio de 200 km de Norte a Sur. Se caracteriza topográficamente por presentar extensas llanuras y un área de mesas que comprende los estado Guárico y Monagas, abarcando alrededor de 165.000 Km² y estratigráficamente por contener 20.000 pies promedio de sedimentos paleozoicos, cretácicos, terciarios y recientes [22].

Estructuralmente, la Cuenca Oriental de Venezuela es una gran depresión donde la transgresión marina del Terciario invadió el oriente del país dejando una espesa secuencia sedimentaria, la misma se encuentra representada por areniscas y lutitas de las formaciones Freites, Oficina y Merecure, la cual descansa discordantemente sobre el Grupo Temblador perteneciente al Cretáceo [24].

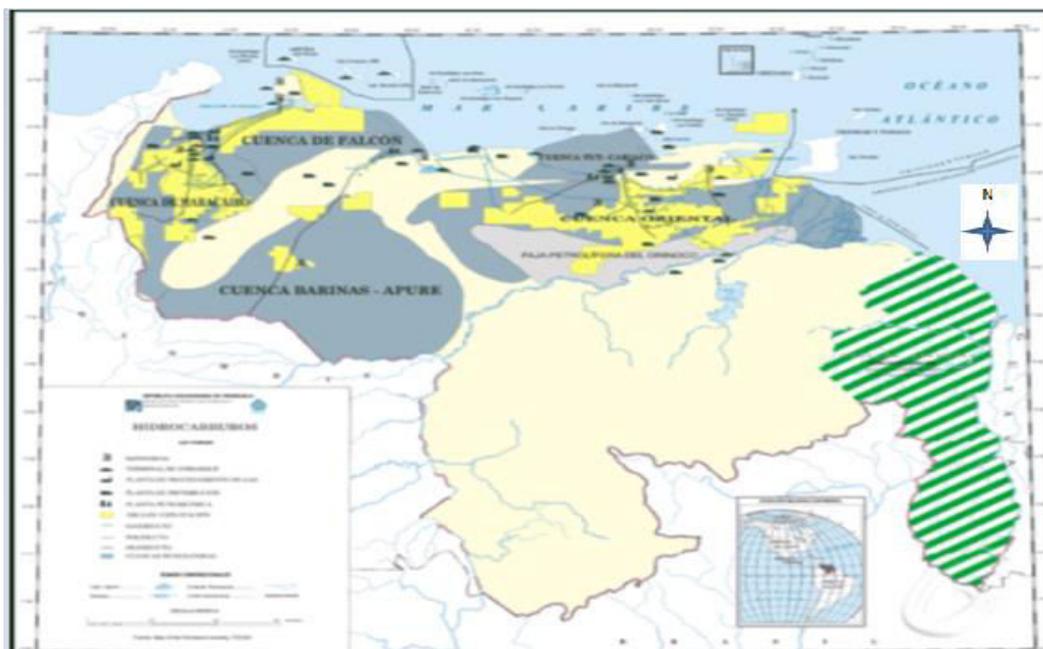


Figura II.6: Ubicación geográfica de las Cuencas de Venezuela.

En la Cuenca Oriental de Venezuela se distinguen ocho áreas principales productoras de petróleo: área de Guárico, área mayor de Anaco, área mayor de Oficina, área mayor de Temblador, Faja Petrolífera del Orinoco, área mayor de Jusepín, área de Quiriquire y área de Pedernales. En el área de la Faja Petrolífera del Orinoco se produce un truncamiento de todo el terciario contra las rocas cretácicas y pre-cretácicas del Macizo Guayanés [24].

La Figura II.7 (tomada de [33]) muestra la distribución de hidrocarburos por tipo que presenta la Cuenca Oriental de Venezuela.

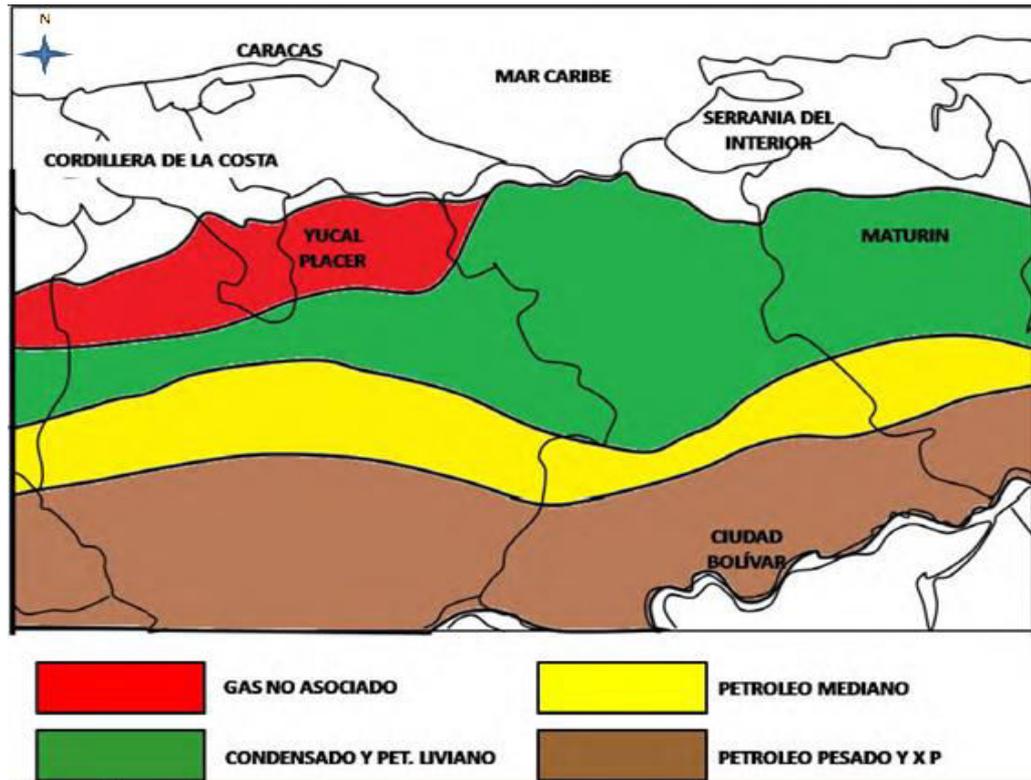


Figura II.7: Distribución de Hidrocarburos de la Cuenca Oriental de Venezuela (2003)

II.2.2.1 Geología de la Cuenca Oriental de Venezuela

Las acumulaciones de hidrocarburos en explotación se encuentran principalmente en el subsuelo de los llanos de los estados Anzoátegui y Monagas.

Los recipientes gasíferos y petrolíferos están constituidos en su totalidad por arenas cuyo origen es principalmente fluvial a deltaico y litoral.

Al Sur, en los llanos de Anzoátegui y Monagas, los intervalos productores son cuerpos arenosos que pertenecen principalmente a la Formación Oficina del Mioceno y Merecure del Oligoceno siendo la primera formación la unidad productora por excelencia en la Cuenca Oriental de Venezuela [23].

II.2.2.2 Estratigrafía de la Cuenca Oriental de Venezuela

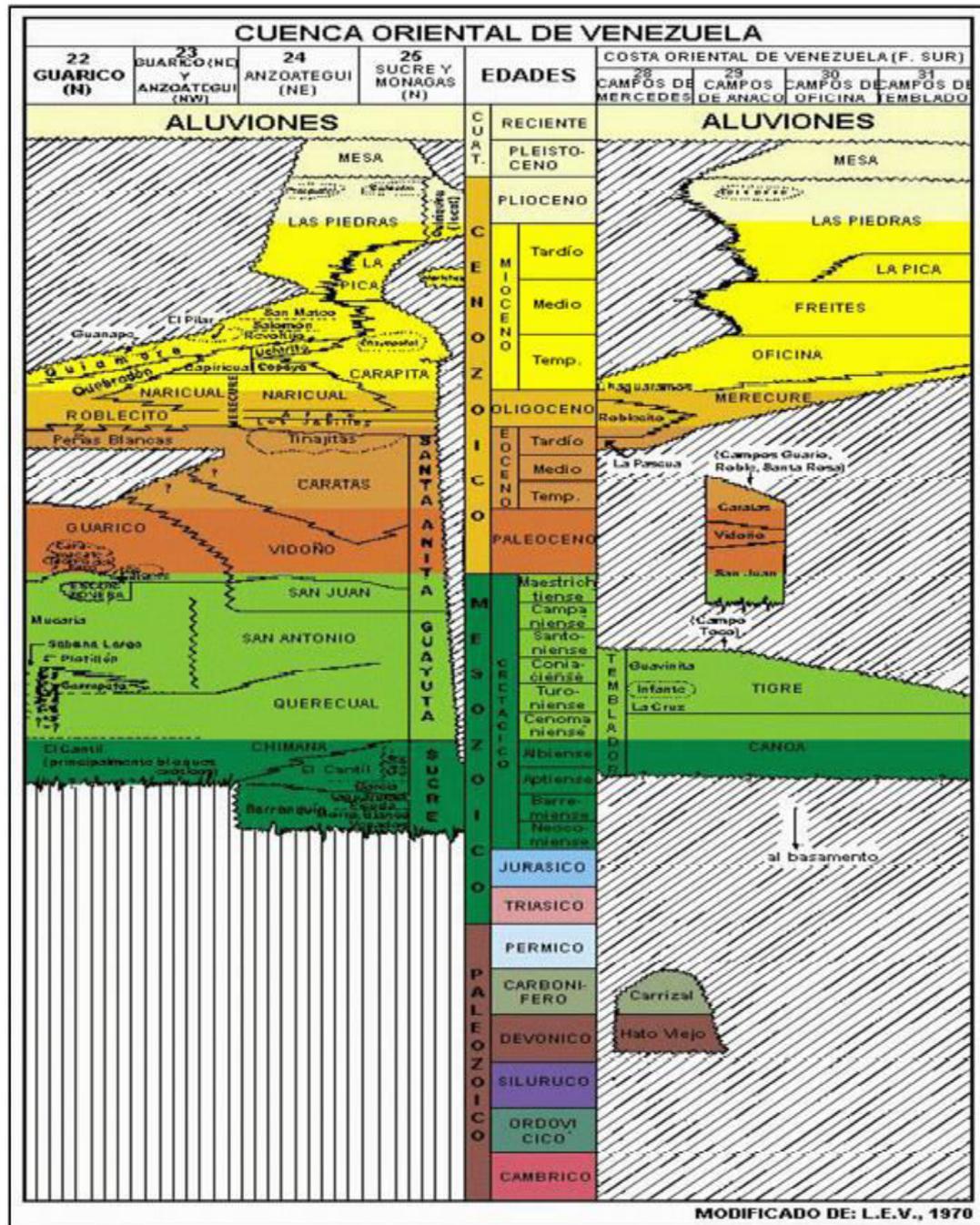


Figura II.8: Columna estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela Léxico estratigráfico de Venezuela

La estratigrafía consta exclusivamente de areniscas y lutitas, con edades que van desde el Paleozoico al Pleistoceno; las acumulaciones más importantes pertenecen

a las formaciones del periodo Terciario especialmente del Oligoceno y del Mioceno.

Según diversos estudios realizados en las formaciones productoras de la Cuenca Oriental de Venezuela, determinan que los cuerpos de arena que la constituyen fueron depositados en un ambiente fluvial a deltaico [23]. (Figura II.8 tomada de [23]).

II.2.3 Faja Petrolífera del Orinoco

La Faja Petrolífera del Orinoco es considerada uno de los más grandes depósitos de hidrocarburos medianos, pesados, extrapesados y bitúmenes en el mundo, calculadas en aproximadamente unos 270 mil millones de barriles de petróleo [24].

Ésta ocupa el borde meridional de la Cuenca Oriental de Venezuela y cubre una extensión de aproximadamente 55.314 km² en las áreas del sur de los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro. Los límites de la faja son las áreas mayores de Temblador, Oficina y Las Mercedes en su parte norte; el río Orinoco al sur; el Delta del Orinoco al este y el extremo oriental de la Cuenca Barinas-Apure al oeste.

Después de la nacionalización el 01 de Enero de 1.976, la industria petrolera llevó a cabo, entre finales de 1.978 y 1.983, un extraordinario esfuerzo exploratorio con el fin de cuantificar la magnitud de los recursos de la Faja. Siguiendo esta línea de investigación y para facilitar el trabajo de exploración a partir del trabajo de magna reserva, el área de la Faja Petrolífera del Orinoco fue dividida en cuatro sectores [24].

Los cuatro sectores o áreas resultantes de la división son:

- **Área de Carabobo:** ubicada en la zona Centro-Sur del estado Monagas y Sur-Este del estado Anzoátegui y con un área de 8.361 Km². Se compone de tres miembros formacionales: Morichal, Jobo y Pilón. Al igual que el

resto del área, el recipiente principal es el complejo de arenas deltaicas del Miembro Morichal.

- **Área de Junín:** ubicada al Sur-Este del estado Guárico y al Sur-Oeste del estado Anzoátegui con un área de 14.580 Km². Esta acumulación se encuentra en las arenas básicas no consolidadas de la Formación Oficina. Existen cuatro sectores que definen la calidad de los sedimentos en Junín: a) un área prioritaria (área de San Diego), cuyas arenas son altamente petrolíferas y pertenecen a la sección basal de la Formación Oficina; b) un conjunto de lentes de carácter que constituyen en gran parte las acumulaciones de segundo orden; c) el sector occidental denominado sector de Guárico, que contiene petróleo extrapesado en arenas arcillosas, intercaladas con niveles acuíferos y, finalmente, el Cretáceo que aporta mínimo volumen en el cómputo de reservas [23].
- **Área de Boyacá:** ubicada en el Centro-Sur del estado Guárico. Pertenecce a la zona más occidental de la Faja Petrolífera del Orinoco con una extensión superficial de aproximadamente 23.610 Km² las acumulaciones principales de hidrocarburos se encuentran en las formaciones Roblecitos, La Pascua y Chaguaramas Basal [23].
- **Área Ayacucho:** el área Ayacucho tiene una extensión de 8.763 Km² formando parte del flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela al Sur del Estado Anzoátegui. Ocupa parte Este central del río Orinoco, limita por el Norte con los campos Yopales Sur, Miga, Melones, Adas y Lejos; al Sur con el río Orinoco, por el Este con el Área de Carabobo y al Oeste con el Área de Junín. (Figura II.9 tomada de [26]).

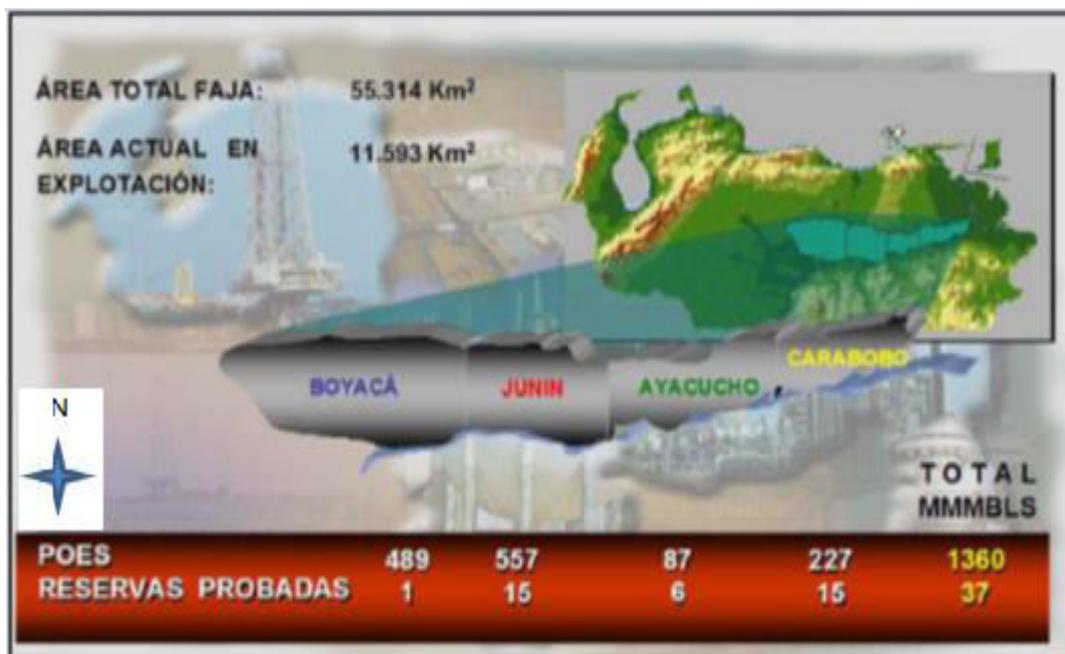


Figura II.9: Visión de los recursos de la Faja

II.2.3.1 Área Ayacucho

Constituye una de las áreas con mayores reservas de crudos medianos, pesados y extrapesados de Venezuela, representa una sexta parte del total de la Faja Petrolífera del Orinoco, forma parte del flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela al Sur del estado Anzoátegui, y comprende una superficie aproximada de 11.300 km². Limita por el Norte con las áreas tradicionales de crudo pesado, Yopales Sur, Miga, Melones, Lejos, Merey, Ostra, Oca Oveja, Adas, Oritupano y Oleos; al Sur con el río Orinoco, por el Oeste con el área de Zuata y por el Este con el área de Cerro Negro [27].

