

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DE DESARROLLAR LAS RESERVAS PROBABLES (SERIE 100) ASOCIADAS A LA FORMACIÓN CARAPITA INFERIOR DE LA UNIDAD PRODUCTORA CARITO, ESTADO MONAGAS

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Brs. Montes G., Dubraska S.,
Zambrano G., Michael Y.
Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2018

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DE DESARROLLAR LAS RESERVAS PROBABLES (SERIE 100) ASOCIADAS A LA FORMACIÓN CARAPITA INFERIOR DE LA UNIDAD PRODUCTORA CARITO, ESTADO MONAGAS

Tutor Académico: Profa. Eliana Alvarado.

Tutor Industrial: Ing. Wanda Colmenares.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Brs. Montes G., Dubraska S.,
Zambrano G., Michael Y.
Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2018

Caracas, noviembre de 2018

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 los Bachilleres Montes G., Dubraska S.; y Zambrano G., Michael Y., titulado:


**“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DE
DESARROLLAR LAS RESERVAS PROBABLES (SERIE 100) ASOCIADAS
A LA FORMACIÓN CARAPITA INFERIOR DE LA UNIDAD
PRODUCTORA CARITO, ESTADO MONAGAS”**

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




Prof. Pedro Díaz

Jurado



Prof. Neyfrank Ortuño

Jurado



Prof. Eliana Alvarado

Tutor Académico

DEDICATORIA

A mis padres, Yoel y Auxiliadora.

Por ser mi motivo de lucha, por ser los mejores padres que Dios me ha otorgado, por creer en mí, así como también por aquellos consejos dignos de superación y entrega porque en gran parte gracias a ustedes, hoy puedo ver alcanzada mi meta. Por tus consejos padre, por tus valores madre, y por todo el apoyo incondicional y la educación ejemplar que han hecho de mí una persona de bien. Los amo inmensamente.

A mis hermanos Enmanuel, Yani y mi sobrina Yuliana

Por ser mi razón de lucha, porque ustedes son parte de mi alma, de mi vida y de este logro tan gratificante, por todo el apoyo absoluto, a ti hermana porque eres hermosa, luchadora y fuerte, a ti hermano porque eres el campeón que brinda luz, alegría y felicidad a nuestro hogar, a ti sobrina porque eres la bella princesa que cubre de amor y fortaleza a nuestra familia. Los amo.

A mis abuelos, Hilva, Julio, Amador, y Pilar

Por ser mis consejeros y personas de admirar. Los amo.

A mis tíos, tías y primos

Por el apoyo, y tomarse el tiempo de aconsejarme y ayudarme en el cumplimiento de este propósito a quienes le debo mi gratitud, a ustedes: Jaira, Elena, Doris, Mildrey, Edicxon, José A. José G. Julia, Luis, Miguelina, Antonio, Arcangel, Pablo, Leidi, Yimmy, Betty, Midalia, Isaura, Marianela, Hector, Luis P., Luis A., Alexander, Iraima, Arquimides, José L., Maryoli. Franyi.

Michael Zambrano.

DEDICATORIA

*A mi Mamá Marisol, mi Padre Luis y mi hermano Luis Fernando
que siempre me acompañaron en este largo camino*

Dubraska Montes.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco principalmente a Dios por haberme guiado a lo largo de este trayecto, por ser mi apoyo, luz y camino.

Agradezco a la Universidad Central de Venezuela, por permitirme ser parte de su familia durante estos años. Así como también a los profesores de la Escuela de Ingeniería de Petróleo, por la enseñanza y formarme como un profesional.

Al MINPET y PDVSA S.A por abrirme sus puertas y permitirme realizar el Trabajo Especial de Grado y por prestarme su servicios logísticos y profesional para la obtención de la información relacionada al tema

A mis tutoras, la Ingeniera Eliana Alvarado y la Ingeniera Wanda Colmenares, por ser parte del desarrollo de este (TEG), a quienes le debo gratamente por su excelente gestión y función como tutor académico. Siendo una persona responsable y atenta. Agradezco por igual al Ingeniero Carlos Castellanos por su apoyo y asesoramiento durante todo este tiempo en el desarrollo del (TEG).

A mis amigos y amigas, por ser personas de grandes valores y que ahora son personas importantes en mi vida: Damon, Edgar, Laura, Andreina, Oscar, Pierina, Krisbel, Yenire, Dubraska, Rodrigo, Gianna, Daniela, Liseloth, Milagros y Oriana. Muchísimas gracias, su apoyo fue clave en esta meta. Se les quiere.

A Marisol, Yani, Orglays Rosana, Duneska por comportarse como mi segunda madre, por darme fuerza y apoyo en los momentos más difíciles, le estaré siempre agradecido por el cariño y aliento. Se les quiere y aprecia mucho.

Michael Zambrano.

AGRADECIMIENTOS

A la ilustre Universidad Central de Venezuela, por abrirme sus puertas convirtiéndose en mi segunda casa, formándome no sólo como profesional sino como mejor persona a través de múltiples experiencias inolvidables.

A mi mamá, Marisol González, por todo su esfuerzo y dedicación durante cada día a lo largo de estos años para que pudiera cumplir esta meta. Al resto de mi familia, por todo el apoyo y amor brindado, amor que es recíproco. Gracias por confiar y esperar lo mejor de mí.

A mis tutores, Eliana Alvarado y Wanda Colmenares, por su apoyo en el desarrollo del trabajo, por compartir sus experiencias y consejos.

A mis compañeros, Rodrigo, Milagros, Oriana, Daniela, Gianna, Liseloth y Michael, por todo el apoyo brindado durante nuestro paso por la Escuela de Petróleo. A mis amigos, Juan Fuentes, Shirley, Argenis, Aryan, Brayner, Maria de los Angeles y Oriana González, por ser mis compañeros de travesías en el transporte universitario. A ellos mil gracias por llenar mis mañanas de alegría.

A José Manuel Rodríguez, por ser el mejor amigo y compañero de clases que alguien podría desear. Mi admiración y profundo respeto hacia él y su mamá.

A Andrés Aparicio, por su paciencia y dedicación en ayudarme a mejorar no sólo como persona sino a nivel profesional.

A todos aquellos que alguna vez creyeron en mí. ¡Gracias!

Dubraska Montes.

Montes G., Dubraska S.

Zambrano G., Michael Y.

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DE
DESARROLLAR LAS RESERVAS PROBABLES (SERIE 100)
ASOCIADAS A LA FORMACIÓN CARAPITA INFERIOR DE LA
UNIDAD PRODUCTORA CARITO, ESTADO MONAGAS**

**Tutor Académico: Prof. Eliana Alvarado. Tutor Industrial: Ing. Wanda
Colmenares. TEG. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de
Ingeniería de Petróleo. Año 2018, 168 p.**

Palabras clave: Reservas Petroleras, Formación Carapita-Monagas (Estado),
Yacimiento Petrolero, Pozos Petroleros-Producción.

Resumen: La Unidad Productora Carito actualmente muestra una declinación notoria en su producción, por lo cual, en el presente Trabajo Especial de Grado se plantea evaluar las reservas probables (serie 100) pertenecientes a la formación Carapita Inferior, con el propósito de verificar la factibilidad técnico-económica de ser desarrolladas y si es posible contribuir con el mantenimiento de la producción. Se estudiaron antecedentes que comprendían la caracterización de los prospectos de interés, verificando la continuidad lateral de la formación, los límites estructurales y validando la caracterización del fluido presente mediante análisis PVT. Se verificaron los volúmenes oficiales de las reservas probables (serie 100) manejados por el MINPET, mediante cálculos propios por el método volumétrico. Posteriormente, se seleccionaron 7 pozos: MUC-26, MUC-44, MUC-52, MUC-72 y MUC-128 RE del Prospecto CRPI-101; y SBC-146 y SBC-23 en el Prospecto CRPI-102; que de acuerdo a sus propiedades petrofísicas presentaron mayor cantidad de reservas recuperables, estimándoles las actividades necesarias para el reacondicionamiento, para así poder realizar la evaluación económica. Se empleó el análisis de las curvas de declinación, variando la tasa de producción inicial en un rango de 200 a 1000 BPD y finalmente un balance económico para cada tasa establecida. Fueron evaluadas las propuestas de desarrollo de los pozos MUC-26, MUC-44, MUC-128 RE y SBC-146, y la factibilidad del proyecto dependerá ampliamente de la tasa de producción inicial y de la contribución de estas reservas a la producción actual de la U.P. Carito, mientras que los pozos MUC-52, MUC-72 y SBC-23 no presentaron viabilidad económica con una respuesta de $VPN < 0$ y un $TIR < 1,25\%$ mensual.