La estratigrafía presente en la región comprende rocas que van desde el precámbrico hasta el reciente y están afectadas por varios periodos de tectonismo que dieron lugar a eventos regionales que al combinarse entre sí, favorecieron la acumulación estratigráfica en gran magnitud.

El área Ayacucho se encuentra dividida por efectos de cuantificación de recursos y estrategia de explotación en dos zonas: Ayacucho Norte y Ayacucho Sur, las cuales

tienen diferentes características geológicas y se encuentran separadas por una línea de bisagra que representa un cambio de buzamiento a nivel del basamento [27].

El entrapamiento de hidrocarburos en Ayacucho Norte es fundamentalmente de tipo estructural en las arenas de Merecure y Oficina y descansan discordantemente sobre en Cretácico. Sin embargo, en Ayacucho Sur, es predominantemente estratigráfico en las arenas de Oficina.

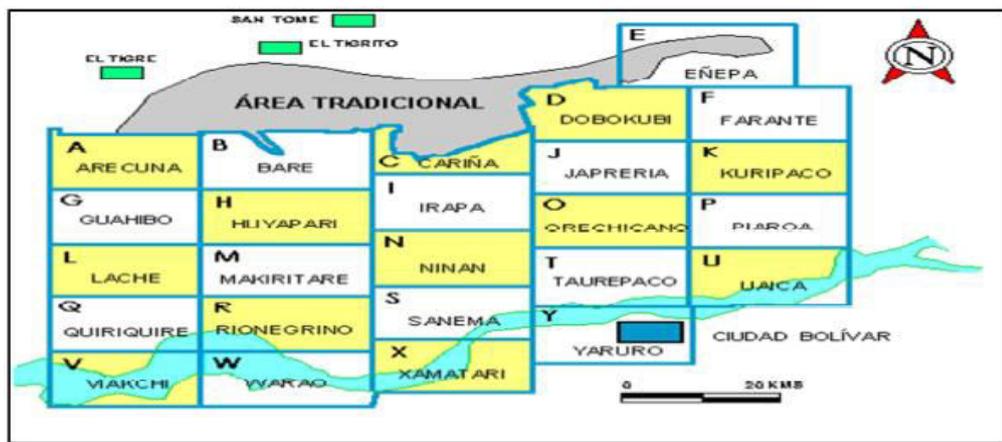


Figura II.10: División del área Ayacucho

Por razones operativas el área de Ayacucho se divide en 25 bloques o cuadrángulos. Éstos son: Arecuna, Bare, Cariña; Dobokubi, Eñepa, Farante, Guahibo, Huyapari, Irapa, Japreria, Kuripaco, Lache, Makiritare, Ninan, Orechicano, Piaroa, Quiriquire, Rionegrino, Sanema, Taurepan, Uaica, Viakchi, Warao, Xamatari y Yaruro [27]. (Figura II.10 tomada de [24]).

II.2.3.2 Estratigrafía del Área Ayacucho

Ésta área forma parte del flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, donde la columna estratigráfica se inicia con las rocas ígneas y metamórficas del Escudo de Guayana, que representa el Precámbrico. Sobre el basamento se ubican los sedimentos del Cretáceo, representados por las formaciones Tigre y Canoa del grupo Temblador, son arenas, limolitas y lutitas con capas de calcáreos en la Formación Tigre.

Estas formaciones se adelgazan hacia el Sur y se acuñan al Norte de la línea de bisagra, suprayacente se encuentra la Formación Merecure, depositada durante el Oligoceno [24].

La estratigrafía del Terciario está representada por las formaciones Oficina, del Mioceno Inferior y Freites, del Mioceno Medio. La Formación Las Piedras se depositan a fines del Mioceno y durante el Plioceno, el Pleistoceno está representado por la Formación Mesa. (Figura II.11 tomada de [28]).

EDAD		FORMACION	LITOLOGIA
NA RI O	RECIENTE	ALUVION	DEPOSITOS ALUVIALES
	PLEISTOCENO	MESA	ARENISCAS CONGLOMERATICAS LIMOS Y ARCILLA.
PLIOCENO		LAS PIEDRAS	ARENISCAS, LIMOLITAS, LUTITAS Y LIGNITOS.
SUPERIOR			
MI OC ENO	MEDIO	FREITES	LUTITAS MARINAS FOSILIFERAS , ARCILLAS Y ARENISCAS GRISES.
	INFERIOR	OFICINA	LUTITAS CON CUERPOS LENTICULARES DE ARENAS, ARENAS DE CANAL Y BARRAS DE MEANDRO
	OLIGOCENO	MERECURE	ARENISCAS MASIVAS CON INTRCALACIONES DE LUTITAS
CRETACICO		GRUPO TEMBLADOR (F. TIGRE / F. CANOA)	INTRCALACIONES DE LUTITAS, ARENISCAS Y LIMOLITAS.
PRE-CAMBRICO		BASAMENTO	COMPLEJO IGNEO - METAMORFICO

Figura II.11: Columna estratigráfica del área Ayacucho

II.2.3.3 Estructura del Área Ayacucho

Estructuralmente el área Ayacucho, donde se ubica el campo Nipa, forma parte de un homoclinal fallado, generalmente con dirección Este-oeste y con buzamiento suave de 2 a 4° al Norte [27].

El patrón estructural está constituido básicamente en dos sistemas de fallas, uno con dirección Noreste-suroeste y el otro Noroeste-sureste, que representa la continuación hacia el sur del sistema observado en el área mayor de Oficina [24].

El sistema Noreste-suroeste se compone por fallas normales de extensión regional, con buzamiento predominante al Norte y desplazamiento hasta de 600 pies, cortan

desde el basamento hasta el tope de la Formación Oficina. El sistema Noroeste-sureste, está constituido por fallas normales inclinadas tanto al Norte como al Sur, éstas desplazan hacia el Sureste las fallas del sistema anterior [27].

II.3 PETRÓLEO

El petróleo es una sustancia oleosa de color muy oscuro compuesta de hidrógeno y carbono, y se le llama hidrocarburo. Puede hallarse en estado líquido o en estado gaseoso. En estado líquido es llamado aceite "crudo", y en estado gaseoso, gas natural.

Su origen es de tipo orgánico y sedimentario. Se formó como resultado de un complejo proceso físico-químicos en el interior de la tierra, que, debido a la presión y las altas temperaturas, se van descomponiendo las materias orgánicas que estaban formadas especialmente por fitoplancton y el zooplancton marinos, así como por materia vegetal y animal, que se fueron depositando en el pasado en lechos de los grandes lagos, mares y océanos. A esto se unieron rocas y mantos de sedimentos. A través del tiempo se transformó esta sedimentación en petróleo y gas natural [2].

Existen diferentes tipos de petróleo que van desde los extrapesados hasta los condensados. Generalmente los hidrocarburos líquidos se clasifican en condensados y petróleos crudos, dependiendo de la gravedad específica (o gravedad API) de cada uno. Esta clasificación da idea de la viscosidad, pero no aporta información específica de las otras características y composición. Sin embargo, la gravedad API la utiliza el mundo petrolero para catalogar los crudos y establecer los correspondientes precios, tomando en cuenta otros factores, como contenido de metales o azufre, sal, corrosividad o rendimiento específico de determinado producto a partir del crudo particular.

El sistema API, desarrollado por el "American Petroleum Institute" es una escala empírica para expresar las gravedades específicas en grados, comenzando con 10° API para la gravedad específica del agua fresca a 60° grados F [2].

La gravedad API, es una medida de densidad que describe cuán pesado o liviano es el petróleo comparándolo con el agua. Si los grados API son mayores a 10, es más liviano que el agua, y por lo tanto flotaría en esta. La gravedad API es también usada para comparar densidades de fracciones extraídas del petróleo. Por ejemplo, si una fracción de petróleo flota en otra, significa que es más liviana, y por lo tanto su gravedad API es mayor. Matemáticamente la gravedad API no tiene unidades. Sin embargo siempre al número se le coloca la denominación grado API. Esta gravedad es medida con un instrumento denominado hidrómetro. La Ecuación 1 muestra la fórmula utilizada para obtener la gravedad API.

$$API_D = \frac{141,5}{\gamma_D} - 131,5$$

Ecuación 1: Gravedad API

La Ecuación 2 muestra la formula usada para obtener la gravedad específica del líquido derivada de los grados API. El valor estándar 60°F (o 15 5/9 °C) es usado para la medición y reportes de mediciones [2].

$$\gamma_i = \frac{141,5}{131,5 + API}$$

Ecuación 2: Gravedad Específica del Líquido

La clasificación de los crudos por rango de grados API que utiliza Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería en Venezuela se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1: Clasificación de Petróleo por Rangos de °API

Crudo	Rango de °API
Liviano	30-40,2
Mediano	22,0-29,9
Pesado	10,0-21,9
Extrapesado	≤9,9

El término petróleo crudo se refiere al hidrocarburo no refinado. Su rango varía hasta 40,2 °API y su color va del amarillo al negro. Se denominan condensados a aquellos hidrocarburos que se encuentran en estado gaseoso a condiciones del yacimiento y se transforman en líquido durante el proceso de producción de los pozos (condensación retrógrada). Su gravedad está por encima de 40,2 °API [2].

II.3.1 Petróleo Mediano

El crudo medio o mediano con grado API entre 29.9 y 22, contiene concentración media de hidrocarburos de bajo peso molecular, lo cual lo hace fácil de transportar, este tipo de petróleo se busca para obtener combustible y materias primas para polímeros y parafinas [2].

II.4 RESERVAS DE PETRÓLEO

Las reservas de petróleo son las cantidades de petróleo que se anticipa serán recuperadas comercialmente de yacimientos conocidos hasta la fecha dada. A los efectos de definición “petróleo” incluyen los gases o líquidos producidos [14].

II.4.1 Clasificación de las reservas

Las reservas se pueden clasificar como:

- **Reservas Probadas:** Son las cantidades de petróleos que, por el análisis de los datos geológicos e ingenieriles, puede estimarse con razonable certeza que serán comercialmente recuperables en un futuro definido, de los reservorios conocidos bajo las condiciones económicas los métodos y las regulaciones gubernamentales actuales. Las reservas probadas pueden categorizarse como desarrolladas o no desarrolladas que a su vez se subdividen en desarrolladas en producción y desarrolladas no en producción (Tabla 2).
- **Reservas No Probadas:** Se basan en datos geológicos y económicos similares a los usados para estimar las reservas probadas; pero las incertidumbres técnicas, contractuales, económicas, o de regulación evitan que sean clasificadas como probadas. Las reservas no probadas pueden estimarse asumiendo condiciones económicas futuras diferentes de aquellas prevalecientes en el momento de la estimación. El efecto de posibles mejoras futuras en las condiciones económicas y los desarrollos

tecnológicos puede ser expresado asignando cantidades apropiadas de reservas a las clasificaciones “probables” y “posibles”:

- **Reservas Probables:** son las reservas no probadas que el análisis de datos de geología e ingeniería sugieren que son menos ciertas que las probadas. En este contexto, cuando se usen métodos probabilísticos, debe existir al menos una probabilidad de 50 % de que la cantidad a ser recuperada será igual o excederá a la suma del estimado de reservas probadas más las probables [14].
- **Reservas Posibles:** son las reservas no probadas que el análisis de los datos de geología e ingeniería sugieren que son menos ciertas a ser recuperadas que las reservas probables. En este contexto, cuando se utilicen métodos probabilísticos, debe existir al menos una probabilidad de 10 % de que las cantidades a ser recuperadas serían iguales o excederían la suma de las reservas probadas más probables y más posibles [14].

Tabla 2: Clasificación de Reservas de Petróleo

Clasificación de Reservas		
Probadas	Desarrolladas	En producción
		No en producción
	No desarrolladas	
No Probadas	Probables	
	Posibles	

II.4.2 Cálculo de Reservas

La Ingeniería de Reservas es la rama de la ingeniería de petróleo que se encarga de estimar las cantidades de crudo y gas originales en sitio (POES Y GOES). Apoyándose en técnicas probabilísticas y de cálculos matemáticos y físicos se han logrado alcanzar métodos de alta fiabilidad que permiten estimar y predecir los comportamientos del yacimiento durante la producción e incluso antes de ella.

Los métodos más usados para el cálculo del volumen de reservas son los siguientes:

- **Método Volumétrico:** Es utilizado para determinar POES y GOES, más no determina reservas como tal, pues éstas como se dijo antes es el volumen de crudo que se puede producir y no todo el volumen de hidrocarburos que se encuentra en el yacimiento se puede extraer. Sin embargo, este método es el más antiguo, simple y rápido.
- **Curvas de Declinación de Producción:** El típico análisis consiste en graficar datos de producción contra tiempo en papel semilog e intentar ajustar estos datos con una recta la cual se extrapola hacia el futuro (ver ejemplo en la Figura II.12). Las reservas se calculan con base en una tasa de producción promedia anual. La curva de declinación de producción es una curva que simula el comportamiento de la producción del yacimiento, la cual puede ser logarítmica, exponencial, etc.

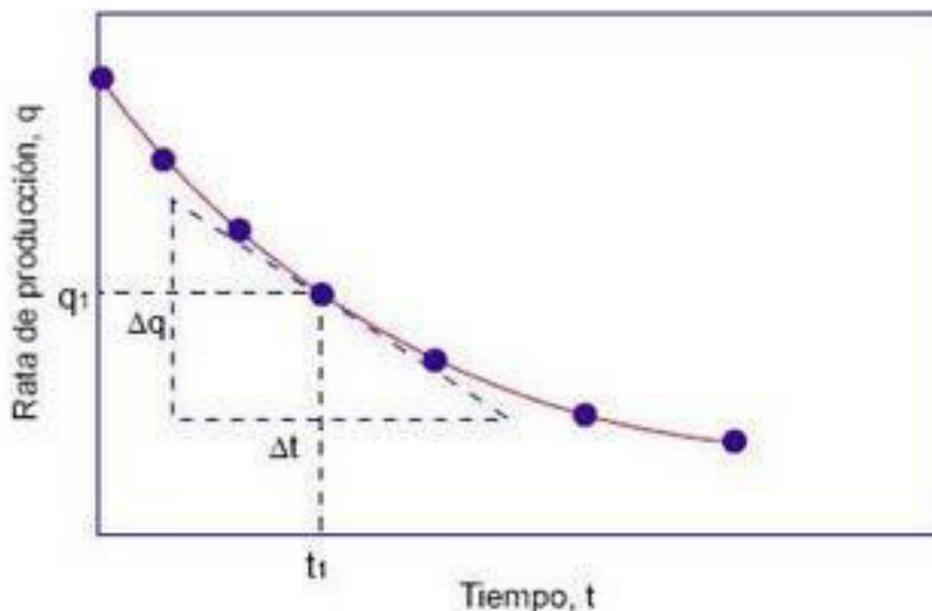


Figura II.12: Ejemplo Curva de Declinación de Producción

- **Balance de Materiales:** El Balance de Materiales para estimar reservas se basa en: Determinar los fluidos iniciales en el yacimiento. Calcular la intrusión del agua hacia el yacimiento. Pronosticar la presión y la producción del yacimiento.
- **Simulación de yacimientos:** La función principal de un simulador es ayudar a los ingenieros a entender el comportamiento de la presión y la

producción y de este modo predecir las tasas en cada pozo como función del tiempo. Para estimar las reservas, hace falta construir un modelo virtual del yacimiento. Este modelo, denominado modelo estático, es realizado conjuntamente por geólogos, geofísicos, petrofísicos e ingenieros de yacimiento.

Una vez dado el modelo estático, el simulador es capaz de calcular los flujos a través de todo el yacimiento. Los principios que rigen la simulación de yacimientos son relativamente simples².

II.5 YACIMIENTO

Se entiende por yacimiento a una porción de una trampa geológica compuesta por roca porosa y permeable que contiene hidrocarburos, la cual se comporta como un sistema intercomunicado hidráulicamente. Los hidrocarburos ocupan los poros o huecos de la roca almacenadora, se encuentran sujetos a altas presiones y temperaturas debido a la profundidad donde se encuentra el yacimiento [14].

II.6 POZO

Es un agujero o conducto que se hace a través de la roca, desde la superficie hasta llegar al yacimiento, en el cual se instalan sistemas de tuberías y otros elementos con el fin de establecer un flujo de fluidos controlados entre la formación productora (yacimiento) y la superficie [14].