ÍNDICE DE CONTENIDO

LISTA DE TABLAS	xiv
LISTA DE FIGURAS	xvii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	3
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	4
1.2.1 Objetivo general.....	4
1.2.2 Objetivos específicos	4
1.3 ALCANCE.....	5
1.4 JUSTIFICACIÓN	5
1.5 LIMITACIONES	5
CAPÍTULO II	7
MARCO TEÓRICO.....	7
2.1 ANTECEDENTES.....	7
2.2 CONCEPTOS BÁSICOS	8
2.2.1 Caracterización de yacimientos.....	8
2.2.1.1 Tipos de caracterización de yacimientos.....	8
2.2.2 Registros eléctricos	12
2.1.2.1 Registros de litología	13

2.1.2.2 Registros de porosidad	15
2.1.2.3 Registros de resistividad	17
2.2.3 Propiedades petrofísicas.....	19
2.2.3.1 Volumen de arcilla (Vsh)	19
2.2.3.2 Porosidad (ϕ)	19
2.2.3.3 Permeabilidad.....	21
2.2.3.4 Saturación de agua	21
2.2.3.5 Saturación de agua irreducible	21
2.2.3.6 Parámetros de corte	21
2.2.3.7 Arena Neta Total (ANT)	22
2.2.3.8 Arena Neta Petrolífera (ANP).....	22
2.2.4 Propiedades del fluido.....	22
2.2.4.1 Presión de burbuja (Pb).....	22
2.2.4.2 Relación gas–petróleo en solución (Rs).....	22
2.2.4.3 Factor volumétrico del petróleo (Bo)	23
2.2.4.4 Viscosidad del petróleo (μ_o)	23
2.2.4.5 Gravedad API.....	23
2.2.5 Reservas	24
2.2.5.1 Recopilación de definiciones de Reservas	25
2.2.5.1.1 Ministerio del Poder Popular del Petróleo (MINPET).....	26
2.2.5.1.2 Sociedad de Ingenieros de Petróleo (SPE).....	26
2.2.5.1.3 Comisión de Bolsa y Valores (SEC).....	26
2.2.5.2 Historia del término “Reservas”	27

2.2.5.3 Clasificación por grado de certidumbre	30
2.1.5.1 Reservas probadas	32
2.2.5.2 Reservas probables	34
2.2.5.3 Reservas posibles	35
2.2.5.4 Serie 100	39
2.2.6 Petróleo Original en Sitio (POES)	40
2.2.7 Factor de recobro.....	40
2.2.8 Comportamiento de producción.....	41
2.2.8.1 Curvas de declinación	41
2.2.8.1.1 Tipos de curvas de declinación	42
2.2.9 Reparación de pozos	44
2.2.9.1 Tipos de reparación	44
2.2.9.1.1 Reparaciones menores.....	44
2.2.9.1.2 Reparaciones mayores.....	44
2.2.10 Categoría de pozos	45
2.2.11 Análisis técnico económico.....	47
2.2.11.1 Indicadores económicos	48
2.2.11.1.1 Ingresos	48
2.2.11.1.2 Egresos	48
2.2.11.1.3 Valor Presente Neto (VPN).....	48
2.2.11.1.5 Tasa interna de retorno.....	49

2.3 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	50
2.3.1 Generalidades	50
2.3.2 Geología local	52
2.3.2.1 Subcuenca de Maturín.....	52
2.3.2.2 Campo Santa Bárbara.....	53
2.3.2.3 Campo Carito-Mulata.....	53
2.3.2.4 Unidad Estratigráfica Carapita Inferior.....	54
CAPÍTULO III.....	58
MARCO METODOLÓGICO.....	58
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN	58
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	58
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA.....	59
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO.....	59
3.4.1 Análisis de antecedentes	59
3.4.2 Identificación de las reservas probables detrás de tubería (serie 100).....	60
3.4.3 Jerarquización de pozos	65
3.4.4 Análisis técnico-económico	67
3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS UTILIZADOS	67
3.5.1 Centinela	67
CAPÍTULO IV	69
ANÁLISIS DE RESULTADOS	69
4.4.1 Análisis de antecedentes	69

4.4.2 Identificación de las reservas probables detrás de tubería (serie 100).....	83
4.4.2.1 Revisión estructural.....	84
4.4.2.2 Revisión estratigráfica.....	89
4.4.2.3 Validación del PVT.....	92
4.4.2.4 Evaluación petrofísica.....	97
4.4.2.5 Cálculo de POES y reservas estimadas.....	99
4.4.3 Jerarquización de pozos	102
4.4.4 Análisis técnico-económico	109
4.4.4.1 Análisis técnico	109
4.4.4.2 Análisis económico	115
4.4.4.2.1 Costos cambio de zona productora	115
4.4.4.2.2 Costos de producción	116
4.4.4.2.3 Ingresos del proyecto	117
CONCLUSIONES	123
RECOMENDACIONES	126
REFERENCIAS.....	128
BIBLIOGRAFÍA	132
ANEXO A.....	133
ANEXO B.....	134
ANEXO C.....	135
ANEXO D.....	141
ANEXO E	147

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Calidad de la porosidad.....	20
Tabla 2. Clasificación de los hidrocarburos según su gravedad API.....	24
Tabla 3. Evolución de las definiciones de reservas de petróleo.....	29
Tabla 4. Cuadro comparativo de clasificación de reservas	30
Tabla 5. Cuadro comparativo de definiciones de reservas probadas	32
Tabla 6. Cuadro comparativo de definición de reservas probables	34
Tabla 7. Cuadro comparativo definición de reservas posibles.....	35
Tabla 8. Categoría de pozos.....	46
Tabla 9. Categoría de los estados de pozos.....	47
Tabla 10. Parámetros petrofísicos utilizados en la estimación de reservas.....	72
Tabla 11. Sumario de evaluación petrofísica promedio de los yacimientos y prospectos.	74
Tabla 12. Resultados de las propiedades PVT (Reservas probadas).	79
Tabla 13. Resultados de las propiedades PVT (Reservas probables y posibles)	80
Tabla 14. Valor de POES obtenido en la Revisión de Reservas 2017.....	82
Tabla 15. Pozos interpretados en el prospecto CRPI-101.....	83
Tabla 16. Pozos interpretados en el prospecto CRPI-102.....	84

Tabla 17. Datos volumétricos prospectos CRPI 101 y CRPI 102.....	89
Tabla 18. Evaluación de representatividad de la muestra.....	93
Tabla 19. Prueba de densidad.....	94
Tabla 20. Balance de masas pozo CRC-1X.....	96
Tabla 21. Sumario petrofísico Prospecto CRPI 101.....	98
Tabla 22. Sumario petrofísico Prospecto CRPI 102.....	99
Tabla 23. Propiedades petrofísicas promedio de los prospectos CRPI 101 y CRPI 102	99
Tabla 24. Parámetros para la estimación de POES.....	100
Tabla 25. Comparación de POES calculado y POES estimado en la Revisión de Reservas 2017.....	100
Tabla 26. Cálculo de reservas de petróleo recuperables.....	101
Tabla 27. Comparación de reservas recuperables calculadas y reservas recuperables estimadas en la Revisión de Reservas 2017.....	102
Tabla 28. Resumen categoría y condición actual por pozo, Prospecto CRPI 101	103
Tabla 29. Resumen categoría y condición actual por pozo, Prospecto CRPI 102	104
Tabla 30. Sumario petrofísico del Prospecto CRPI 101, Revisión de Reservas 2017	105
Tabla 31. Sumario petrofísico del Prospecto CRPI 101, Revisión de Reservas 2017	105
Tabla 32. Radio de drenaje por pozo, Prospecto CRPI 101.....	106

Tabla 33. Radio de drenaje por pozo, Prospecto CRPI 102.....	107
Tabla 34. Reservas recuperables por pozo, Prospecto CRPI 101	108
Tabla 35. Reservas recuperables por pozo, Prospecto CRPI 102	108
Tabla 36. Predicción de producción del pozo MUC-26, tasa de producción 400 BPD	110
Tabla 37. Predicción de producción del pozo MUC-26, tasa de producción 200 BPD	112
Tabla 38. Predicción de producción extrapolada del pozo MUC-26, tasa de producción 400 BPD	114
Tabla 39. Costos estimados por actividad.....	116
Tabla 40. Costo por un cambio de zona en un pozo	116
Tabla 41. Balance económico del desarrollo de reservas detrás de tubería (serie 100) en el pozo MUC-26, tasa de producción inicial de 400 BPD	118
Tabla 42. Resumen balance económico pozo MUC-26.....	120
Tabla 43. Resultados balance económico por pozo para una tasa de producción inicial de 400 BPD	122

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Ejemplo Perfil de Rayos Gamma.	14
Figura 2. Registro SP.	15
Figura 3. Ilustración de la porosidad efectiva, no efectiva y porosidad total.....	20
Figura 4. Caja de McKelvy	28
Figura 5. Ilustración caso de Series Numeradas de acuerdo al MINPET	36
Figura 6. Clasificación de reservas por grado de ocurrencia según el MINPET	38
Figura 7. Reservas probables Serie 100	39
Figura 8. Curvas de declinación de producción	42
Figura 9 Ubicación geográfica de las Cuencas Petrolíferas de Venezuela	50
Figura 10.Unidad de Producción Carito.	51
Figura 11. Ubicación y límites estructurales U. P. Carito.....	51
Figura 12. Rasgos principales de la Subcuenca de Maturín.....	53
Figura 13. Sección estratigráfica Este-Oeste de los campos del Norte de Monagas. .	55
Figura 14. Correlación estratigráfica de la Unidad Carapita Inferior en los pozos MUC-1E, CRC-10 y SBC-40, Campos El Carito, Mulata y Santa Bárbara.	57
Figura 15. Imagen de inicialización de Centinela.....	68
Figura 16. Áreas definidas para los yacimientos y prospectos al tope de Carapita Inferior en la U.P. Carito.....	70

Figura 17. Figura 24. Esquema secuencial de la Formación Merecure (Unidades desde T2A a T6D1).....	73
Figura 18. Ubicación de pozos con muestras de fluidos PVT en la unidad estratigráfica Carapita Inferior	75
Figura 19. Resultados de consistencia del Balance de Masas del análisis de fluidos, pozo CRC-1X.....	76
Figura 20. Resultado de la consistencia por Prueba de Densidad, pozo CRC-1X.....	76
Figura 21. Presión de Saturación vs. Profundidad. Campos El Carito, Mulata y Santa Bárbara	78
Figura 22. Relación Gas - Petróleo vs Profundidad. Campos El Carito, Mulata y Santa Bárbara	78
Figura 23. Relación estructural entre el tope de Carapita Inferior y Merecure (Norte-Sur).....	85
Figura 24. Sección estructural A-A' en sentido N-S de los campos El Carito y Mulata	86
Figura 25. Sección estructural C-C' en sentido SO-NE de los campos El Carito y Mulata	87
Figura 26. Límites del Prospecto CRPI 101.	88
Figura 27. Límites del Prospecto CRPI 102.	89
Figura 28. Sección estratigráfica Suroeste – Noreste, Prospecto CRPI 101	90
Figura 29. Sección estratigráfica Oeste – Este, Prospecto CRPI 101	91
Figura 30. Sección estratigráfica Suroeste – Noreste, Prospecto CRPI 102.....	92

Figura 31. Gráfico función “Y”	95
Figura 32. Perfil de producción pozo MUC-26, tasa de producción 400 BPD.....	111
Figura 33. Perfil de producción pozo MUC-26, tasa de producción 200 BPD.....	113

INTRODUCCIÓN

El petróleo es el principal recurso natural de mayor importancia en el ámbito mundial, la exploración, búsqueda, hallazgo y explotación de los yacimientos de petróleo se ha convertido en nuestros días, en una actividad muy importante para el progreso de muchas empresas y para la vida de la humanidad. Por lo tanto, es esencial para la planificación futura que los gobiernos e industrias tengan un estimado de las cantidades de petróleo disponible para ser producidos y cantidades que se espera estén disponibles dentro de un tiempo prudencial a través del desarrollo adicional de los yacimientos, avances tecnológicos o exploración (Carrillo, 2009).

Para lograr tal cuantificación, es necesario que la industria adopte una nomenclatura consistente para estimar las cantidades actuales y futuras del petróleo, que se espera sea recuperado de acumulaciones subterráneas. Tales cantidades son definidas como reservas y su cuantificación es de considerable importancia para gobiernos, agencias internacionales, economistas, banqueros y la industria energética internacional (Carrillo, 2009).

Para las empresas petroleras las reservas son materia de trabajo, activo a desarrollar y monetizar. La compra de derechos de explotación, la participación en proyectos y los financiamientos se deciden en función de la cantidad de petróleo o gas que puede ser registrada contablemente, el volumen que puede producirse y el retorno de la inversión. En la industria petrolera las reservas representan el corazón de la confianza y la credibilidad que aseguran acceso a fondos para desarrollar proyectos e innovaciones que respondan al crecimiento de la demanda. Para el sector financiero, las reservas representan una medida del valor de una empresa petrolera y por lo tanto fundamento de su capacidad crediticia (Ahmed, 2003). Pero finalmente para los países exportadores altamente dependientes de los ingresos petroleros, como en el caso de Venezuela, es

particularmente importante saber por cuánto tiempo más podrán seguir utilizando ese recurso natural no renovable como palanca de desarrollo.

Venezuela es el país que cuenta con las reservas probadas y certificadas de crudo más grandes del planeta y es el octavo país con las mayores reservas de gas probadas del mundo, posicionando a su estatal Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) (Ahmed, 2003), como una de las empresas del mercado de los hidrocarburos de más importancia para el futuro energético. Presentando avances y logros obtenidos en la actividad exploratoria y de caracterización de yacimientos; pilares fundamentales en la cadena de valor de hidrocarburos para incorporar nuevas reservas a la Nación y fortalecer los planes de explotación de estos activos.

De manera que a nivel exploratorio también son muy importantes las expectativas existentes de reservas categorizadas como probables y posibles; donde actualmente se están enfocando los esfuerzos hacia el aprovechamiento del potencial hidrocarburífero presentes en dichas reservas de crudos condensado, liviano y mediano para poder incrementar o mantener la producción, buscando así, balancear la declinación productiva y económica.

En la actualidad, alrededor de un 70% del petróleo producido proviene de yacimientos de más de 30 años de longevidad, lo que centra el interés de la industria precisamente frente a los yacimientos petroleros maduros (Ahmed, 2003). Numerosos yacimientos petroleros de Venezuela ya han pasado su pico de producción y el potencial que albergan los yacimientos más longevos es considerable, siendo éste el caso de la Unidad Productora Carito ubicada al norte Monagas, cuya etapa productiva data de los años 1988. Por consiguiente, este Trabajo Especial de Grado repercute en explotar las reservas probables detrás de tubería (serie 100), elaborando un estudio de la factibilidad técnico-económica de desarrollar el potencial de las mismas.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En este capítulo se presenta el problema de la investigación y la importancia de realizar este estudio. También se plantea un objetivo general y varios objetivos específicos a través de los cuales estará orientada la investigación.

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La Unidad Productora Carito está conformada por los campos El Carito, Mulata y Santa Bárbara, la cual produce de formaciones importantes como Carapita Inferior, Merecure, San Juan y San Antonio. En la actualidad la U.P. Carito muestra una declinación en su producción de aproximadamente 100 MB/D de petróleo con respecto a la tasa de producción de 240 MB/D correspondiente a hace tres años (2015). Siendo necesario la reevaluación de las reservas probables en búsqueda de futuros planes de explotación y aprovechamiento de los volúmenes de petróleo observados detrás de tubería.

La evaluación de estas reservas probables constituye una herramienta importante de optimización de pozos; una vez determinadas las características del yacimiento y condiciones del pozo, el comportamiento de saturaciones y composición de los fluidos pueden indicar la existencia de ciertas zonas con potencial que beneficiarían al campo con la perforación de más pozos o pozos que necesitan reparaciones, convirtiendo así, estas reservas probables a probadas dándole mayor certeza y confiabilidad a aquellas empresas que sienten interés en invertir en esta gran industria.

En consecuencia, en cada etapa de vida productiva de un yacimiento petrolero, hay que preguntarse qué se puede hacer para mantener la rentabilidad económica-productiva hasta ya bien iniciada la etapa de madurez del yacimiento.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

Para realizar este trabajo es necesario establecer un objetivo general, el cual describa la finalidad de la investigación y unos objetivos específicos que permitan alcanzar el propósito general.

1.2.1 Objetivo general

Estudiar la factibilidad técnico-económica de desarrollar las reservas probables (serie 100) asociadas a la formación Carapita Inferior, para contribuir con el mantenimiento de la producción de la U. P. Carito, Estado Monagas.

1.2.2 Objetivos específicos

1. Recolectar información y describir generalidades del área de estudio.
2. Revisar bibliografía relacionada a reservas, clasificación de reservas de acuerdo a los estándares internacionales bajo la SPE y SEC; y al marco regulatorio nacional (MINPET).
3. Analizar antecedentes referentes al cálculo de reservas asociados a la formación Carapita Inferior.
4. Identificar las reservas probables detrás de tubería (serie 100) asociadas a los pozos de la U.P Carito.
5. Jerarquizar los pozos con factibilidad técnica de desarrollar las reservas.
6. Realizar un análisis técnico-económico de desarrollar las propuestas técnicas para la generación de potencial en pozos con reservas probables (serie 100).

1.3 ALCANCE

El presente trabajo abarca el mantenimiento de la producción de la Unidad Productora Carito, asociado únicamente a la formación Carapita Inferior y sus respectivos yacimientos; localización asignada por parte de PDVSA división Punta de Mata, seleccionándose las áreas norte y sur de la U. P. Carito.