II.6.1 Pozos Activos

Son aquellos pozos que se encuentran en producción en un área. En estos pozos se puede medir la producción, la tasa diaria de petróleo, el agua y el gas.

II.6.2 Pozos inactivos

Son aquellos pozos que se encuentran cerrados a producción por diversas causas. Los pozos inactivos pueden ser incorporados o no nuevamente al potencial dependiendo de la magnitud de las causas que motivó su cierre, entre las que se

²<http://ingenieria-de-petroleo.lacomunidadpetrolera.com/2008/11/la-ingeniera-de-reservas-es-la-rama-de.html>

encuentran: producción de fluidos indeseables como agua y/o gas, problemas mecánicos, entre otros [13].

II.7 CLASIFICACIÓN DE POZOS

En Venezuela, los pozos se pueden clasificar de acuerdo a diversos factores, entre ellos:

II.7.1 Según el MPPPM

Los pozos pueden ser:

- **Pozo Exploratorio:** pozo que se perfora para verificar la presencia de hidrocarburos económicamente rentable en un área donde por estudios geológicos/geofísicos se creen existen las condiciones necesarias para que esto ocurra.
- **Pozo de avanzada:** una vez que se ha detectado la presencia de acumulaciones comerciales de hidrocarburos con la perforación de un pozo exploratorio, este tipo de pozos se perforan con el objetivo de establecer límites del yacimiento.
- **Pozo de desarrollo:** son pozos que se perforan con el objetivo de explorar, extraer y drenar eficientemente las reservas de un yacimientos.

Para catalogar la perforación y terminación de pozos, de acuerdo al objetivo, al área donde se perfora y otras condiciones dentro de los campos y yacimientos, el MPPPM utiliza la clasificación Lahee (ver Tabla 3).

La clasificación después de la perforación bien puede no corresponder horizontalmente a la clasificación hecha antes de perforar el pozo, ya que de resultar seco el objetivo original puede haberse terminado en otro yacimiento³.

³<https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/05/clasificacion-de-los-pozos-de-acuerdo.html>

Tabla 3: Clasificación de Pozos de acuerdo a Lahee

Clasificación Lahee				
Objetivo	Área donde se perfora	Clasificación antes de la perforación	Clasificación después de la perforación	
		A (Exploratorio)	B (Productor)	C (Seco)
Para desarrollar y extender yacimientos	Dentro del área probada	0 De desarrollo	0 De desarrollo	0 De desarrollo
	Fuera del área probada	1 De avanzada	1 De extensión	1 De avanzada
Para descubrir nuevos yacimientos en estructuras o formaciones ya productivas	Dentro del área probada	2 ^a De yacimientos superiores	2 ^a Descubridor de yacimientos superiores	2 ^a Exploratorio de yacimientos superiores
		2b De yacimientos profundos	2b Descubridor de yacimientos profundos	2b Exploratorio de yacimientos profundos
	Fuera del área probada	2c De nuevos yacimientos	2c Descubridor de nuevos yacimientos	2c Exploratorios de nuevos yacimientos
Para descubrir nuevos campos	Áreas nuevas	3 De nuevo campo	3 Descubridor de nuevo campo	3 Exploratorio de nuevo campo

II.7.2 Según el Objetivo que se Persiga

Los pozos se pueden clasificar como (Figura II.13):

- **Pozo Productor:** permite extraer los fluidos de las formaciones productoras.
- **Pozo Inyector:** permiten inyectar fluidos en las formaciones atravesadas durante la perforación.
- **Pozo estratigráfico o geológico:** son pozos que se perforan únicamente con el objetivo de obtener información geológica de las formaciones atravesadas durante la perforación.
- **Pozo de Alivio:** este tipo de pozo se perforan únicamente para reducir o disminuir la presión de un pozo en el cual ha ocurrido un reventón.
- **Pozo Observador:** por lo general son pozos productores y/o inyectoras que en la etapa final de su vida útil se utilizan como pozos observadores para monitorear el comportamiento de un yacimiento, grupos de pozos o después que se realizan trabajos en pozos cercanos a él.

- **Pozo de Disposición:** son pozos que se perforan con el objetivo de disponer aguas de formación, fluidos de perforación, desechos, etc., porque no hay formas de manejarlos en superficies.

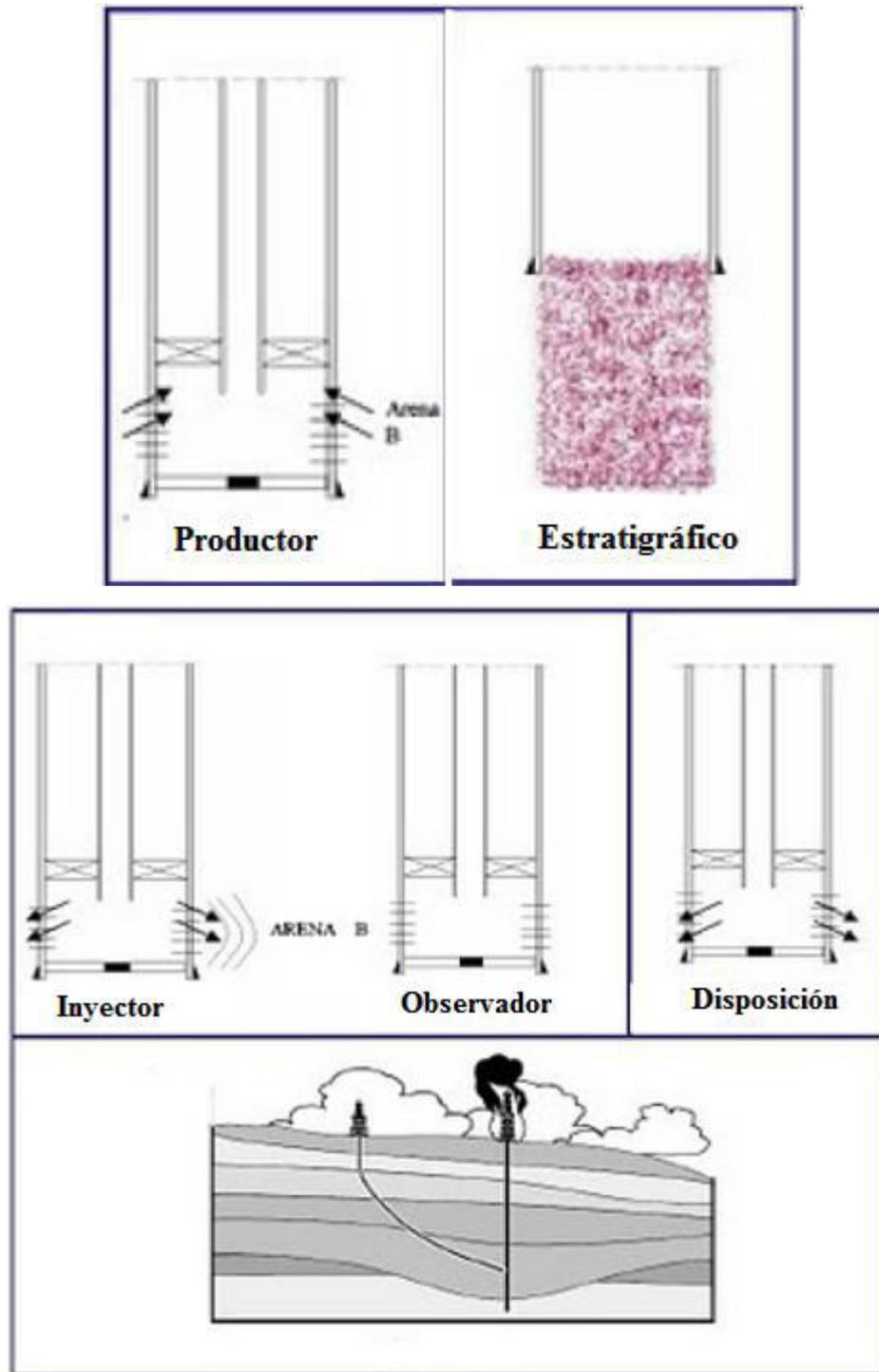


Figura II.13: Clasificación de Pozos Según el Objetivo que Persiga

II.7.3 Según el Tipo de Trayectoria

Los pozos se pueden clasificar como (Figura II.14):

- **Pozos Verticales:** son pozos cuya desviación no es mayor de 10° . Se dice que un pozo es vertical cuando su trayectoria no rebasa los límites del perímetro de un cilindro imaginario, que se extiende desde la superficie hasta la profundidad total y cuyo radio, desde el centro de mesa rotatoria toca las cuatro patas de la cabria.

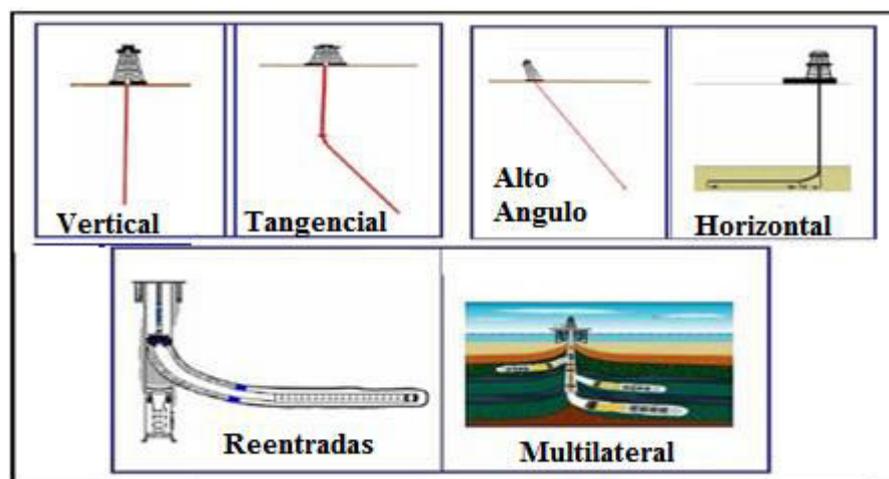


Figura II.14: Clasificación de Pozos Según el Tipo de Trayectoria

- **Pozos Direccionales:** son pozos en los cuales su trayectoria es intencionalmente desviada para alcanzar un objetivo determinado. Estos pozos pueden ser :
 - **Tipo Tangencial:** la desviación deseada se obtiene a poca profundidad y se compone por una sección cuya tasa de incremento del ángulo se mantienen hasta alcanzar la profundidad objetivo.
 - **En forma de S:** la trayectoria total del pozo se compone de una sección vertical, seguida por una sección de incremento de ángulo, una sección tangencial y una sección de disminución de ángulo. Pueden ser de dos formas: (1) Tipo S: en la que la sección final de caída de ángulo que llega a cero grados (0°) en el objetivo; (2) Tipo S especial: la sección de caída de ángulo es diferente a cero grados

(0°) y seguidamente viene una sección de mantenimiento de ángulo hasta el objetivo.

- **Inclinados o de Alto Angulo:** son pozos iniciados desde la superficie con un ángulo de desviación predeterminado constante, para lo cual se utilizan taladros especiales inclinados.
- **Horizontal:** son pozos perforados paralelos a los planos de estratificación de un yacimiento con la finalidad de tener mayor área de producción. Son pozos con ángulos de inclinación no menor de ochenta y seis grados (86°) respecto al vertical.
- **Multilateral:** son pozos que consisten básicamente en un hoyo primario y uno o más hoyos secundarios que parten del hoyo primario, cuyo objetivo principal es reducir el número de pozos que se perforan, además de acelerar la producción de reservas.
- **Reentradas:** son pozos que se perforan desde pozos preexistentes, pudiéndose reperforar un nuevo hoyo en forma vertical o direccional.

II.7.4 Según el tipo de Crudo y/o Fluido Producido

Los pozos se pueden clasificar como:

- **Pozos productores de Petróleo**, ver
- Tabla 1: Clasificación de Petróleo por Rangos de °API.
- **Pozos Productores de Agua**

II.7.5 Clasificación de Pozos por Categoría

Con el fin de categorizar y determinar el estado de productividad de cada uno de los pozos petrolíferos ubicados a lo largo y ancho del territorio nacional, el MPPPM cuenta con una nomenclatura que abarca a detalle cada uno de los posibles estados dentro de los cuales se puede encontrar un pozo, incluyendo el estado de inactividad y sus posibles causas.

La Tabla 4 contiene la clasificación denominada “Pozos superficie por categoría” empleada por el MPPPM para la organización e identificación de los pozos

superficies según su estado de productividad. Esta clasificación identifica los pozos en categorías según su estado de funcionalidad:

Tabla 4 Categoría General de Clasificación de Pozos utilizada por el MPPPM

Categoría General
1 - Pozos activos
2 - Inactivos con disp. Inmediata
3 - Inactivos no disp. Para prod. Inmediata
5 - No económicos actualmente
7 - Pozos de Gas y Agua
8 - Pozos de Inyección
9 - Otros pozos

- **Categoría 1:** constituyen todos los pozos activos, es decir, todos los pozos que se encuentran en producción [32].
- **Categoría 2:** son pozos inactivos que pueden reactivarse para su producción inmediata con un servicio o trabajo menor, tales como una limpieza, una pesca fácil, cambio de correa, entre otros.
- **Categoría 3:** son pozos inactivos que para reactivarlos es necesario un trabajo de reacondicionamiento mayor y requieren una cabria o taladro en sitio para lograr su funcionamiento.
- **Categoría 5:** son pozos que están esperando abandono ya sea por razones mecánicas, causas desconocidas, alto corte de agua, alta producción de arena, entre otros [32].
- **Categoría 7:** en esta categoría se encuentran todos los pozos productores de gas y agua.
- **Categoría 8:** son pozos inyectoros bien sea de gas o de agua.
- **Categoría 9:** son todos los pozos que se encuentren abandonados o bien sea recompletados en otro yacimiento [32].

Dentro de todas estas categorías, a su vez, existen otras especificaciones que describen en pocas palabras los sub estados. Por ejemplo: para categoría 5, AA

(esperando por abandono), EE (cerrado por razones económicas), EG (cerrado por alta RGP); para categoría 9, A1 (Abandono por razones económicas), A2 (abandono por razones mecánicas), A3 (abandono por alta relación agua petróleo), entre otras.

II.8 COMPLETACIÓN DE POZOS

Se define como el acondicionamiento del pozo, mediante la ejecución de una serie de procesos que involucran el uso de productos e instalación de equipos y herramientas, que se inicia con la corrida del revestidor de producción, y termina con el logro del objetivo por el cual fue perforado el pozo, por ejemplo, la puesta en producción del mismo [14].

Constituye el primer paso en lo que será la etapa de producción del pozo. Generalmente, la última sarta se cementa luego de haber hecho un análisis completo de las perspectivas de productividad del pozo porque en caso contrario se incurriría en costos innecesarios de la tubería, cementación, cañoneo y pruebas.

El objetivo principal de la completación de un pozo es obtener el mayor recobro (índice de productividad) posible durante la vida productiva del pozo sin comprometer la inversión u costos de la misma [16]. Las apreciaciones más importantes que conducen a una buena terminación son:

- El tipo de hoyo que penetra los estratos perforados: si es vertical, desviado convencional, desviado de largo alcance, inclinado u horizontal.
- El rumbo y el aspecto de la circulación de la trayectoria del hoyo, para que las sargas de revestimiento queden bien centradas y la cementación de las mismas sea eficaz.
- En el caso del hoyo desviado de largo alcance, el inclinado o el horizontal se tomarán las precauciones requeridas para evitar atascos durante las operaciones de revestimiento y cementación de las sargas. Si la sarta horizontal se utiliza como revestidor y como sarta de producción, la metida y colocación en el hoyo requiere esmerada atención para que quede bien centrada, y la cementación y el cañoneo se hagan sin inconvenientes [15].

- Los gradientes de presión y de temperatura para mantener el fluido de perforación o los especiales de terminación dentro de las exigencias requeridas. Igualmente la selección de cementos y aditivos para la cementación de sartas, especialmente la última sarta.
- Revisión del Informe Diario de Perforación para refrescar la memoria sobre los incidentes importantes surgidos como por ejemplo: atascamiento de la sarta de perforación, pérdidas parciales o totales de circulación, desviación desmedida del hoyo y correcciones, derrumbes, arremetidas por flujo de agua, gas y/o petróleo [15].
- Interpretaciones cualitativas y cuantitativas de pruebas hechas con la sarta de perforación en el hoyo desnudo para discernir sobre: presiones, régimen de flujo, tipo y calidad de fluidos: gas, petróleo y agua.
- Registros y/o correlaciones de registros para determinar: tope y base de los estratos, espesor de intervalos presuntamente productivos, zonas de transición, porosidad, permeabilidad, tipo de roca, buzamientos, accidentes geológicos (fallas, plegamientos, adelgazamiento, discordancia, corrimientos, entre otros), características del petróleo a producirse.
- Estudio de historias de perforación, terminación y producción de pozos contiguos, cercanos o lejanos para apreciar procedimientos empleados anteriormente, comportamiento mecánico de las terminaciones, posibles reparaciones realizadas y desenvolvimiento de la etapa productiva de los pozos [15].
- El tipo de completación usada y los trabajos a realizar van a depender simplemente de la productividad inicial, reparaciones futuras y eficiencia operacional del pozo. Debido a estos factores, la selección y diseño del programa de completación toma en cuenta los citados elementos:
 - La tasa de producción esperada.
 - Las reservas de la zona a completar.
 - Los mecanismos de producción que pueden emplearse en la zona de completación.
 - Los trabajos futuros de estimulación (Fracturamiento hidráulico, acidificación, estimulación mediante inyección de vapor), entre otros.