1.4 JUSTIFICACIÓN

El proyecto a realizar es de suma importancia debido a que los yacimientos maduros pueden definirse como aquel en el que se observa un gran agotamiento de la energía dentro del mismo (Velásquez, 2010), como es el caso de los integrados en la U.P Carito que en los últimos 3 años su producción ha decaído notablemente. Uno de los indicadores que ha afectado considerablemente la producción ha sido la sub-inyección histórica, aunado a la caída considerable de actividades de generación y reacondicionamiento de pozos, la pérdida de producción en pozos por causa de taponamiento parcial de los pozos, así como la inestabilidad en la inyección de los pozos de levantamiento artificial por gas (LAG) relacionada a los paros totales de planta en PIGAP I.

Por tal motivo, es necesaria la reevaluación de las reservas probables (serie 100) en búsqueda de futuros planes de explotación y aprovechamiento de los volúmenes de petróleo observados detrás de tubería, con la finalidad de mantener producción en la U.P. Carito y proveer los volúmenes de petróleo requeridos en superficie, de modo que este estudio promete un aporte importante para la industria petrolera tanto en el presente como futuro; ya que balanceará la caída productiva-económica y prolongará la vida productiva de los yacimientos petroleros.

1.5 LIMITACIONES

Para el desarrollo de este Trabajo Especial de Grado, las limitaciones se enfocan en el acceso eficiente y continuo de la información manejada por parte de la división Punta

de Mata; y a la disposición de todos los datos de las características del área, debido a que están sujetas a la aprobación y contribución de PDVSA.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

En este capítulo se exponen las bases teóricas de la investigación realizada, abordando conceptos básicos relativos a la caracterización de yacimientos, registros eléctricos, parámetros petrofísicos, propiedades del fluido, reservas, comportamiento de producción, evaluación económica, entre otros; los cuales permitirán sustentar e interpretar los resultados obtenidos.

2.1 ANTECEDENTES

La Gerencia de Estudios Integrados de Yacimientos Oriente (2017) presentó el informe técnico “**Revisión de Reservas de Petróleo y Gas de los Yacimientos de la Unidad Estratigráfica Carapita Inferior del Oligoceno Tardío y Mioceno Temprano de los Campos El Carito, Mulata, Santa Bárbara y El Furrial**”, cuyo objetivo fue revisar las reservas de petróleo y gas tomando en consideración la incorporación de nuevos datos estáticos y dinámicos de los pozos, lo que conllevó a una revisión de las dimensiones de los yacimientos de la Unidad Estratigráfica Carapita Inferior para realizar una mejor caracterización y sincerar las reservas asociadas a los yacimientos presentes. Como resultado se encuentra la desincorporación de 49 MBN y de 12,14 MMMPCN de reservas de petróleo y gas, respectivamente.

Diego Fuentes (2016) en su trabajo de investigación “**Cálculo de Reservas y Ubicación de Pozos de Desarrollo en el Campo Singue**” realizó un estudio cuyo objetivo fue determinar en forma técnica el plan de desarrollo del Campo Singue, es decir, definir, conocer y desarrollar las reservas de petróleo, para posteriormente seleccionar en forma óptima la ubicación y número de pozos que permitieran la mejor y mayor recuperación de petróleo. Para el cálculo de POES utilizó el método volumétrico, considerando los parámetros petrofísicos del único pozo en producción

existente en el campo. Como resultado propone la perforación de dos pozos de desarrollo con los cuales espera incrementar la producción en aproximadamente 700 BPD. Planteó dos escenarios del proyecto de perforación de pozos, con precios del barril de petróleo de 40 y 35 USD respectivamente, donde la rentabilidad fue demostrada para los dos escenarios con la obtención de un valor positivo del Valor Actual Neto (VAN) y un valor mayor al 12% (Tasa de Actualización de la Empresa) de la tasa interna de retorno (TIR).

2.2 CONCEPTOS BÁSICOS

2.2.1 Caracterización de yacimientos

La caracterización de un yacimiento es un proceso de amplia base científica en el cual intervienen diversas disciplinas tales como: petrofísica, geología, geofísica, geoquímica, ingeniería de yacimientos, entre otras. Para así interpretar lógicamente todos los datos y características del yacimiento mediante herramientas y técnicas modernas, logrando definir y estudiar las características estáticas y dinámicas que controlan la capacidad de almacenamiento y de producción de los yacimientos petroleros, así como también la cuantificación del volumen de hidrocarburos, y la definición de las estrategias y alternativas de explotación de los yacimientos (Perdomo, 2006).

2.2.1.1 Tipos de caracterización de yacimientos

2.2.1.1.1 Caracterización estática

El modelo estático de un yacimiento es aquel que representa las propiedades de un yacimiento que no varían con el tiempo, como es el caso de la permeabilidad, porosidad, espesor, límites de roca, fallas, ambientes de deposición, que, unidos a pruebas de yacimiento, permiten definir en forma clara el yacimiento (Regges & Leidys, 2005).

El modelo estático comprende una serie de modelos que nos llevan a la caracterización del yacimiento en estudio, dichos modelos son los siguientes:

- **Modelo estructural:** Las secciones estructurales muestran las profundidades y deformaciones sufridas por los estratos. Este modelo se logra con la revisión de la sísmica con la cual se puede observar el tope del yacimiento, los lentes que los conforman, además definir orientación y geometría de los elementos estructurales, y delimitar las estructuras o cierres que confinan la acumulación. Esta revisión abarca tanto el marco regional como del marco local, para determinar y generar planos de fallas, mapas estructurales y mapas de compartimientos (Regges & Leidys, 2005).
- **Modelo estratigráfico:** Es la representación de la geometría o arquitectura interna del yacimiento, el cual se obtiene a través de correlaciones litológicas pozo a pozo con la finalidad de conocer la extensión areal, los tipos de lentes que conforman el yacimiento, los cambios de espesores estratigráficos y cambios de facies. Una información importante obtenida de un buen mallado de secciones estratigráficas, es la de relaciones verticales entre las unidades para predecir la movilidad de los fluidos (Camero & Fanny, 2005).
- **Modelo sedimentológico:** Es la representación de la litología observada a través de los perfiles de pozos y muestra de núcleos, con la finalidad de determinar el ambiente, geometría, orientación, distribución y calidad de los depósitos de las unidades sedimentarias, los límites laterales y barreras verticales (Camero & Fanny, 2005).
- **Modelo petrofísico:** Cuantifica a través de la interpretación de perfiles de pozos, las propiedades básicas de la roca reservorio: porosidad, saturación, permeabilidad y contenido de arcillas. También permite la generación de isopropiedades y mapas de arena neta petrolífera (Ávila, 2011).

2.2.1.1.2 Caracterización dinámica

Describe el movimiento de los fluidos en el yacimiento, mediante la integración de pruebas de presión, datos de producción, registros de producción, permeabilidad relativa, análisis PVT, eventos de pozos y pruebas muy especializadas, como son las pruebas de trazadores que sirven para detectar líneas de preferenciales. Una vez establecidas estas condiciones se determinan los volúmenes de hidrocarburos en sitio tanto de petróleo como gas (POES/GOES), reservas, mecanismo de producción y eficiencia de extracción (Camero & Fanny, 2005).

Entre los estudios principales destinados a la caracterización dinámica del yacimiento y en consecuencia empleados en la identificación de unidades hidráulicas, se encuentran:

- Análisis de historia de presión: La mayoría de las formaciones de alta productividad, y en consecuencia de elevado interés para la industria petrolera, poseen medidas de presión del yacimiento a través del tiempo que permiten observar su comportamiento de declinación. Por tanto, es factible emplear los datos disponibles en la identificación de unidades hidráulicas de la siguiente manera (Ávila, 2011):
 - Gráficos de presión vs profundidad: Puesto que la presión del yacimiento varía con profundidad en una relación casi lineal, al graficar los valores disponibles de presión contra profundidad, para un tiempo dado, se obtendrán una serie de puntos que presentan una tendencia aproximadamente lineal, donde lógicamente, cada unidad hidráulica presenta una pendiente única en las zonas del yacimiento que poseen un mismo tipo de fluido puesto que el inverso de la pendiente obtenida representa el gradiente del fluido contenido en esa sección del reservorio.
 - Gráficos de presión vs tiempo: El comportamiento de declinación de presión del yacimiento con el tiempo es distinto para cada unidad hidráulica, es decir, arenas o yacimientos comunicados lateral o

verticalmente, presentan un comportamiento de presión con el tiempo característico.

- Gráficos de presión vs producción acumulada: El vaciamiento del yacimiento está determinado por el volumen de fluidos que son retirados del mismo y que es ocupado por el gas desprendido del petróleo, por la expansión de los fluidos que quedan en el reservorio y cuando ocurre intrusión de agua, por el agua neta que entra en el yacimiento.
- Análisis P.V.T.: Consiste en determinar en el laboratorio una serie de propiedades físicas de un fluido en el yacimiento (petróleo, agua o gas) que relacionan presión, volumen y temperatura (P.V.T.). Para determinar el P.V.T de un fluido se puede realizar a través de análisis de laboratorios donde se realizan pruebas a diferentes presiones y temperaturas o implementando correlaciones (Paris de Ferrer, 2009).