- Las necesidades de control de arenas.
- Los procesos de levantamiento artificial mediante bombeo mecánico o el uso de gas.
- Las inversiones requeridas.
- Las posibles reparaciones en el futuro [15].

II.9 RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO

La recuperación mejorada de petróleo se clasifica en:

II.9.1 Recuperación Primaria (Primary Oil Recovery)

Extracción de petróleo utilizando únicamente la energía natural disponible en los yacimientos para mover los fluidos, a través de la roca del yacimiento hacia los pozos [13].

II.9.2 Recuperación Secundaria (Secondary Oil Recovery)

Se refiere a técnicas de extracción adicional de petróleo después de la recuperación primaria. Esta incluye inyección de agua, o gas con el propósito en parte de mantener la presión del yacimiento [13].

II.9.3 Recuperación Mejorada (Enhance Oil Recovery)

Es la extracción adicional del petróleo después de la recuperación primaria, adicionando energía o alterando las fuerzas naturales del yacimiento. Esta incluye inyección de agua, o cualquier otro que complete los procesos de recuperación del yacimiento [13].

II.10 REACTIVACIÓN DE POZOS

La reactivación de un pozo catalogado como inactivo, son todas aquellas operaciones y actividades las cuales son necesarias realizar para mejorar o reparar las condiciones del pozo con la finalidad de lograr restablecer el flujo de fluido desde el yacimiento hasta la superficie, por lo general la reactivación de un pozo desincorporado de producción en una zona de explotación petrolera puede llevarse a cabo usando técnicas de rehabilitación y reacondicionamiento según la causa de cierre del mismo.

II.10.1 Rehabilitación de pozos

El termino rehabilitación (también conocido como reparación, reacondicionamiento o workover) se refiere a una variedad de operaciones correctivas realizadas en un pozo a fin de mantener, restaurar o mejorar su producción.

Es un proceso que se lleva acabo después de la perforación y de la terminación que en conjunto son las operaciones que tienen como fin comunicar a la formación productora con la superficie teniendo como objetivo optimizar, rehabilitar o mejorar la productividad de un pozo y de esta manera obtener hidrocarburos al menor costo [14].

Entre las actividades de rehabilitación de pozos se pueden nombrar las siguientes:

- **Reparaciones menores o Servicios a pozos**

Son aquellas acciones correctivas en el estado mecánico de un pozo, necesarias para restablecer o mejorar las condiciones de producción del mismo. Que pueden ser ejecutadas en un corto periodo de tiempo, como lo son los cambios de bombas y cambios de tuberías. El objetivo principal es reemplazar piezas dañadas sin incrementar o disminuir las perforaciones, ni alterar las condiciones de flujo de la zona de producción.

Se enfocan en aspectos mecánicos del pozo sin tener una interacción con el yacimiento al realizar la operación. Dentro de estas: cambio de bombas, empacaduras, cabezal, válvulas, tuberías dañadas, motores, balancines, cabillas, etc. Generalmente, el uso de una guaya (wireline) adosada a un motor es suficiente para realizar el trabajo [14].

- **Reparaciones mayores**

Son el conjunto de actividades que se realizan para restablecer o mejorar la capacidad de producción de un pozo mediante la corrección de fallas mecánicas del equipo de completación, generalmente se realiza con la

finalidad de controlar problemas de producción de arena, tales actividades de reparación pueden ser empaques con grava, uso de camisas tipo ranuradas o rejillas.

Se realizan en la vecindad interna del pozo teniendo interacción con el yacimiento. Estas operaciones tienen mayores riesgos por lo que es recomendable analizar de forma correcta el comportamiento de cualquier agente externo que se requiera que interactúe con los fluidos del yacimiento. Dentro de estas, se mencionan: Cambio de la tubería de producción, poner a producir una nueva zona del yacimiento, acidificación, fracturamiento, taponamiento y abandono de una zona productora [14].

II.10.2 Reacondicionamiento de pozos

Los trabajos de reacondicionamiento son aquellos realizados en pozos de petróleo, gas o de inyección, después de haber cumplido la perforación y completación inicial. Cuyo objetivo principal es mejorar las condiciones productivas de los mismos (producción de hidrocarburos e inyección de fluidos). Los trabajos de reacondicionamiento se clasifican de acuerdo a si se efectúan en el mismo yacimiento o si tiene como fin cambiar la zona productora [14].

- **Trabajos realizados en el mismo yacimiento:** Cambios de intervalos de completación existente mediante perforaciones con cañoneos o por otros medios, controlar producción de petróleo o gas; controlar problemas de producción de arena; profundizar, cambio de métodos de producción, desviar o perforar direccionalmente y completar en el mismo yacimiento.
- **Recompletación de nuevos yacimientos:** Cambios del intervalo de completación a un yacimiento diferente; convertir un pozo abandonado, suspendido o de inyección en un pozo productor de petróleo o gas; desviar perforando direccionalmente o profundizar hacia un nuevo yacimiento [14].

II.11 CAUSAS DE INACTIVIDAD DE POZOS PETROLÍFEROS

Existen diversas causas de inactividad de pozos petrolíferos las cuales pueden ser agrupadas en según la disponibilidad del pozo (inmediata y no inmediata).

Los pozos pueden ser cerrados con disponibilidad inmediata por las siguientes causas:

- **Cerrado por falta temporal** de capacidad de almacenamiento de la producción.
- **Cerrada por control interno:** estos producirían con alta relación fluido/petróleo, si estuvieran en producción continua, pero alternando la apertura y cierre de ellas, se pueden obtener una producción dentro de los límites de esa relación en el área o campo donde se encuentra ubicado.
- **Esperando estímulo para iniciar flujo.**
- **Cerrada por falla temporal del sistema de utilización de gas:** ello influye en tuberías recolectoras, plantas, líneas, líneas a pozos inyectores, etc.
- **Cerradas por falta de mercado.**
- **Cerradas por otras causas:** Pozo – zonas, previamente activas, que esperan reparaciones menores de una instalación, como por ejemplo: Una planta de energía eléctrica o red de distribución, sistema de distribución de gas para levantamiento artificial (gas lift), estación de flujo, planta de deshidratación, etc.
- **Esperando reparaciones menores de superficie.** Tales como: estranguladores gastados, abrazaderas para líneas de flujo, válvulas, correas de unidad de bombeo, filtraciones estoperas, etc.
- **Esperando reparaciones menores de subsuelo.** Requieren trabajos menores de subsuelo y que no necesitan equipo de perforación, tales como abrir válvulas de seguridad, reemplazo de válvulas de gas lift u otro trabajo en equipos de tubería que requieran de tensión por medio de guayas (wireline).
- **Cerrado por estudio de yacimiento.** Pozo cerrado temporalmente para facilitar evaluación del yacimiento (prueba de interferencia, conificaciones de fluidos, etc.).

Los pozos pueden ser cerrados con disponibilidad no inmediata por las siguientes causas:

- **Esperando abandono.**
- **Esperando recompletación (cambio de zona productora):** trabajos tales como desviación del hoyo, perforación nuevo hoyo desde la superficie, profundización, cementación forzada, taponamiento, apertura de mangas con guayas, etc.
- **Encontrado inactivo.**
- **Cerrada por razones económicas:** Pozo – zonas que no están en capacidad de producir o ser reparadas en la actualidad.
- **Cerrado por alta relación gas/petróleo:** Pozo - zonas cerrada por producción anormal de gas.
- **Cerrado por orden oficial (ministerio):** Pozo – zona, cerrado mediante una orden del Ministerio.
- **Esperando instalación de superficie:** se refiere a la primera instalación mayor.
- **Esperando instalación de subsuelo:** Pozo – zonas que para producir requieren instalación de equipos de levantamiento artificial de subsuelo, sea bomba o levantamiento por gas (gas lift).

II.12 EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PROYECTOS

Toda propuesta firme o tentativa requiere de una evaluación económica en forma integral que determine su rentabilidad, incluyendo todas aquellas propuestas de inversión necesarias para la operación completa de la misma. La evaluación económica de los proyectos de inversión se realiza mediante la metodología de flujo de caja descontado, utilizando el mejor estimado (conservador) referente a costos e inversiones a fin de garantizar en la medida de lo posible el entorno sobre la inversión planificada [32].

II.13 INDICADORES ECONÓMICOS

Los indicadores económicos de la industria petrolera se definen como el conjunto de herramientas utilizadas para clarificar y definir, de forma más precisa, el impacto

de la economía de un proyecto o actividad que desarrolle la empresa. Son medidas verificables de cambio o resultado, diseñadas para contar con un estándar contra el cual evaluar, estimar o demostrar el progreso de la empresa con respecto a metas establecidas, facilitan el reparto de insumo, produciendo productos y alcanzando objetivos [32].

II.13.1 Valor presente neto (VPN)

Es la sumatoria del valor de los flujos de caja del proyecto correspondiente a cada año de horizonte económico y se determina por medio de la Ecuación 3 [13].

$$VPN = \sum_{i=0}^n \left(\frac{FCi}{(1+TD)^i} \right) - I$$

Ecuación 3: Valor Presente Neto (VNP)

En donde:

VPN: Valor presente neto (BsF).

FCi: Flujo de caja en el año inicio (BsF).

TD: Tasa de descuento (Fracción).

I: Inversión (BsF).

Para establecer el carácter vinculante de la inversión del proyecto en la industria petrolera actual se tienen las siguientes premisas:

VPN>0, entonces: ES RENTABLE.

VPN=0, entonces: MINIMA RENTABILIDAD.

VPN<0, entonces: NO ES RENTABLE [13].

II.13.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)

Se denomina tasa interna de retorno (TIR) a la tasa de interés promedio que se iguala al valor presente de un flujo de ingresos y gastos con la inversión inicial. Este indicador representa el interés compuesto promedio al cual se reinvierten los

excedentes de tesorería de un proyecto, independientemente del costo del capital de la empresa. A este indicador se le conoce también como eficiencia marginal de inversión [13].

La TIR se utiliza cuando se desea obtener una indicación puntual del rendimiento del proyecto que permita compararlo con el rendimiento de otros proyectos o instrumentos financieros. Partiendo de la definición anterior para el cálculo del valor presente neto tenemos Ecuación 4:

$$VPN = \sum_{i=0}^n \left(\frac{FCi}{(1 + TIR)^i} \right) - I = 0$$

Ecuación 4: Tasa Interna de Retorno (TIR)

Donde:

TIR: Tasa interna de retorno.

FCi: Flujo de caja en el año inicial (BsF) [13].

Para que un proyecto pueda considerarse atractivo utilizando el método TIR, el resultado de este indicador debe superar la tasa mínima de rendimiento que tenga la empresa o exigencia para el proyecto. Tomando en consideración lo siguiente:

TIR > TD, entonces: ES RENTABLE.

TIR = TD, entonces: MINIMA RENTABILIDAD.

TIR < TD, entonces: NO ES RENTABLE [13].

II.13.3 Eficiencia de la Inversión (EI)

Este indicador se determina como complemento a los indicadores tradicionales básicos como son el VPN y la TIR y facilita la decisión económica sobre una propuesta determinada. Conceptualmente corresponde a la rentabilidad que en términos presentes (valor actual) se obtiene para la unidad monetaria invertida [13].

Si los indicadores económicos determinados en una evaluación económica resultan mayores que los mínimos exigidos por la empresa, entonces la decisión económica debe ser proyecto, por el contrario si los indicadores resultan menores, la decisión debe ser invertir:

$VPN > 0$, entonces: INVERTIR.

$TIR > TIR \text{ M\u00ednimos}$, entonces: INVERTIR [13].

II.13.4 Tiempo de Pago Din\u00e1mico (TPd)

Tiempo requerido por el proyecto para recuperar la inversi\u00f3n inicial, usualmente el tiempo es demarcado por el flujo de caja descontado acumulado neto [16].

CAPÍTULO III.

MARCO METODOLÓGICO

En este capítulo se describe de forma sistemática la metodología aplicada para alcanzar los objetivos planteados al comienzo de la investigación.

III.1 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

El diseño de la investigación es la estrategia que adopta el investigador para responder al problema planteado [18].

La estrategia utilizada para realizar la presente investigación fue de tipo documental.

Es un proceso basado en la búsqueda, recuperación, análisis, crítica e interpretación de datos secundarios, es decir, los obtenidos y registrados por otros investigadores en fuentes documentales: impresas, audiovisuales o electrónicas. Como en toda investigación, el propósito de este diseño es el aporte de nuevos conocimientos [20].

La información necesaria, como carpetas y registros de los datos de los pozos en estudio para conocer su historial de producción se realizó mediante datos facilitados por PDVSA y el MPPPM.

III.2 POBLACIÓN MUESTRA

Para evaluar su historial de producción e identificar las posibilidades de reactivación fue seleccionada una muestra de 4 pozos inactivos productores de crudo mediano ubicados en el campo Nipa de una población de setecientos treinta y siete (737) pozos inactivos distribuidos en cuatrocientos veintiocho (428) yacimientos y treinta y seis (36) campos del Distrito San Tomé.

III.3 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

Con la finalidad de cumplir los objetivos planteados en la presente investigación y describir de forma detallada el tratamiento y análisis realizados a los datos o

información inherente a los pozos, se estableció el siguiente procedimiento metodológico (Figura III.1):

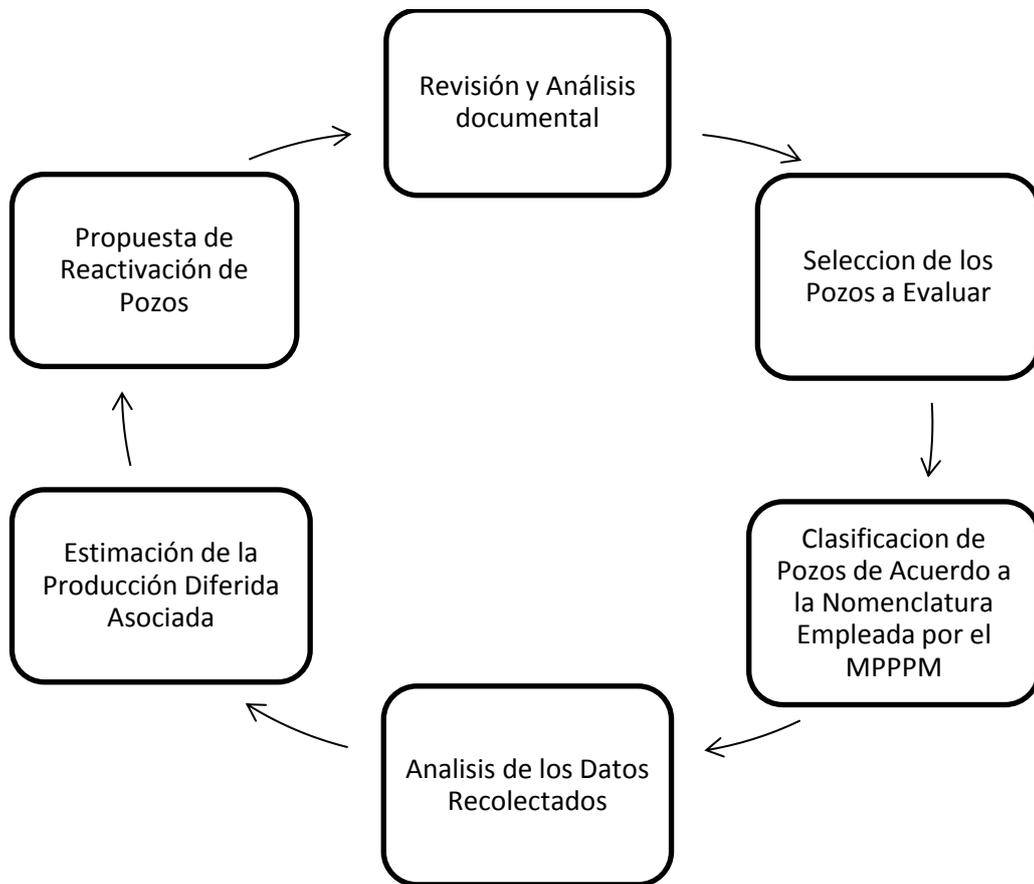


Figura III.1: Esquema Metodológico a Seguir (Fuente: Quintero, D. 2017)

III.3.1 Selección de los pozos a evaluar

En esta etapa se seleccionaron los pozos productores de crudo mediano que serían objeto de estudio.