Un paso previo a un buen análisis y obtención de las propiedades PVT, consiste en la obtención de una muestra representativa del yacimiento que esté a las condiciones de presión y temperatura del mismo, existen normas muy detalladas y compañías especializadas para tomarlas de acuerdo al tipo de fluido que se debe muestrear. Estas pruebas constan básicamente de dos fases: liberación diferencial y liberación instantánea. En la primera de ellas, la composición total de la muestra (gas y líquido), varía durante el agotamiento de presión, puesto que el gas liberado durante la reducción de presión es removido parcial o totalmente del contacto con el crudo, mientras que en la segunda, todo el gas liberado durante el agotamiento de presión permanece en contacto con el fluido, lo que implica que la composición del sistema se mantiene constante (Cardenas, 2005).

- Modelo de producción: El análisis del comportamiento del sistema de producción de yacimiento-pozo permite conocer y/o determinar las fallas que afectan la productividad de los pozos. A partir de la información obtenida de pruebas o estudios hechos a pozos se puede estimar la capacidad que tiene el

yacimiento para producir hidrocarburos, ayudando esto a definir las características óptimas para la construcción de localizaciones, bajo similares condiciones de yacimiento. Dependiendo de las características y energía de la formación productora, se estudian las posibilidades de aplicar diferentes métodos de levantamiento artificial (Cardenas, 2005).

Así mismo el modelo de producción comprende diversas actividades para aumentar y mantener el potencial de producción como se muestran a continuación (Ávila, 2011):

- Actividades generadoras de potencial: son aquellas que contribuyen al aumento de potencial mediante trabajos de perforación y recuperación adicional, recompletación, reparación de pozos con taladro y plataforma, inyección de vapor y otras actividades generadoras (instalación de Bombas Electrosumergibles (BES), cambios de métodos de producción, entre otros).
- Reacondicionamiento y recompletación de pozos (RA/RC): se refiere a aquellas actividades que se realizan en pozos activos (abiertos o cerrados) e inactivos, cuyo objetivo principal es mejorar sus condiciones productivas a través de recompletación, acidificación, fracturamiento, forzamiento arena petróleo, control de arena, control de gas o agua y trabajos de guaya relacionados con cambios en el intervalo productor.
- Estimulación de pozos: incluye la estimulación de zonas productoras por medio de la fractura de la arena, inyección de petróleo, surfactantes, ácidos, o por recañoneo u otros métodos para estimular la producción.

2.2.2 Registros eléctricos

Los registros eléctricos son una representación gráfica o digital de las diferentes propiedades petrofísicas de las rocas del subsuelo medidas en un pozo versus la profundidad a la que fueron evaluadas, las curvas registradas son procesadas de diversas maneras para obtener información sobre identificación de estratos, límites

entre capas, propiedades de las rocas del pozo, saturación de fluidos, volumen y propiedades de cada una de las arenas de interés (Lema, 2018).

A continuación, se describen los registros de litología, porosidad y resistividad necesarios para el desarrollo del presente Trabajo Especial de Grado (Kraim, 2008):

2.1.2.1 Registros de litología

2.1.2.1.1 Perfil de Rayos Gamma

El registro de rayos gamma o GR es, básicamente, una medida de la radiactividad natural de las formaciones en el subsuelo, contra profundidad. Esta radiactividad proviene de las emisiones del Uranio, Torio y Potasio presentes en las rocas. Los rayos gamma son capaces de penetrar unas pocas pulgadas en la roca y una fracción de ellos, que se originan cerca del hoyo, lo atraviesan, pudiendo ser detectados por un sensor de rayos gamma que produce un pulso eléctrico discreto por cada rayo detectado. El parámetro registrado es el número de pulsos captados por unidad de tiempo. El GR es registrado en unidades API, usualmente desde 0 hasta 150.

A través de este se pueden distinguir zonas permeables, por el hecho de que los elementos radiactivos tienden a ser abundantes en las lutitas, las cuales son impermeables, y muchos menores en los carbonatos y en las arenas, los cuales generalmente son permeables (figura 1). De esta manera, el registro GR puede separar bastante bien arenas limpias y carbonatos de las arcillas, y es por eso que es usado extensamente por los geólogos como un registro de correlación, asociando la estratigrafía de un pozo a la de los vecinos o a la encontrada en trabajos de superficie en los alrededores de la cuenca.

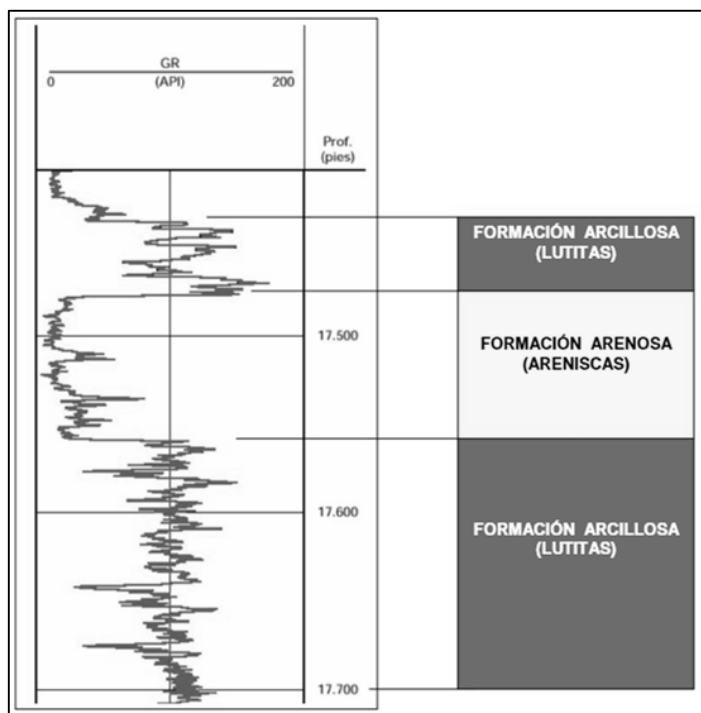


Figura 1. Ejemplo Perfil de Rayos Gamma. Fuente: (Cifuentes, 2011)

2.1.2.1.2 Curva de Potencial Espontáneo (SP)

Es un registro de la diferencia entre el potencial eléctrico de un electrodo móvil, colocado en el pozo, y el potencial eléctrico de un electrodo fijo en la superficie. Por lo general, la curva de SP se muestra más o menos recta frente a las lutitas, mientras que, frente a las formaciones permeables, la curva muestra deflexiones hacia la derecha o a la izquierda, dependiendo de la salinidad del agua de formación y el filtrado (figura 2).

Este perfil sirve para realizar correlaciones de litologías, identificar zonas porosas y permeables, determinar arcillosidad y estimar la resistividad del agua de formación, este último parámetro se puede calcular mediante el potencial total o máxima medición de la curva, SSP, que no es más que la suma de todos los potenciales presentes en el pozo y se puede determinar a cualquier temperatura.

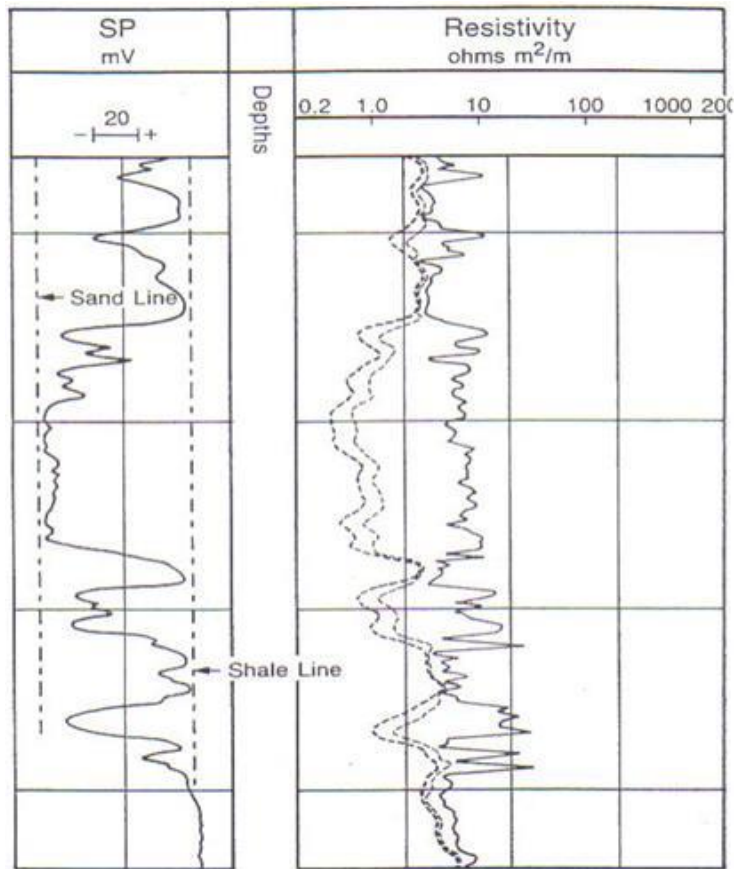


Figura 2. Registro SP. Fuente: (Schlumberger, 1991)

2.1.2.2 Registros de porosidad

2.1.2.2.1 Registro densidad

Este tipo de registro mide la densidad de los electrones en la formación mediante una fuente química de rayos gamma y dos receptores sellados de dichos rayos. El número de electrones que puede transmitirse de la fuente a los receptores es proporcional a la densidad de la formación. Para la mayor parte de los minerales que se encuentran en la exploración para petróleo, la densidad de los electrones es igual a la densidad total.