Para realizar dicha selección se analizaron los datos suministrados por el MPPPM con una población constituida por setecientos treinta y siete (737) pozos inactivos distribuidos en cuatrocientos veintiocho (428) yacimientos y treinta y seis (36) campos de los cuales doscientos setenta y dos (272) son pozos productores de crudo mediano en la UP Liviano-Mediano.

El análisis de dichos datos permitió reducir la población y se obtuvo una muestra de cuatro (4) pozos seleccionados bajo los siguientes criterios: son pozos productores de crudo mediano, las reservas remanentes del yacimiento es superior a 10000 MBN, su tiempo de inactividad es menor a seis años (6) años y tienen asociados yacimientos de un POES (Petróleo Original en Sitio) significativo.

III.3.2 Clasificación de Pozos de acuerdo a la nomenclatura empleada por el MPPPM

En esta etapa se clasificaron los pozos de acuerdo a la nomenclatura empleada por el MPPPM (ver Capítulo CAPÍTULO II, Sección II.7.5) identificando su estado actual según los problemas inherentes a la producción, orientado a crudo mediano (ver Capítulo CAPÍTULO II, Sección II.11).

III.3.3 Análisis de los datos recolectados

Con el objeto de recomendar oportunidades de rehabilitación, reacondicionamiento y completación de los pozos inactivos según sea el caso, e incrementar la producción de crudos medianos de los pozos evaluados en esta etapa se realizó un análisis minucioso de los diferentes datos recolectados durante la investigación.

III.3.4 Estimar la producción diferida asociada

La producción diferida es el volumen de crudo que por diversas razones no se produce de acuerdo al potencial esperado en un determinado momento⁴. Las causas que originan la producción diferida son varias y se agrupan en dos categorías:

- **Producción Diferida Planificada:** es la porción de la producción diferida asociada a mantenimientos programados de plantas y equipos, conexión y arranque de nuevas instalaciones y toma de datos que involucren cierre de pozos.
- **Producción Diferida no Planificada:** representa la porción de producción diferida asociada a eventos imprevistos, tales como: rotura de líneas de flujo y gas, paros no programados de plantas de compresión de gas o estaciones

⁴<http://www.monografias.com/trabajos93/elaboracion-sistematica-del-plan-produccion/elaboracion-sistematica-del-plan-produccion2.shtml>

de flujo, fallas en los equipos de levantamiento artificial o daños en los equipos de superficie de los pozos, fallas eléctricas, siniestros, hurtos, saboteos u otros eventos de los que no se tiene certeza de su ocurrencia ni en frecuencia ni en tiempo. De acuerdo con lo anterior, la producción diferida no planificada solo puede ser estimada en base a estadísticas.

Al realizar una estimación de la producción diferida asociada al campo representativo evaluado se puede identificar si el pozo es un candidato y es rentable y factible para realizar actividades de reactivación, por ello, en esta etapa de la investigación se realizó un análisis para lograr la estimación de la producción diferida de los campos de los campos evaluados.

III.3.5 Propuesta de reactivación de pozos

Una vez seleccionados los pozos candidatos para la reactivación y asociado los datos y su producción diferida, se realizó una serie de recomendaciones y oportunidades de rehabilitación, reacondicionamiento y completación de los pozos inactivos según el caso.

Estas recomendaciones se realizaron tomando en cuenta las prioridades inmediatas para incrementar la productividad del campo, aumentar el nivel de producción y disminuir los pasivos improductivos, al mismo tiempo de evitar posibles problemas ambientales que en un futuro generen costos y que pueden afectar el ecosistema y disminuir los activos de la empresa y por consiguiente de la nación.

III.4 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS UTILIZADOS EN LA RECOLECCIÓN DE DATOS

Las técnicas de recolección de datos son las distintas formas o maneras de obtener la información y los instrumentos son los medios materiales que se emplean para recoger y almacenar la información [18].

Para la recopilación de la información y recolección de datos descritos utilizados en la presente investigación se utilizaron diferentes técnicas e instrumentos, descritos en la Figura III.2:

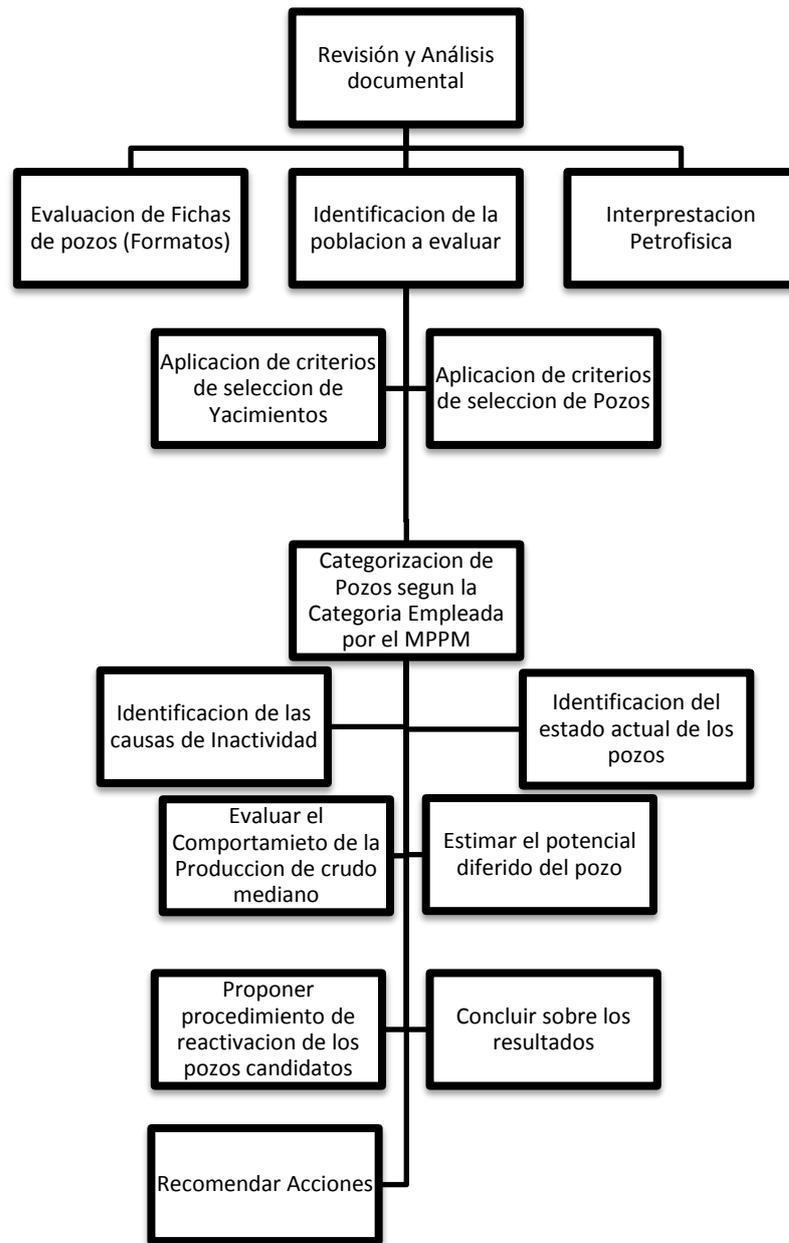


Figura III.2: Diagrama de Flujo de Actividades (Fuente: Quintero, D. 2017)

- Revisión y Análisis documental:** consulta de libros, trabajos de investigación, revistas y documentación suministrada por PDVSA y el MPPPM. Además de revisar diferentes estudios relacionados con la reactivación de pozos petrolíferos realizados en los campos que se encuentran distribuidos a nivel nacional.

- **Fichas de pozos (Formatos):** este instrumento recopila toda la información histórica de cada pozo.
- **Interpretación Petrofísica:** de acuerdo a los datos suministrados por PDVSA y el MPPPM se realizó un análisis sobre las características cuantitativas de las propiedades, tales como permeabilidad, saturación, presión, factor, viscosidad, entre otras.
- **Diagrama de esquema metodológico:** ver Figura III.1.
- **Diagrama de Flujo de Actividades:** el flujo de actividades realizadas para cumplir cada uno de los objetivos de esta investigación se presenta en la Figura III.2.

CAPÍTULO IV.

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

En este capítulo se realiza el análisis y discusión de los resultados obtenidos durante el proceso de evaluación de los pozos inactivos objeto de estudio.

IV.1 SELECCIÓN DE LOS POZOS A EVALUAR

Los datos suministrados por el MPPPM están divididos en descripción de los yacimientos que se encuentran distribuidos a lo largo y ancho del territorio nacional “Libro de Reservas 2014” y descripción de los campos que se encuentran inactivos en la UP Liviano-Mediano “POZOS INACTIVOS San Tomé UP Liviano-Mediano-Dación”.

Al analizar la descripción de los yacimientos que se encuentran en el histórico de datos se obtuvo que existen aproximadamente:

- Dieciocho mil (18000) yacimientos a lo largo y ancho del territorio nacional.
- Ochocientos diecisiete (817) yacimientos pertenecientes a la UP Liviano-Mediano.
- Setecientos setenta y nueve (779) yacimientos con campos que tienen pozos de tipo productor en la UP Liviano-Mediano.

Al analizar la descripción de los campos inactivos de la UP Liviano-Mediano (tomando como criterio que los pozos a evaluar sean pozos inactivos productores de crudo mediano) y siguiendo los lineamientos recibidos por el MPPPM, la población quedó constituida por setecientos treinta y siete (737) pozos inactivos distribuidos en:

- Cuatrocientos veintiocho (428) yacimientos;
- Treinta y seis (36) campos y;

- Doscientos setenta y dos (272) pozos productores de crudo mediano pertenecientes a la UP Liviano-Mediano.

El Gráfico IV.1 muestra la distribución asociada a la población inicial por tipo de crudo donde se evidencia que solo el 37% de los pozos estudiados que son de tipo de crudo mediano y el 63% restante es de tipo de crudo liviano.

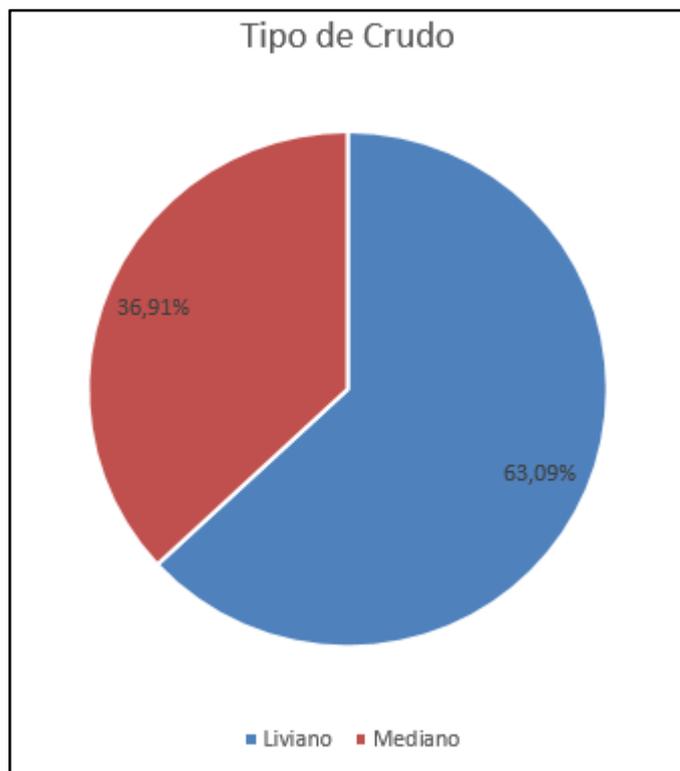


Gráfico IV.1: Tipo de Crudos asociados a la población estudiada

El presente estudio se enfoca en pozos productores de crudos de tipo mediano por lo cual la población objeto de estudio se redujo a doscientos setenta y dos (272) pozos.

El Gráfico IV.2 muestra la distribución de los doscientos setenta y dos pozos inactivos por campo, donde se evidencia que Nardo es el campo con mayor cantidad de pozos inactivos, cuarenta y seis (46), que constituye un 16,91%, seguido por el campo Budare con 28 pozos inactivos (10,29%) y Nipa con 23 pozos inactivos (8,46%).

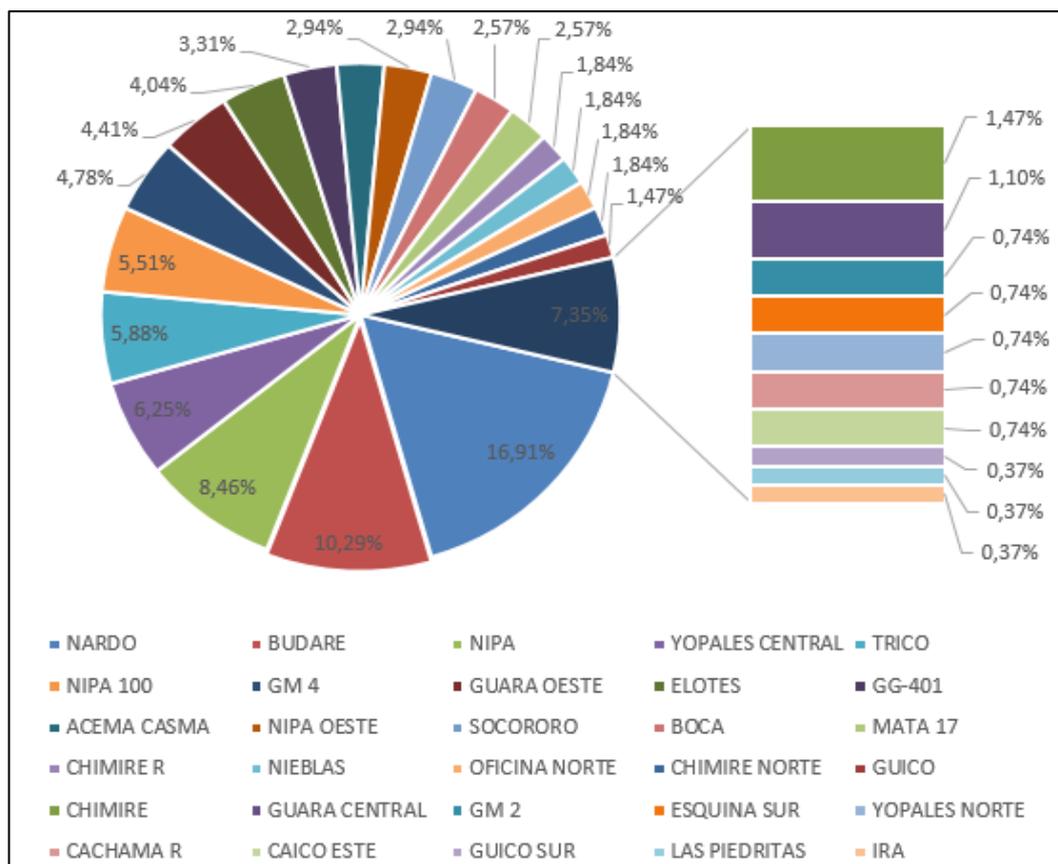


Gráfico IV.2: Distribución de los Pozos inactivos por Campo.

Seguidamente se seleccionaron de los cientos cincuenta y tres (153) yacimientos (resultantes del análisis de los 272 pozos inactivos productores de crudo mediano), los yacimientos con Reservas remanentes de Petróleo superior a 10000 MBN. La Tabla 5 muestra la descripción de los yacimientos seleccionados.

Tabla 5: Yacimientos Seleccionados

	Yacimiento	
		H33, 44 NZ 300
Explotación	Mediano	Mediano
Campo	Nipa	Nipa
Reservas remanentes de liq. (MBN)	10669	41754

Después de tener los yacimientos seleccionados se procedió a seleccionar los pozos cuyo tiempo de inactividad fueran inferiores a 6 años y su POES asociado al

yacimiento fuera significativo, resultando una muestra de 4 pozos. La Tabla 6 muestra la descripción de los pozos seleccionados.

Tabla 6: Pozos Candidatos

Pozos	Campos	Yacimiento	Tiempo de Inactividad (AÑOS)	POES ORIGINAL (BN) asociado al yacimiento
P 300	Nipa	R100 NV 111	3,46	22527000
P 400	Nipa	H33, 44 NZ 300	5,55	2340000
P 500	Nipa	R100 NV 111	3,87	2745000
P 600	Nipa	H33, 44 NZ 300	5,13	111913750

Vale destacar que el nombre de los yacimientos y de los pozos seleccionados fue cambiado para mantener la confidencialidad de la información suministrada por el MPPPM.

IV.2 CLASIFICACIÓN DE POZOS DE ACUERDO A LA NOMENCLATURA EMPLEADA POR EL MPPPM

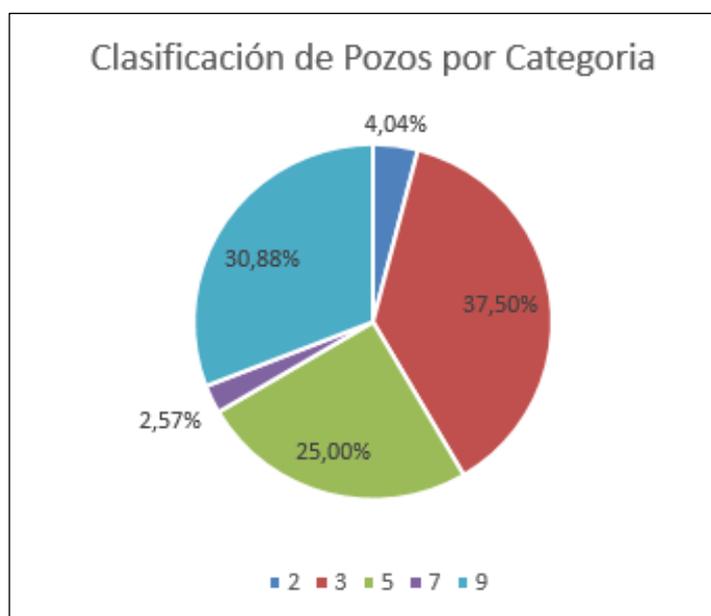


Gráfico IV.3: Clasificación de Pozos por Categoría empleada por MPPPM

La distribución de los pozos por categoría se muestran en el Gráfico IV.3 donde se observa que se encuentran, 11 pozos de categoría 2 que representan el 4,04%, 102 pozos categoría 3 que representan el 37,50%, 68 pozos categoría 5 que representan el 25,00%, 7 pozos de categoría 7 que representan el 2,57% y 84 pozos categoría 9 que representan el 30,88%; para un total de doscientos setenta y dos (272) pozos inactivos.

Es evidente entonces que la mayor cantidad de pozos se encuentran en categoría 3, es decir, pozos inactivos no disponibles para producción inmediata y que solo el 4,04% de los pozos se encuentran inactivos con disponibilidad inmediata.

Por su parte, el Gráfico IV.4 muestra la clasificación por categoría de los pozos pertenecientes al campo Nipa, en donde se evidencia que solo el 10,53% de los pozos productores de crudo mediano pertenecientes a este campo se encuentran en categoría 2.

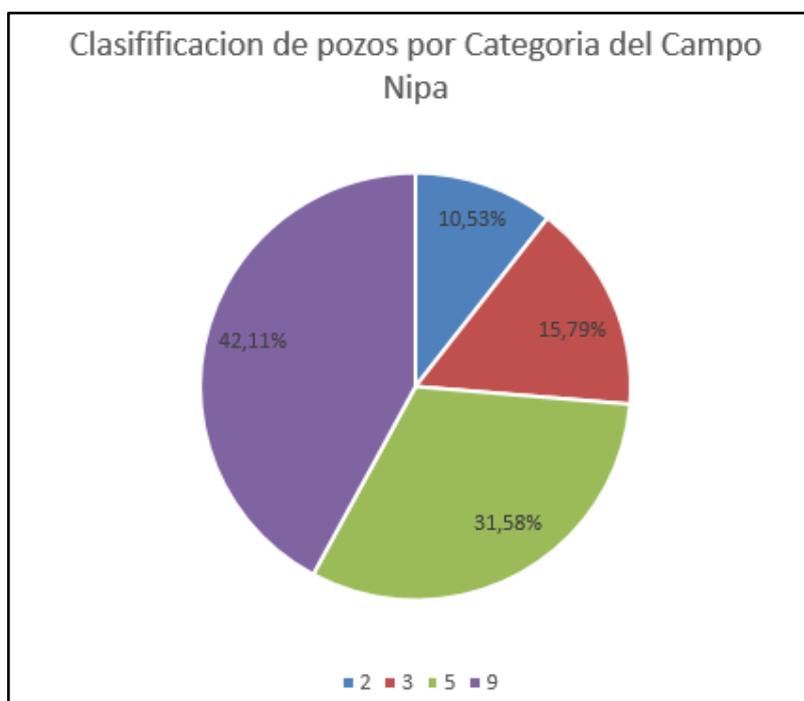


Gráfico IV.4: Clasificación de Pozos por Categoría empleada por MPPPM del Campo Nipa

IV.3 ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE LOS YACIMIENTOS EN ESTUDIO

El Gráfico IV.5 muestra la distribución de los yacimientos productores por tipo de crudo del campo Nipa obtenidos de la población inicial de estudio, representando el 100%, 24 yacimientos, de los cuales 16 yacimientos que representan el 66,67% son productores de crudo mediano y los 8 restantes que representan el 33,33% son productores de crudo de tipo liviano.

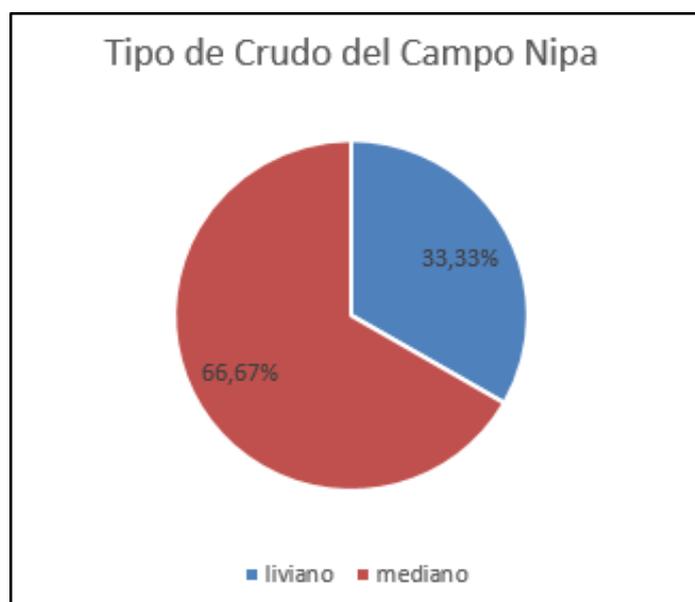


Gráfico IV.5: Distribución de crudo asociado a los pozos inactivos en el Campo Nipa

Además, se identificó que los yacimientos pertenecientes a la población inicial forman parte de reservas Probadas de la nación. En consecuencia los yacimientos H33, 44 NZ 300 y R100 NV 111 que son objeto de estudio de esta investigación, también lo son.

El APÉNDICE A muestra el procedimiento por medio del cual fueron calculadas la producción diferida.

El APÉNDICE B contiene los datos recopilados y calculados de los yacimientos objeto de estudio con los cuales se realizó la interpretación petrofísica en pro de recomendar oportunidades de reactivación de pozos. De allí, se evidencia el siguiente comportamiento de producción para el:

IV.3.1 Yacimiento H33, 44 NZ 300

Este yacimiento ocupa un área tradicional de 3892 acres y un volumen de 121250 acres-pies, su edad geológica es Mioceno, perteneciente a la formación Oficina ubicado en el campo Nipa, cuenca Oriental, División Ayacucho, Jurisdicción Barcelona del Distrito San Tome, Municipio de Freites, Estado Anzoátegui.

Este yacimiento de la unidad de explotación Liviano -Mediano según la data suministrada por el MPPPM y el análisis realizado tiene las siguientes características de producción:

- Crudo producido: mediano
- Declinación exponencial de 37 %
- Gravedad API de 29,9
- Gravedad específica de Gas es de 0,781
- Porosidad de 20%
- Saturación de petróleo 85%
- Factor volumétrico inicial de petróleo 1,4286 BY/BN
- Factor volumétrico de abandono 1,249 BY/BN
- Factor volumétrico de burbuja 1,244 BY/BN
- Riqueza de gas de 3,1
- Relación gas disuelto inicial 760 PCN/BN
- Relación gas disuelto final 247 PCN/BN
- Viscosidad de gas de 0,022 Cp
- Presión critica 2975 lppc
- Punto cricondenbarico 3150 lppc
- Presión de abandono 700 lppc
- Sometido por fusión de yacimientos
- Tipo de sometimiento en Revisión
- Factor de recobro primario de 21 %
- Reservas recuperables primaria de 23502 MBN
- Factor de recobro secundario de 9 %

- Reservas recuperables secundarias de 10072 MBN
- Viscosidad 0,6 Cp
- Poder calórico de 1114
- Temperatura del yacimiento de 210 °F.
- Temperatura crítica del yacimiento de 310 °F.
- Permeabilidad absoluta 321 md

Su método de producción natural es Segregación Gravitacional. Está clasificado como yacimiento de reservas probadas, utiliza el método de cálculo de reservas Volumétrico, con una reserva remanente de líquido de 10669 MBN, una reserva recuperables totales liquidas de 33574 MBN, un GOES solución de 85054 MMPC y su operadora oficial es PDVSA.

IV.3.2 Yacimiento R100 NV 111

Este yacimiento ocupa un área tradicional de 20788 acres y un volumen de 369753 acres-pies, su edad geológica es Mioceno, perteneciente a la formación oficina ubicado en el campo Nipa, cuenca Oriental, División Ayacucho, Jurisdicción Barcelona del Distrito San Tome, Municipio de Freites, Estado Anzoátegui.

Este yacimiento de la unidad de explotación Liviano –Mediano según la data suministrada por el MPPPM y el análisis realizado tiene las siguientes características de producción:

- Crudo producido: mediano
- Declinación exponencial de 12 %
- Gravedad API de 22
- Gravedad específica de Gas es de 0,85
- Porosidad de 20%
- Saturación de petróleo 80%
- Factor volumétrico inicial de petróleo 1,2 BY/BN
- Factor volumétrico de abandono 1,039 BY/BN
- Relación gas disuelto inicial 436 PCN/BN
- Relación gas disuelto final 247 PCN/BN

- Viscosidad de gas de 0,022 Cp
- Presión original 3854 lppc.
- Presión de abandono 600 lppc
- Sometido por fusión de yacimientos
- Tipo de sometimiento en Revisión
- Factor de recobro primario de 21,8 %
- Reservas recuperables primaria de 83347 MBN
- Factor de recobro secundario de 4,6 %
- Reservas recuperables secundarias de 17587MBN
- Viscosidad 1,2 Cp
- Temperatura del yacimiento de 240 °F.
- Permeabilidad absoluta 195 md

Su método de producción natural es Segregación Gravitacional. Está clasificado como yacimiento de reservas probadas, utiliza el método de cálculo de reservas Volumétrico, con una reserva remanente de líquido de 41754 MBN, reserva recuperables totales liquidas de 100934 MBN, GOES solución de 166694 MMPC y su operadora oficial es PDVSA.

IV.4 DETERMINACIÓN DEL ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS CANDIDATOS EN FUNCIÓN DE SU PRODUCCIÓN POTENCIAL DIFERIDA

Después de realizar el análisis de los datos suministrados por el MPPPM fueron seleccionados 4 pozos inactivos productores de crudo mediano: P300, P400, P500, P600.

Estos pozos tienen un POES asociado al yacimiento significativo y un tiempo de inactividad inferior a 6 años, pertenecen a los yacimientos, R100 NV 111 y H33, 44 NZ 300 que tienen reservas remanentes de petróleo superiores a 10000 MBN.

Están ubicados en UP Liviano-Mediano, municipio de Freites, Distrito San Tome, estado Anzoátegui específicamente en el campo NIPA.

El APÉNDICE C contiene los datos recopilados y calculados de los pozos candidatos con los cuales se realizó la interpretación petrofísica en pro de recomendar oportunidades para su vuelta a la producción.

Vale resaltar que el nombre de los pozos y yacimientos fueron cambiados por razones de confidencialidad de los datos suministrados por el MPPPM.

IV.4.1 Pozo P300

Pozo productor de crudo mediano ubicado en el yacimiento R100 NV 111 específicamente en el campo Nipa del Distrito San tome, Anzoátegui. Se encuentra inactivo esperando por reparaciones menores de superficie, categoría 2, pues requiere cambio de válvula de cabezal desde hace 3,46 años aproximadamente; cuenta con un POES original asociado al yacimiento de 22527 MBN y su última producción al momento del cierre fue de 34 BND.

Además, al analizar el histórico del pozo y realizar la estimación de la producción diferida asociada al tipo de crudo mediano, utilizando el procedimiento descrito en el APÉNDICE A, resultó que la producción diferida para este pozo antes de alcanzar el límite económico suministrado por MPPPM (15 BND) es de 75 BND.

Una vez estimada la rentabilidad de producción del pozo y tomando como base los datos confidenciales suministrados por MPPPM se determinó que al ser reactivado el mismo representa una buena inversión desde el punto de vista económico, por lo que es conveniente realizar los trabajos sugeridos de reparación que requiere el pozo para ponerlo en producción (ver Sección IV.6.1)

IV.4.2 Pozo P400

Pozo productor de crudo mediano ubicado en el yacimiento H33, 44 NZ 300 específicamente en el campo Nipa del Distrito San tome, Anzoátegui. Se encuentra cerrado esperando reparaciones menores, ameritando cambio de método de producción de hidrocarburos, categoría 9, desde hace 5,46 años aproximadamente;

cuenta con un POES original asociado al yacimiento de 2340000 MBN y su última producción al momento del cierre fue de 47 BND.

Además, al analizar el histórico del pozo y realizar la estimación de la producción diferida asociada al tipo de crudo mediano, utilizando el procedimiento descrito en el APÉNDICE A, resulto que la producción diferida para este antes de alcanzar el limite económico suministrado por MPPPM (15 BND) es de 51 BND.

Una vez estimada la rentabilidad de producción del pozo y tomando como base los datos confidenciales suministrados por MPPPM se determinó que al ser reactivado el mismo representa una buena inversión desde el punto de vista económico, por lo que es conveniente realizar los trabajos sugeridos de reparación que requiere el pozo para ponerlo en producción (ver Sección IV.6.2).

IV.4.3 Pozo P500

Pozo productor de crudo mediano ubicado en el yacimiento R100 NV 111 específicamente en el campo Nipa del Distrito San tome, Anzoátegui. Se encuentra inactivo esperando por reparaciones menores de superficie, categoría 2, desde hace 3,87 años aproximadamente; cuenta con un POES original asociado al yacimiento de 2445000 MBN y su última producción al momento del cierre fue de 24 BND.

Además, al analizar el histórico del pozo y realizar la estimación de la producción diferida asociada al tipo de crudo mediano, utilizando el procedimiento descrito en el APÉNDICE A, resulto que la producción diferida para este pozo antes de alcanzar el limite económico suministrado por MPPPM (15 BND) es de 32 BND.

Una vez estimada la rentabilidad de producción del pozo y tomando como base los datos confidenciales suministrados por MPPPM se determinó que al ser reactivado el mismo representa una buena inversión desde el punto de vista económico, por lo que es conveniente realizar los trabajos sugeridos de reparación que requiere el pozo para ponerlo en producción (ver Sección IV.6.3).

IV.4.4 Pozo P600

Pozo productor de crudo mediano ubicado en el yacimiento H33, 44 NZ 300 específicamente en el campo Nipa del Distrito San tome, Anzoátegui. Se encuentra cerrado por orden oficial del ministerio, categoría 2, pues amerita cambio de método de producción de hidrocarburos desde hace 5,13 años aproximadamente; cuenta con un POES original asociado al yacimiento de 111913750 BN y su última producción al momento del cierre fue de 5 BND.

Además, al analizar el histórico del pozo y realizar la estimación de la producción diferida asociada al tipo de crudo mediano, utilizando el procedimiento descrito en el APÉNDICE A, resulto que la producción diferida para este antes de alcanzar el límite económico suministrado por MPPPM (15 BND) es de 20 BND.

Una vez estimada la rentabilidad de producción del pozo y tomando como base los datos confidenciales suministrados por MPPPM se determinó que al ser reactivado el mismo representa una inversión regular desde el punto de vista económico pero tiene una producción diferida asociada rentable, por lo que es conveniente realizar los trabajos sugeridos de reparación que requiere el pozo para ponerlo en producción (ver Sección IV.6.4).

IV.5 CAUSA DE INACTIVIDAD DE POZOS EN EL DISTRITO SAN TOMÉ

Al analizar los datos suministrados por el MPPPM se identificaron 272 pozos inactivos productores de crudos de tipo mediano. Sobre esta población fue realizado un análisis del histórico de cada pozo para determinar las causas de inactividad, cierre o abandono de cada pozo.