El sistema de detección doble compensa las irregularidades en el pozo, así como la presencia del revoque. Los registros de densidad pueden correrse en pozos perforados con aire comprimido o con cualquier clase de fluido.

El registro de densidad suministra información bastante confiable y directa para el cálculo de la porosidad de una formación; sin embargo, la presencia de arcilla produce una leve disminución de la densidad, por lo tanto, aumenta muy ligeramente la porosidad leída en el perfil. Este inconveniente se evita corrigiendo el valor obtenido por arcillosidad. Se emplea también para evaluar formaciones de litología compleja, evaluación de formaciones arcillosas, identificación de minerales y para detección de gas en los yacimientos. Las densidades de la matriz, de la arcilla y del fluido deben ser muy bien conocidas para lograr la obtención de valores confiables de la porosidad de una formación.

2.1.2.2 Registro neutrón

Consiste en una medición de la radiación inducida en la formación. Esta inducción se obtiene bombardeando la formación con neutrones que se mueven a gran velocidad. Los neutrones son partículas eléctricamente neutras cuya masa se aproxima a la del núcleo de hidrogeno. Debido a que la diferencia en la concentración de hidrogeno en petróleo a agua es mínima, los registros de neutrón son una medición del volumen de fluido en los poros. Si se identifica un gran número de neutrones, ello indica una porosidad baja, y viceversa.

En la interpretación de los registros de neutrón existen dos factores adicionales que deben tenerse en cuenta. En primer lugar, las lutitas mostrarán una porosidad muy alta debido al agua asociada. En segundo lugar, debido a la baja concentración de hidrogeno en el gas, las zonas ricas en gas mostrarán una porosidad muy baja. Estos dos factores en realidad constituyen una ventaja, pues la comparación de estas propiedades con las determinadas en los núcleos o con otros tipos de registros, suministra un método conveniente para la determinación de los volúmenes de lutita y la distinción entre zonas gaseosas de aquellas ricas en petróleo o agua.

2.1.2.2.3 Perfil sónico

Es una herramienta que mide el tiempo más corto requerido por la onda de sonido para viajar a través de un pie vertical de la formación adyacente a la pared del pozo. Este tiempo de tránsito (la inversa de la velocidad) puede ser relacionado a la porosidad de la formación. El tiempo total que una onda acústica emplea para recorrer un pie de la roca, se le adicionan los tiempos proporcionales representados a través de los poros llenos con fluido y de la matriz, lo cual representa la parte sólida de la roca.

El instrumento acústico contiene un transmisor y dos receptores, con un espaciamiento de 3 pies entre el transmisor y el primer receptor, y de 2 pies entre ambos receptores. Cuando se activa el transmisor, la onda acústica se transmite por la columna de fluido y se registra en los receptores. La diferencia de tiempo corrido entre el primer y segundo receptor depende de la densidad del medio por el cual el sonido viaja.

En algunas áreas es práctica común el correr más de un registro para determinar la porosidad de un pozo. La combinación más común es densidad – neutrón; siendo esta última la más común. Estos registros se corren al mismo tiempo con el rayo gamma y el calibrador y se usan para diferenciar petróleo y agua de gas, calcular volúmenes de litología y determinar el volumen de lutita en la matriz.

2.1.2.3 Registros de resistividad

2.1.2.3.1 Registro Eléctrico

Consiste en una curva SP y una combinación de curvas de resistividad que reciben el nombre de normal o lateral según la configuración de los electrodos. La curva normal se obtiene utilizando dos electrodos pozo abajo, un electrodo de corriente y un electrodo receptor. Los valores de la resistividad se obtienen mediante la caída de voltaje entre los dos electrodos.

Se utiliza una normal corta (con 18 pulgadas de espaciamento entre los electrodos) para correlación, definición de los bordes de los estratos y para medir la resistividad cerca del pozo. La curva lateral se obtiene utilizando tres electrodos pozo abajo, uno de corriente y dos receptores. Las curvas laterales no son simétricas y presentan distorsiones como resultado de estratos adyacentes delgados, pero son muy efectivas en la medición de la resistividad real en formaciones gruesas y homogéneas.

2.1.2.3.2 Registro de Inducción Eléctrica

Este registro, como su nombre lo indica, es una combinación de curvas eléctrica y de inducción; por lo tanto, mide la conductividad de la formación y es muy efectivo en formaciones con porosidad de intermedia a alta. El registro de inducción eléctrica incluye una curva SP y/o curva de rayos gamma, la normal de 18 pulgadas y la curva de inducción, tanto en la columna de resistividad como en la de conductividad. En aquellas áreas donde la resistividad es baja, es común registrar una curva normal de 18 pulgadas expandida.

En el registro de inducción se hace circular una corriente alterna constante por una bobina transmisora aislada. El campo magnético alterno de la bobina induce una corriente alterna en la formación, la cual resulta en un campo magnético secundario, el cual a su vez induce una corriente en una bobina receptora. La corriente inducida en la bobina receptora es proporcional a la conductividad y/o resistividad de la formación. Bajo condiciones favorables es posible usar los valores obtenidos en el registro de inducción en la determinación de la resistividad real; sin embargo, deben hacerse correcciones, para las cuales existen gráficos tales como: estratos delgados, diámetros de pozo muy grandes, invasión extensa, etc.

Es una de las mediciones más avanzadas y modernas de la resistividad de que se dispone hoy en día. Es muy útil, especialmente cuando los diámetros de la invasión son grandes. Este registro muestra una curva SP y/o curva de rayos gamma, además de tres curvas de resistividad con penetraciones diferentes. La curva de penetración poco

profunda se obtiene con un instrumento corto de guarda y mide la resistividad de la zona limpia (R_{xo}). La curva intermedia mide las resistividades combinadas de las zonas limpia e invadida (R_i), en tanto que la curva profunda mide principalmente la resistividad de la zona no contaminada (R_t).

2.2.3 Propiedades petrofísicas

2.2.3.1 Volumen de arcilla (V_{sh})

El volumen de arcilla se define como el valor neto de arcilla presente en una formación. Esta variable afecta la evaluación de una formación, debido a que complica la estimación del volumen de hidrocarburos en sitio y afecta la habilidad que posee el yacimiento para producir los mencionados hidrocarburos (Schlumberger, 1991).

2.2.3.2 Porosidad (ϕ)

La porosidad es una medida de los espacios vacíos de la roca que tienen la capacidad de almacenar líquidos o gases. La porosidad es una fracción que varía entre 0 y 1, aunque también puede expresarse en porcentaje (Paris de Ferrer, 2009).

2.2.3.2.1 Tipos de Porosidad

En la figura 3, se muestran los tres tipos de porosidad de acuerdo a la comunicación de sus poros (Paris de Ferrer, 2009):

- Porosidad absoluta. Se define como el porcentaje del espacio poroso con respecto al espacio total de la roca sin tomar en cuenta si los poros están o no interconectados entre sí.
- Porosidad efectiva. La porosidad efectiva se define como el porcentaje del espacio poroso que se encuentra interconectado entre sí.
- Porosidad no efectiva. Se define como la fracción del espacio poroso que puede contener fluidos, pero no está comunicado entre sí.

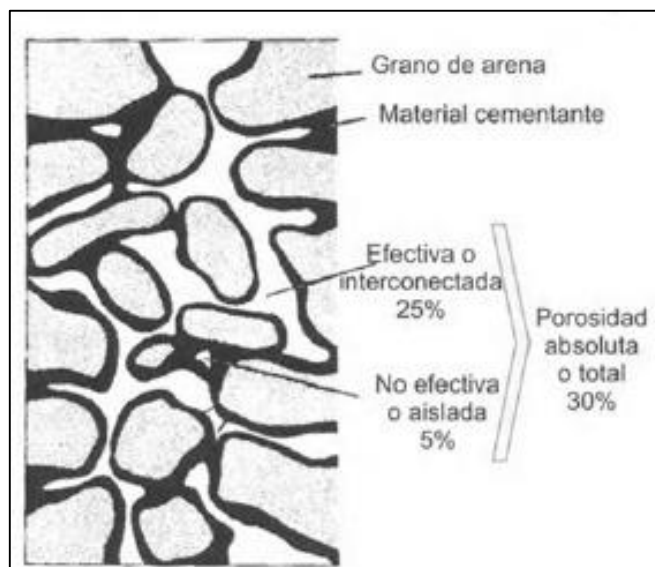


Figura 3. Ilustración de la porosidad efectiva, no efectiva y porosidad total. Fuente: (Paris de Ferrer, 2009)

Para el ingeniero de yacimientos la porosidad efectiva es de mayor importancia para las estimaciones de petróleo y gas en sitio, ya que esta representa los canales porosos interconectados y es una medida de la facilidad de la conductividad de fluidos por parte de la roca. En la tabla 1, se pueden observar los rangos de la calidad de la porosidad para posterior caracterización de los yacimientos.