El Gráfico IV.6 muestra la distribución de los pozos por causa de inactividad, donde se evidencia:

- Los pozos son cerrados principalmente por alta relación agua-petróleo. Esta es causa de inactividad de 68 pozos que representan el 25%.
- La segunda causa de inactividad más frecuente la constituyen los 49 pozos cerrados esperando reparaciones mayores de sub-suelo (18,01%) seguido

por 47 pozos cerrados por ser aislados selectivamente por mangas (17,28%).

- Existen 22 pozos cerrados por orden de ministerio (M.E.M) representan el 8,09% y 22 pozos cerrados por otras causas (mayores) que representan otros 8,09%.
- Existen 12 pozos en los cuales están trabajando en reparaciones mayores que representan el 4,41% seguidos de 9 pozos cerrados por otras causas que representan el 3,31%
- Existen 8 pozos cerrados esperando instalaciones de subsuelo y 8 pozos encontrados inactivos por DEAD, que representan un 2,94% cada grupo.
- Existen 7 pozos cerrados por falla del sistema de recolección/ compresión del gas que representan el 2,57%
- Existen 4 pozos cerrados por alta relación gas-petróleo y 4 pozos cerrados esperando reparaciones menores de superficie, 4 esperando reparaciones menores de subsuelo que representan el 1,47% cada grupo.
- Existen 3 pozos cerrados esperando recompletación de cambio de zona productor que representan el 1,10%
- Existen 2 pozos cerrados esperando estimulo inicial de flujo kick off y 2 pozos cerrados por investigación, que representan el 0,74% cada grupo.
- Existe 1 pozo esperando por instalación de superficie que representa 0,37%.

Las causas de inactividad menos frecuentes son cerrados esperando instalación de superficie, esperando estimulo de flujo kick off y cerrados por investigación.

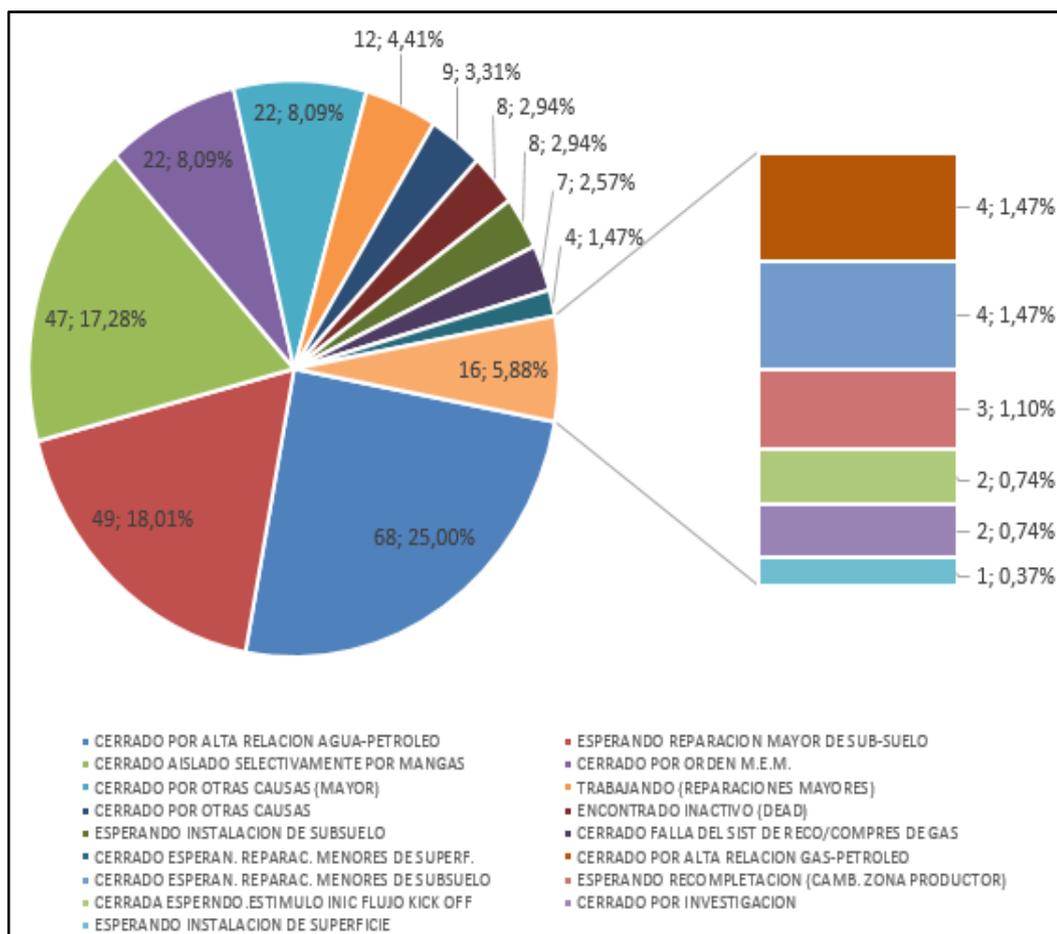


Gráfico IV.6: Distribución de pozos por Causa de Inactividad

IV.6 PROPUESTAS DE REACTIVACIÓN DE POZOS

Los pozos candidatos a ser reactivados (P300, P400, P500, P600) se encuentran ubicados en el campo Nipa y fueron seleccionados de 272 pozos inactivos productores de crudo mediano pertenecientes a la UP Liviano-Mediano.

El tipo de trabajo que amerita cada pozo fue seleccionado en base a los problemas encontrados durante el análisis realizado a los datos suministrados por el MPPPM.

Las propuestas y recomendaciones presentadas a continuación fueron el resultado de un análisis del histórico de los pozos candidatos realizado con el objeto de reactivar su potencial de producción y con ello incrementar la productividad del campo Nipa y disminuir sus pasivos improductivos.

Al mismo tiempo de evitar posibles problemas ambientales que en un futuro generen costos y que pueden afectar el ecosistema.

El Gráfico IV.7 muestra el comportamiento de producción estimado en los pozos P300, P400, P500, P600, calculados en base a los datos del APÉNDICE D, donde se observa la vida productiva de cada uno de ellos.

Tomando como límite económico rentable una tasa de producción diaria de 15 BN y asumiendo una tasa de declinación exponencial constante.

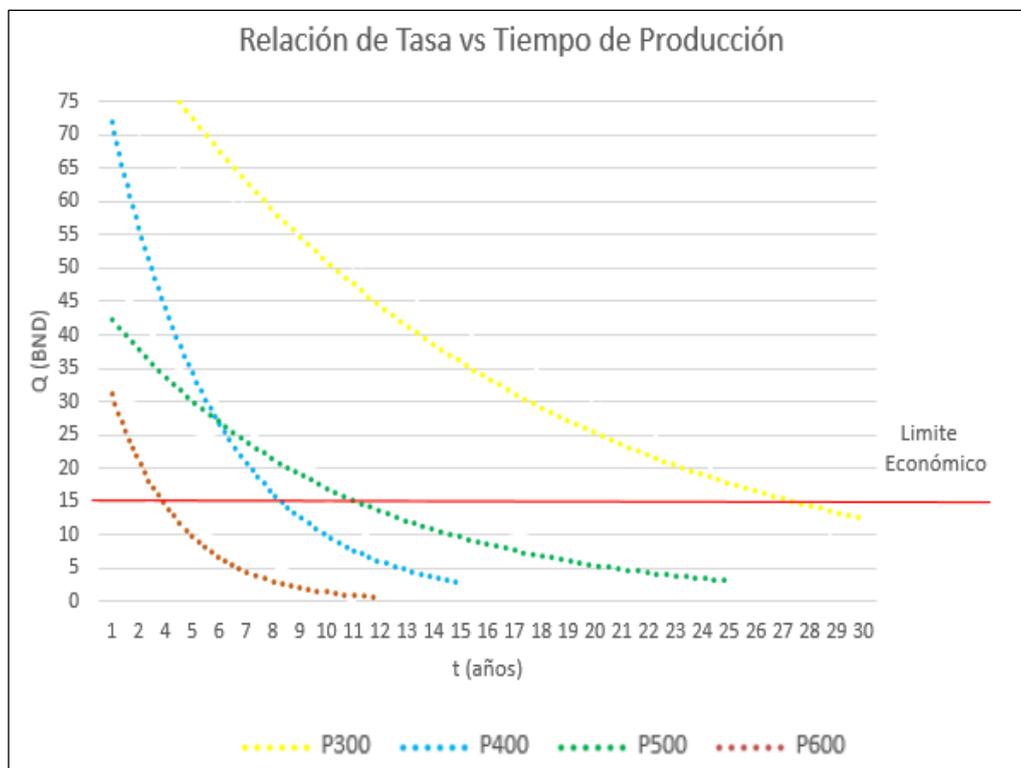


Gráfico IV.7: Curva de Declinación Estimada de la Producción de los Pozos Candidatos

IV.6.1 Propuesta de reactivación para el Pozo P300

Como se muestra en la Gráfico IV.7 el pozo P300 presenta un comportamiento productivo factible y rentable económicamente por lo que es justificable invertir en trabajos de reacondicionamiento y así lograr su puesta en producción, ya que, su vida productiva antes de alcanzar el límite económico suministrado por MPPPM (15 BND) sería de aproximadamente 27 años.

Además según los datos suministrados por el MPPPM este pozo fue cerrado esperando reparaciones menores de superficie, requiere cambio de válvula del cabezal por lo que se propone el siguiente procedimiento operativo:

- Si la válvula no abre se podrá reparar o cambiar utilizando un lubricador o herramienta para perforar la compuerta.
- Verificar el funcionamiento interno del mecanismo de la válvula.
- Operar hasta abrir o cerrar la válvula.
- Si el volante de la válvula no gira se procede a cambiar rodamientos dañados.
- Si el volante de la válvula gira, el perno del vástago está roto, entonces cambiar el perno.

Al alcanzar el límite, económico debido a las características del yacimiento, se recomienda la aplicación de un método de recuperación secundario.

IV.6.2 Propuesta de reactivación para el Pozo P400

Como se muestra en la Gráfico IV.7 el pozo P400 presenta un comportamiento productivo factible y rentable económicamente por lo que es justificable invertir en trabajos de reacondicionamiento y así lograr su puesta en producción, ya que, su vida productiva antes de alcanzar el límite económico suministrado por MPPPM (15 BND) sería de aproximadamente 10 años.

Además según los datos suministrados por el MPPPM este pozo fue cerrado esperando reparaciones menores, ameritando cambio de método de producción de hidrocarburos por lo que se propone el siguiente procedimiento operativo:

- Realizar experimentos que generen datos volumétricos y composicionales actuales para estudios específicos tales como vaporización por inyección de gas y ajuste de los modelos de comportamiento de fases para la simulación numérica del desempeño del yacimiento.
- Para aumentar el recobro de líquidos en el yacimiento mediante el reciclaje del gas producido y tomando en consideración el comportamiento de pozos vecinos con iguales características se propone la implementación del

método de recuperación mejorada inyección de gas puesto que favorece la segregación gravitacional en el pozo.

IV.6.3 Propuesta de reactivación para el Pozo P500

Como se muestra en la Gráfico IV.7 el pozo P500 presenta un comportamiento productivo factible y rentable económicamente por lo que es justificable invertir en trabajos de reacondicionamiento y así lograr su puesta en producción, ya que, su vida productiva antes de alcanzar el límite económico suministrado por MPPPM (15 BND) sería de aproximadamente 13 años.

Además según los datos suministrados por el MPPPM se evidencia que no existen registros que certifiquen la realización de chequeo mecánico que corroboren el estado actual de las instalaciones de superficie y subsuelo del pozo.

En tal sentido tomando en cuenta que fue cerrado por reparaciones menores de superficie y considerando lo antes expuesto se propone:

- Realizar operaciones de servicio que impliquen la realización de chequeo mecánico donde se inspeccione a nivel de superficie los equipos y herramientas.
- Verificar la integridad de las tuberías de producción y limpieza de la sarta para de este modo constatar que no exista obstrucción alguna en las mismas.
- De comprobar la existencia de una obstrucción se recomienda realizar la evaluación de la rentabilidad de la aplicación de un método correctivo en función del tiempo y costo de inversión que estos acarrearán para de este modo proporcionar la solución más adecuada al tipo de problema.

IV.6.4 Propuesta de reactivación para el Pozo P600

Como se muestra en la Gráfico IV.7 el pozo P600 presenta un comportamiento productivo factible y regular rentabilidad económicamente por lo que es justificable invertir en trabajos de reacondicionamiento y así lograr su puesta en producción, ya que, su vida productiva antes de alcanzar el límite económico suministrado por MPPPM (15 BND) sería de aproximadamente 3 años.

Durante el análisis realizado a este pozo de los datos suministrados por el MPPPM no se encontraron registros de las causas que originaron su cierre. No obstante se identificó que fue cerrado por orden oficial del ministerio.

En tal sentido, tomando en cuenta que el pozo P600 tiene un POES original asociado al yacimiento de 111913750 BN, su última producción registrada fue regularmente baja (5 BND) y la producción diferida asociada es de 20 BND ya que forma parte de un yacimiento con reservas remanentes de 10669 MBN, se propone realizar una reevaluación del potencial económico de este pozo, verificando si las causas que originaron el cierre del pozo están vigentes y sobre todo si costo-beneficio de reactivación es factible para la empresa y por consiguiente para la nación.

CAPÍTULO V.

CONCLUSIONES

Mediante el análisis de los datos recolectados durante la investigación se identificó que:

1. En la UP Liviano-Mediano existen cuatrocientos veintiocho (428) yacimientos distribuidos en treinta y seis (36) campos de los cuales cientos cincuenta y tres (153) yacimientos están dentro de treinta (30) campos con pozos productores de crudo mediano;
2. Los yacimientos H33, 44 NZ 300 y R100 NV 111, resultaron ser los más atractivos para realizar el estudio pues sus reservas remanentes de petróleo es superior a 10000 MBN en donde P300, P400, P500 y P600 fueron los pozos seleccionados para realizar el estudio de reactivación ya que el POES asociado al yacimiento es significativo, tienen un tiempo de inactividad inferior a 6 años y se encuentran clasificados en categoría 2.
3. La producción diferida asociada los pozos P300, P400, P500 y P600 es de 75 BND, 51 BND, 32 BND y 20 BND respectivamente y el tiempo de productividad, en relación a la producción diferida, asociado es de 27, 10, 13 y 3 años respectivamente. Además la rentabilidad de producción indica que los pozos P300, P400 y P500 representan una buena inversión desde el punto de vista económico y el pozo P600 representa una inversión regular pero tiene una producción diferida asociada rentable y factores económicos que hacen viable su reactivación.
4. El resultado de evaluación de pozos genero la propuesta para reactivar los cuatro (4) pozos candidatos, de los cuales la reactivación de P300, P400, P500 se recomendó la realización de trabajos menores de superficie y para el P600 la reevaluación de las causas que originaron la orden de abandono por parte del ministerio.
5. Al poner en producción los pozos P300, P400, P500 y P600 es posible recuperar los costos de inversión disminuyendo los activos improductivos

de la nación, cubriendo los costos de producción y generando ganancias aun cuando el precio del crudo en el mercado petrolero sea inestable ya que un plan de reactivación es más económico que uno de perforación. Por otro lado disminuye notablemente la repercusión ambiental generada ya que los pozos tienen asociados en la mayoría de los casos instalaciones de superficie que reduciría los trabajos de desforestación y explotación de recursos ambientales.

6. Al clasificar los pozos con la categoría empleada por el MPPPM resultaron 11 pozos en categoría 2, 102 pozos en categoría 3, 68 pozos en categoría 5, 7 pozos en categoría 7 y 84 pozos en categoría 9; para un total de doscientos setenta y dos (272) pozos inactivos productores de crudo mediano.
7. La mayoría de los pozos estudiados fueron cerrados por alta relación agua-petróleo constituyendo esta la causa de inactividad más frecuente. Asimismo otros pozos fueron cerrados por investigación, esperando instalación de superficie y esperando estímulo de flujo kick off siendo estas las causas de cierre menos frecuentes.

CAPÍTULO VI.

RECOMENDACIONES

1. Reactivar los cuatro pozos candidatos evaluados en este Trabajo Especial de Grado productores de crudo mediano, considerando las actividades sugeridas en este trabajo para su reactivación.
2. Constatar que los datos contenidos en la carpeta de pozos estén actualizados con respecto al historial de producción del último período. Verificar y corregir datos errados y/o inconsistentes para poder realizar estudios con mayor precisión y certeza.
3. Revisar los registros de cementación, sónico y saturación, con la finalidad de conocer las condiciones en las que se encuentran los pozos y yacimientos, si se cuenta con los datos suficientes realizar simulaciones del comportamiento de fluido.
4. Utilizar las experiencias de campo, pero no asumir que un tratamiento es correcto sólo porque fue usado previamente en otro pozo.
5. Cumplir los programas de mantenimiento preventivo establecidos para todos los equipos e instalaciones de superficie.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Intranet. (2009). PDVSA.Com, U&E Liviano-Mediano, PDVSA, San Tomé.
- [2] Pérez. Z. (2011, octubre) Evaluación de las Capacidades de los Equipos para el Manejo de los Fluidos Recibidos en la Estación de Descarga Guara-14, UP Liviano-Mediano de PDVSA. Distrito San Tomé. Trabajo Especial de Grado. Universidad de Oriente. Puerto la Cruz, Anzoátegui, Venezuela.
- [3] Pérez. Y. (2005). Lineamientos para Mejorar la Incorporación de la Variable Ambiental en Proyecto de Perforación Petrolera. Caso: Unidades de Explotación de Yacimientos del Distrito Operacional PDVSA, San Tomé Edo. Anzoátegui. Trabajo Especial de Grado. Centro Interamericano de Desarrollo e Investigación Ambiental y Territorial. Universidad de Los Andes. Mérida, Venezuela.
- [4] Graterol. Y. Propuesta de Diseño de un Plan de Supervisión Ambiental para la Unidad de Producción Pesado Oeste PDVSA Distrito San Tomé. Estado Anzoátegui. Trabajo Especial de Grado. Universidad Nacional Experimental de Guayana. Ciudad Guayana. Julio, 2007.
- [5] Waldrop. R. (2011, marzo) Evaluación de Compatibilidad de Crudo para la Inyección de Diluyente en los Pozos Asociados al Campo Levas, Perteneciente al Área Operacional Dación - Distrito San Tomé. Trabajo Especial de Grado. Universidad de Oriente. Anzoátegui, Venezuela.
- [6] Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela, N°. 38.111 de fecha jueves 20 de enero de 2005, Artículo 19.
- [7] PDVSA. (2013, febrero) Pozos superficie por categoría. Operaciones de Datos Producción Oriente. Base de Datos de Producción (Centinela).
- [8] Cedeño. J. (2011). Oportunidades de Producción de Gas en Pozos Pertenecientes al Yacimiento B-6-X.10. Trabajo Especial de Grado. Universidad del Zulia, Venezuela.
- [9] Chinchilla. P. (2008). Validación del potencial de producción y la declinación del campo el Furrial, distrito norte, estado Monagas. Trabajo Especial de Grado. Universidad de Oriente. Núcleo Monagas, Venezuela.

- [10] Villa. C. (2002). Factibilidad para la incorporación a producción de los pozos inactivos que convergen a la Estación de Descarga Oficina 20, campo Oveja. Trabajo Especial de Grado. Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas.
- [11] Amaya. R. (2002). Factibilidad para la incorporación a producción de los pozos inactivos que convergen a la Estación Oficina 16, campo Oveja Distrito San Tomé. Trabajo Especial de Grado. Universidad de Oriente, Núcleo Monagas.
- [12] Olivieri. M. (2002). Propuestas de explotación para pozos inactivos de los yacimientos Jobo-01 y Morichal-02 del campo Jobo en la U.E.P.E. del Distrito San Tomé”. Trabajo Especial de Grado. Universidad de Oriente, Núcleo Monagas.
- [13] Guilarte. J. (2010). Propuesta de Reactivación de Pozos Inactivos del Campo Soto Este, Área Mayor de Oficina (A.M.O) del Distrito Anaco, Estado Anzoátegui. Trabajo Especial de Grado. Universidad de Oriente, Núcleo Monagas.
- [14] Carballo D. y Granados. E. (2004). Reparaciones Mayores y Menores en Pozos Petroleros. Trabajo Especial de Grado. Universidad Nacional Autónoma de México. México D.F.
- [15] Simancas. F. (2005). Manual Teórico-práctico De Ingeniería De Completación y Rehabilitación de pozos. Universidad Central de Venezuela. Escuela de Petróleo de la UCV.
- [16] Acosta I. y Marin. M. (2011). Estudio de la Factibilidad Técnico- Económica del Uso de Completaciones Multi-Zonas en el Campo San Joaquín. Trabajo Especial de Grado. Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui.
- [17] Morales. O. (2003). Fundamentos de la Investigación Documental y la Monografía. Universidad de los Andes. Facultad de Odontología. Departamento de Investigación.
- [18] Arias. F. (1999). El Proyecto de Investigación. Editorial Episteme. Oriol Ediciones. 3ra Edición. Caracas.
- [19] Alfonzo. I. (1994). Técnicas de investigación bibliográfica. Caracas: Contexto Ediciones.

- [20] Arias. F. (2012). El proyecto de Investigación: Introducción a la investigación científica. Editorial Episteme. Oriol Ediciones. 6ta Edición. Caracas.
- [21] Laguna. R. (2012, abril). Desarrollo de una Metodología de Trabajo para la Optimización de Proceso de Evaluación de los Pozos Exploratorios de PDVSA División Centro-SUR. Trabajo Especial de Grado. Universidad de Oriente. Núcleo Anzoátegui. Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas. Barcelona.
- [22] Alfonsi. P. (1999). Sedimentología De Clásticos Y Electrofacies. CIED Centro Internacional de educación y Desarrollo. PDVSA Exploración y Producción. Maracaibo. Venezuela.
- [23] González de Juana, C. Iturralde y X. Picard. (1976). Geología De Venezuela y sus Cuencas Petrolíferas. Tomo I y II. Ediciones Foninves, Caracas Venezuela.
- [24] Piertrantoni. M. (2010, noviembre) Validación Y Actualización Del Modelo Geológico De Los Yacimientos T Mfa-33 Y T Mfa-2 Arena T Del Campo Arcuna, Pertenece Al Bloque Ayacucho De La Faja Petrolífera Del Orinoco, Distrito San Tomé, Estado Anzoátegui. Trabajo Especial de Grado. Universidad de Oriente. Núcleo Bolívar. Escuela de Ciencias de la Tierra. Departamento de Geología. Ciudad Bolívar.
- [25] González. L. (2007). Reinterpretación De La Arena J3, Yacimiento Mfb-3 Y Mfb-9 E Campo Bare Pertenece A La Faja Petrolífera Del Orinoco. Distrito San Tome, Estado Anzoátegui. Trabajo Especial de Grado. Universidad de Oriente, Escuela de Ciencias de la Tierra, Ciudad Bolívar, Venezuela.
- [26] Petróleos de Venezuela S:A. (2009, agosto) Sumario Mensual de Producción por Yacimiento, pp. 52.
- [27] Gómez. J. (1997). Caracterización Geológica de Yacimientos, CIED-PDVSA, pp30, 1999.
- [28] Petróleos de Venezuela S:A-CIED. Caracterización Geológica de Yacimientos. Segunda edición.
- [29] Schlumberger. WEC (1997). Evaluación de Pozos. Venezuela, Caracas. Diciembre.
- [30] PDVSA- INTEVEP. (1997). Ubicación de los Campos Venezolanos. Capos petrolíferos de Venezuela. Código Geológico de Venezuela.

- [31] Barberii. E. (2001). El Pozo Ilustrado. Programa de Educación Petrolera-PDVSA. Ediciones FONCIED. Caracas, Venezuela.
- [32] Granado. C. (2013, junio). Propuestas de Perforación de Pozos Reemplazo para Pozos Esperando Abandono por Razones Mecánicas del Campo Pílon, Distrito Morichal, Estado Monagas. Trabajo Especial de Grado. Universidad de Oriente, Escuela de Ingeniería de Petróleo, Maturín, Venezuela.
- [33] Vera. C. (2003). Reinterpretación de los Modelos Geológicos de las Arenas P2 y p3 del Área Guico-Guara. Formación de Oficina-Cuenca Oriental de Venezuela. Trabajo Especial de Grado. Universidad de Oriente, Ciudad Bolívar, Venezuela.

NOMENCLATURA

- °API: Grados API
- °C: Grados Celsius
- °F: Grado Fahrenheit
- A1: Abandono por Razones Económicas
- A2: Abandono por Razones Mecánicas
- A3: Abandono por Alta Relación Agua Petróleo
- AA: Esperando por Abandono
- AARN: Autorizaciones de Afectación de los Recursos Naturales
- API: American Petroleum Institute
- BN: Barriles Normales
- BND: Barriles Normales Días
- BNP: Barriles Normales de Petróleo
- Bs: Bolívares (Moneda Venezolana)
- BY: Barriles de Yacimiento
- CN: Condiciones Normales
- Cp: Centipouse
- CY: Condiciones Yacimiento
- d: Días
- D: Declinación
- EE: Cerrado por Razones Económicas
- EG: Cerrado por alta RGP
- Fci: Flujo de Caja en el Año Inicio
- GOES: Gas Original en Sitio
- GS: Segregación Gravitacional
- I: Inversión
- km: Kilómetros
- km²: Kilómetros Cuadrados
- lppc: Libra por Pie Cubico
- MBN: Miles de Barriles Normales
- mD: MiliDarcy

- **MMMPC:** Miles de Millones de pies Cúbicos
- **MMPC:** Millones de Pies Cúbicos
- **MPPPM:** Ministro del Poder Popular de Petróleo y Minería
- **OFM:** Oil Field Manager
- **PCN:** Pie Cubico Normal
- **PDVSA:** Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima
- **POES:** Petróleo Original en Sitio
- **Q:** Tasa de Productividad
- **Qo:** Tasa Promedio
- **Qi:** Tasa Inicial de Productividad
- **RGP:** Relación gas y petróleo
- **t:** Tiempo
- **TD:** Tasa de Descuento
- **TIR:** Tasa Interna de Retorno
- **TPd:** Tiempo de Pago Dinámico
- **UP:** Unidad de Producción
- **VPN:** Valor Presente Neto

APÉNDICE

APÉNDICE A

Fórmulas utilizadas en los cálculos de la producción diferida del yacimiento, campo y pozos estudiados.

A partir de la tasa de declinación (D) de los yacimientos se determina la tasa inicial (Qi) utilizados para graficar el comportamiento de producción de cada pozo.

Se grafica tasa de petróleo (Qo) vs tiempo (Gráfico IV.7) hasta llegar al límite económico establecido.

Se calcula el área bajo la curva de declinación para obtener el petróleo recuperable.

La Ecuación 5 se utilizó para determinar la producción diferida asociada a cada pozo

$$Pro. Dif = Qo \times t$$

Ecuación 5: Producción Diferida Asociada al Pozo

En donde:

Prod. Dif: Producción Diferida (BNP)

Qo: Tasa promedio (BNP/d)

t: tiempo (días)

APÉNDICE B

La Tabla 7 contiene los datos recopilados y calculados de los yacimientos objeto de estudio con los cuales se realizó la interpretación petrofísica en pro de recomendar oportunidades de reactivación de pozos.

Tabla 7: Datos de los Yacimientos Seleccionados

Nombre Yacimiento	H33, 44 NZ 300	R100 NV 111
Cuenca	Oriental	Oriental
División	Ayacucho	Ayacucho
Distrito	San tome	San tome
Unidad de Explotación	Mediano	Mediano
Campo	Nipa	Nipa
Jurisdicción	Barcelona	Barcelona
Área	Tradicional	Tradicional
Operadora	PDVSA	PDVSA
Tipo Reserva	Probadas	Probadas
Edad Geológica	Mioceno	Mioceno
Formación	Oficina	Oficina
Tipo hidrocarburo	M	M
Tipo Declinación	Exponencial	Exponencial
Fecha Creación	-	18-07-2008
Fecha de modificación	08-07-2011	09-12-2008
Tasa declinación (%)	37	12
Gravedad API	29,9	22
Gravedad Esp. Gas	0,781	0,85
Porosidad (%)	20	20
Saturación (%)	85	80
Factor vol. inicial (BY/BN)	1,4286	1,2
Factor volumétrico abandono. (BY/BN)	1,249	1,039
Factor volumétrico burb. (BY/BN)	1,244	-
Área (acres)	3892	20788
Volumen (acres-pies)	121250	369753
Relación gas disponible inicial. (PCN/BN)	760	436

Tabla 7: Datos de los Yacimientos Seleccionados (continuación)

Relación gas disponible al abandono. (PCN/BN)	247	110
Presión original (lppc)	3000	3854
Prof. plano de ref. (pbnm)	6906	8650
Presión de burbuja. (lppc)	3000	2570
Presión crítica (lppc)	2975	-
Presión de abandono (lppc)	700	600
Riqueza del gas	3,1	-
Viscosidad (CY) cP	0,6	1,2
Viscosidad (CN) cP	0,6	-
Viscosidad gas (CN) cP	0,022	-
Poder calórico	1114	-
Temperatura del Yacimiento (°F)	210	240
Temperatura crítica del yacimiento (°F)	310	-
Líquidos obtenidos de Gas	73,6	-
Permeabilidad Absoluta (mD)	321	195
Mecanismo de producción.	Gs	Gs
Método cálculo	Volumétrico	Volumétrico
Presión actual (lppc)	2627	1511
Límite económico líquido	27	25
Factor recobro primario (%)	21	21,8
Reservas recuperables primaria (MBN)	23502	83347
Factor recobro secundario (%)	9	4,6
Reservas recuperables secundaria (MBN)	10072	17587
Producción acumulable líquido (MBN)	22905	59180
Reservas desarrolla. (MBN)	3990	20543

Tabla 7: Datos de los Yacimientos Seleccionados (continuación)

Producción anual líquido. (MBN)	9	214
Reservas Recuperables Totales Líquido (MBN)	33574	100934
Reservas remanentes de líquido (MBN)	10669	41754
GOES solución (MMPC)	85054	166694
Factor recuperable de gas en solución (%)	72,5	83,7
Reserva recuperables de gas en solución (MMPC)	61664	139522
Reservas desarrolladas de gas (MMPC)	17791	40852
Producción anual gas (MMPC)	37	2008
Reservas remanentes de gas.(MMPC)	20008	219134
Reservas Recuperables Totales Gas.(MMPC)	61664	139522

APÉNDICE C

La Tabla 8 contiene los datos recopilados y calculados de los pozos candidatos con los cuales se realizó la interpretación petrofísica en pro de recomendar oportunidades para su vuelta a la producción.

Tabla 8: Datos de los Pozos Candidatos

Pozos	P300	P400	P500	P600
Tipos de Pozos	Productor	Productor	Productor	Productor
Campos	Nipa	Nipa	Nipa	Nipa
Yacimiento	R100 NV 111	H33, 44 NZ 300	R1 NV 101	H33, 44 NZ 300

Tabla 8: Datos de los Pozos Candidatos (continuación)

Causa de Inactividad	Cerrado esperando reparaciones menores de superficie, requiere cambio de válvula del cabezal	Cerrado esperando reparaciones menores, ameritando cambio de método de producción de hidrocarburos	Cerrado esperando reparaciones menores de superficie	Cerrado por orden oficial del ministerio
Tiempo de Inactividad (AÑOS)	3,46	5,55	3,87	5,13
Estimar la rentabilidad de la reactivación de los pozos de crudo liviano	Buena	Buena	Buena	Regular
POES ORIGINAL (BN) asociado al yacimiento	22527000	2340000	2745000	111913750
Ultima Producción (BN)	35	47	24	5

Tabla 8: Datos de los Pozos Candidatos (continuación)

Estimación la producción diferida asociada a los pozos de crudo mediano (BN)	75	51	32	20
--	----	----	----	----

APÉNDICE D

Datos de la producción esperada por año de los pozos candidatos (Tabla 10) a partir del momento de su reactivación; calculados en base los datos de producción diferida y declinación anual mostrados en la Tabla 9.

Tabla 9: Datos de Producción y Declinación de los Pozos P300, P400, P500 y P600

Producción Diferida (qi)	Declinación (Fracción)
75	0,03
51	0,07
32	0,04
20	0,09

Tabla 10: Tasa de Producción vs Tiempo de los Pozos Candidatos

t (años)	Q (BND)			
	P300	P400	P500	P600
1	72,75	47,43	30,72	18,2
2	70,5	43,86	29,44	16,4
3	68,25	40,29	28,16	14,6
4	66	36,72	26,88	12,8
5	63,75	33,15	25,6	11
6	61,5	29,58	24,32	9,2
7	59,25	26,01	23,04	7,4
8	57	22,44	21,76	5,6
9	54,75	18,87	20,48	3,8

Tabla 10: Tasa de Producción vs Tiempo de los Pozos Candidatos (continuación)

10	52,5	15,3	19,2	2
11	50,25	11,73	17,92	
12	48	8,16	16,64	
13	45,75	4,59	15,36	
14	43,5	1,02	14,08	
15	41,25	47,43	12,8	
16	39	43,86	11,52	
17	36,75	40,29	10,24	
18	34,5	36,72	8,96	
19	32,25	33,15	7,68	
20	30	29,58	6,4	
21	27,75	26,01	5,12	
22	25,5	22,44	3,84	
23	23,25	18,87	2,56	
24	21	15,3	1,28	
25	18,75	11,73		
26	16,5			
27	14,25			