Tabla 1. Calidad de la porosidad. Fuente: (Paris de Ferrer, 2009)

Calidad	Porosidad (%)
Muy buena	>20
Buena	15-20
Moderada	10-15
Pobre	5-10
Muy pobre	<5

2.2.3.3 Permeabilidad

Es la capacidad que tiene el medio poroso de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados. Además, es una medida de la conductividad de los fluidos y, por su analogía con los conductores de electricidad, también se define como el recíproco de la resistencia que un medio poroso ofrece al flujo de fluidos (Paris de Ferrer, 2009).

2.2.3.4 Saturación de agua

Los sedimentos al depositarse lo hacen conteniendo agua del ambiente sedimentario correspondiente en el espacio poroso intergranular, es decir, que se depositan conteniendo cien por ciento de agua connata en el espacio poroso. La saturación de agua de una roca es, por lo tanto, la relación entre el volumen de agua contenido en su espacio poroso y su volumen poroso total (García, 2001).

La presencia de arcilla en una formación es un componente de la roca de gran importancia en el análisis de registros. Su principal efecto es disminuir la porosidad efectiva y la permeabilidad, pero su importancia radica en que por sus propiedades eléctricas tiene una gran influencia en la determinación de las saturaciones de fluidos (Schlumberger, 1991).

2.2.3.5 Saturación de agua irreducible

Es la fracción del volumen poroso que ocupa la fase de agua en un yacimiento con máxima saturación de hidrocarburos. Debido a las fuerzas capilares, cierta cantidad de agua no es desplazada por los hidrocarburos y se adhiere a las superficies rocosas (Schlumberger, 1991).

2.2.3.6 Parámetros de corte

De acuerdo a la Revisión de Reservas de Carapita Inferior del 2017, los parámetros de corte son aquellos valores que son resultado de una interpretación realizada por parte

de profesionales en el área de la petrofísica y permiten establecer la cantidad de Arena Neta Total y de Arena Neta Petrolífera existente en el análisis de registros eléctricos. Estos valores, como lo son, el valor mínimo de porosidad y valores máximos de volumen de arcilla y saturación de agua; son representativos del área en estudio de acuerdo al tipo de roca y a las condiciones de flujo.

2.2.3.7 Arena Neta Total (ANT)

Se define como Arena Neta Total a la suma de los intervalos en la arena de interés que cumplen con un volumen de arcilla menor o igual al establecido como parámetro de corte (Zambrano & Martha, 2004).

2.2.3.8 Arena Neta Petrolífera (ANP)

Se define como Arena Neta Petrolífera a la fracción de Arena Neta Total que contiene una saturación de agua menor al valor de corte de saturación de agua y una porosidad mayor al valor de corte (Zambrano & Martha, 2004).

2.2.4 Propiedades del fluido

2.2.4.1 Presión de burbuja (Pb)

La presión de burbujeo se define como la presión a la cual se libera la primera burbuja de gas que se encuentra en solución del petróleo. Es importante conocer esta presión debido permite conocer si el yacimiento se encuentra saturado o subsaturado (Castro & Gómez, 2016).

2.2.4.2 Relación gas–petróleo en solución (Rs)

La relación gas-petróleo en solución se define como la cantidad de gas en pies cúbicos (SCF) que pueden disolverse en un barril normal de petróleo (BN) a condiciones de yacimiento (Banzér, 1996).

2.2.4.3 Factor volumétrico del petróleo (Bo)

El factor volumétrico de formación se define como el volumen que ocupa un barril normal de petróleo más el gas en solución a la temperatura y presión del yacimiento. También puede definirse como el cambio que experimenta el volumen de petróleo al pasar de condiciones de yacimiento a condiciones de superficie, debido a la expansión de líquido o liberación del gas de solución al disminuir la presión. El factor volumétrico de formación alcanza el valor máximo a la presión de burbuja, ya que es el punto donde la máxima cantidad de gas puede disolverse en el petróleo (Castro & Gómez, 2016).

2.2.4.4 Viscosidad del petróleo (μ)

La viscosidad de un fluido se define como la resistencia interna o resistencia que ofrecen sus moléculas a fluir. En el caso del petróleo, es una característica que controla el flujo a través del medio poroso y de las tuberías. Esta propiedad depende fuertemente de la presión del yacimiento, la temperatura, la gravedad del petróleo, y la gravedad y solubilidad del gas (Paris de Ferrer, 2009).

2.2.4.5 Gravedad API

Escala de gravedad específica expresada en grados, desarrollada por el Instituto Estadounidense del Petróleo (*American Petroleum Institute, API*), para medir la densidad relativa de diversos líquidos del petróleo (Schlumberger, 2018). En la tabla 2, se encuentra la clasificación de los hidrocarburos según su gravedad API utilizada para caracterizar los yacimientos en estudio.

Tabla 2. Clasificación de los hidrocarburos según su gravedad API. Fuente: (Dirección General de Exploración, Reserva y Tierra, 2005)

Tipo de Hidrocarburo	°API	Nomenclatura
Gas	-	G
Condensado	Mayor de 42° (*)	C
Liviano	Mas de 30	L
Mediano	De 22 a 29,9°	M
Pesado	De 10 a 21,9°	P
Extrapesado	Menor a 10°	XP

Nota. (*) Gravedad API utilizada solo para fines fiscales.

2.2.5 Reservas

Las reservas son los volúmenes de hidrocarburo que se pueden recuperar bajo condiciones técnicas y económicamente rentables de acumulaciones conocidas, desde una fecha determinada en adelante (Dirección General de Exploración, Reserva y Tierra, 2005).

La estimación de las reservas se hace bajo condiciones de incertidumbre. El método de estimación se denomina determinístico si se reporta como un valor único, el cual representa “el mejor estimado de reservas” basado en la ingeniería y geología conocida y las condiciones económicas prevalecientes. El método de estimación se denomina probabilístico cuando la información conocida de ingeniería, geológica y económica se usa para generar e indicar un rango de estimados y las probabilidades asociadas. La identificación de las reservas como probadas, probables y posibles ha sido el método de clasificación más frecuente y da una indicación de la probabilidad de su

recuperación total. Debido a las diferencias en la incertidumbre, se debe tener cuidado cuando se sumen reservas de distintas calificaciones (Etherington, 2007).

Es importante destacar que existe inconsistencia en los enfoques utilizados para la clasificación de reservas al nivel mundial lo cual, representa un problema significativo para la industria. A pesar de todos los esfuerzos realizados para tratar de establecer un conjunto de definiciones de reservas ampliamente aceptable y las directrices publicadas por diversos organismos reguladores, hay muchas áreas en las que se adoptan diferentes interpretaciones y, por lo tanto, el requisito clave de cualquier sistema que es la consistencia no es logrado (Ross, 1998).

De igual manera, las obligaciones de información externa con respecto a las estimaciones de reservas varían ampliamente de un país a otro. A pesar de las ventajas obvias de las definiciones comunes de las categorías de reservas y la terminología relacionada, la industria ha desarrollado de tal manera que los distintos países y empresas se han quedado a diseñar sus propios sistemas que impiden una comparación fácil entre ellos. Este ha sido un problema particular en las grandes fusiones corporativas de los últimos años, además es una limitación importante al considerar y comparar la base de recursos de los países individuales (Ross, 2001).

Por tal motivo, se estableció realizar una recopilación de definiciones de las reservas probadas, probables y posibles del Ministerio del Poder Popular de Petróleo (MINPET) con dos entes externos, la Comisión de Valores y Cambio (SEC) y la Sociedad de Ingenieros de Petróleo (SPE); con la finalidad de verificar si cumplen con las definiciones comunes de las categorías de reservas y la terminología utilizada en el ámbito mundial. Debido a que es importante ejemplificar explícitamente los conceptos que cultivarán el desarrollo de este Trabajo Especial de Grado.

2.2.5.1 Recopilación de definiciones de Reservas

La definición de Reservas se establece de acuerdo a los siguientes organismos nacionales e internacionales:

2.2.5.1.1 Ministerio del Poder Popular del Petróleo (MINPET)

El Ministerio del Poder Popular del Petróleo es el órgano del Ejecutivo Nacional que establece las normas que deben ser acatadas por las empresas operadoras en el sector de los hidrocarburos. Estas normas incluyen no sólo los procedimientos específicos para el cálculo de Reservas, sino también aquellos necesarios para el debido control de la información requerida por el Estado y son de estricto cumplimiento, tanto en su contenido como en su forma (Dirección General de Exploración, Reserva y Tierra, 2005).

2.2.5.1.2 Sociedad de Ingenieros de Petróleo (SPE)

La Sociedad de Ingenieros de Petróleo (SPE) es una organización que se encarga de recopilar, diseminar e intercambiar conocimientos técnicos sobre la exploración, el desarrollo y la producción de recursos de petróleo y gas, y tecnologías relacionadas para el beneficio público; y brindar oportunidades para que los profesionales mejoren su competencia técnica y profesional. Adicionalmente permite que la industria global de petróleo y gas comparta conocimientos técnicos necesarios para satisfacer las necesidades energéticas mundiales de una manera segura y ambientalmente responsable (Society of Petroleum Engineers , 2003).

2.2.5.1.3 Comisión de Bolsa y Valores (SEC)

Los objetivos de la Comisión de Bolsa y Valores (SEC), en parte, son administrar las leyes federales de seguridad y emitir reglas y regulaciones para brindar protección a los inversionistas y garantizar que los mercados de valores sean justos y honestos. Como parte de este esfuerzo, la SEC promueve una plena efectividad publicitaria de divulgación al público inversionista (Truman, 2003).

2.2.5.2 Historia del término “Reservas”

La terminología usada para la clasificación del petróleo y las diferentes categorías de reservas ha sido motivo de muchos estudios y discusiones por muchos años. Los intentos por estandarizar la terminología de reservas comenzaron por 1935 cuando el API (*American Petroleum Institute*) consideró la clasificación y definición de varias categorías de reservas (Carrillo, 2009). La mayoría de las principales compañías petroleras, grandes empresas independientes, bancos y consultores desarrollaron en algún momento sus propias definiciones de reservas internas al tiempo que reconocieron y cumplieron las definiciones de la SEC desde 1978. Pero la falta de consistencia y propósito en las definiciones ampliamente diferentes condujo a problemas significativos relacionados con la financiación de proyectos, fusiones y adquisiciones, carteras de préstamos e informes regulatorios (Harrell & Gardner, 2003).

Estas definiciones se basaron, al menos implícitamente, en el sistema de clasificación de los recursos por McKelvey, la cual fue publicada por primera vez en 1972 (figura 4). McKelvey estableció la distinción entre reservas y recursos. Recursos incluye todo el petróleo estimado que está contenido en el yacimiento o que ha sido producido a partir de acumulaciones conocidas, más aquellas cantidades estimadas en acumulaciones aún por descubrir. Mientras que las reservas, son un subconjunto de recursos, siendo estas las que han sido descubiertas y son comerciales, recuperables y remanentes (Ross, 1998).

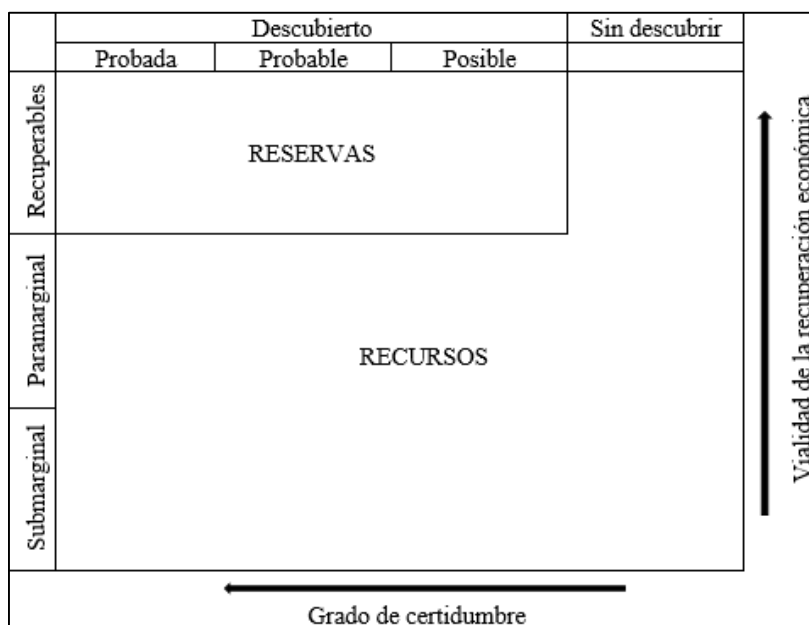


Figura 4. Caja de McKelvy. Fuente: (Ross, 1998)

En 1987, la SPE (*Society of Petroleum Engineers*) y el WPC (*World Petroleum Congresses*), trabajando separadamente, produjeron conceptos similares para las definiciones de reservas. Ese mismo año, las definiciones se ampliaron para incluir reservas probables y posibles. Estas definiciones junto con los conceptos desarrollados por la SEC de 1987, fueron los catalizadores que iniciaron un período de casi 20 años de esfuerzos que culminaron en las definiciones de reservas SPE / WPC de 1997 (Harrell & Gardner, 2003).

Como un desarrollo adicional de su cooperación en la aprobación de las definiciones de reserva de 1997, y reconociendo los beneficios potenciales para la industria, la SPE y WPC iniciaron trabajos para desarrollar definiciones que abarcaran toda la base de recursos. Posteriormente, la SPE y WPC se unieron a la AAPG (*American Association of Petroleum Geologist*) y, en febrero 2000, las tres organizaciones aprobaron conjuntamente un nuevo documento que abarcó las definiciones y clasificación de los recursos petrolíferos. El cual fue un logro para la industria intentando mejorar el nivel de coherencia en la documentación y la descripción de los recursos que no satisfacen

los criterios de reservas (Ross, 2001). En la tabla 3, se muestra un resumen de la evolución de definiciones de Reservas.

Tabla 3. Evolución de las definiciones de reservas de petróleo. Fuente: (Harrell & Gardner, 2003)

Periodo de tiempo	Nombre de la organización	Comentarios
1936-1964	API	Definiciones creadas usadas en estudios anuales de reservas de petróleo en los Estados Unidos.
1946	AGA	Definiciones establecidas para las reservas de gas natural y API se unió en el estudio anual de reservas de petróleo y gas para los Estados Unidos.
1964	SPE	Adoptó definiciones de reservas probadas similares a las definiciones de API modificadas.
1978	SEC	Definiciones emitidas para reservas probadas de petróleo y gas.
1981	SPE	Emitió definiciones revisadas para reservas probadas.
1983	WPC	Adoptó definiciones ampliadas para reservas y recursos.
1987	SPE	Definiciones revisadas publicadas para reservas probadas, probables y posibles. Sin reconocimiento de métodos de evaluación probabilística.
1987	WPC	Publicó definiciones revisadas algo similares a las definiciones de la SPE de 1987.
1997	SPE/WPC	Definiciones adoptadas tanto por SPE como por WPC. Incorporando metodologías determinísticas y probabilísticas.
2000	SPE/WPC/AAPG	Definiciones de recursos aprobadas por SPE, WPC y AAPG.

Hoy en día las definiciones de la SPE y WPC han sido estándares para la clasificación y evaluación a nivel mundial (McMichael, 2001). El esfuerzo realizado ha tratado de mantener la terminología recomendada lo más cercano posible al uso común con la idea de minimizar el impacto de algunas cantidades previamente reportadas y de algunos cambios para lograr una amplia aceptación (Carrillo, 2009).

2.2.5.3 Clasificación por grado de certidumbre

El grado de certidumbre es asignado de acuerdo a la información geológica confiable o de ingeniería disponible al momento del estimado y de la interpretación de la información. En la tabla 4, se encuentra la clasificación por certidumbre de ocurrencia por parte de los tres entes en estudio:

Tabla 4. Cuadro comparativo de clasificación de reservas

Clasificación de reservas	
MINPET	<ul style="list-style-type: none"> • Probadas • Probables • Posibles
SEC	<ul style="list-style-type: none"> • Probadas
SPE	<ul style="list-style-type: none"> • Probadas • No probadas <ul style="list-style-type: none"> ○ Probables ○ Posibles

Las reservas probadas tienen mayor certidumbre que las reservas no probadas. La diferencia notoria es que la SEC solo abarca las reservas probadas y que la SPE emplea el término de reservas no probadas como subclasificación, para facilitar la consistencia entre los profesionales que emplean el término.

A continuación, se anexan los cuadros comparativos realizados con las definiciones de reservas probadas (tabla 5), reservas probables (tabla 6) y reservas posibles (tabla 7):

2.1.5.1 Reservas probadas

Tabla 5. Cuadro comparativo de definiciones de reservas probadas

Definición de reservas probadas			
MINPET	SEC	SPE	Comparación
<p>Las reservas probadas son los volúmenes de hidrocarburos estimados con razonable certeza y recuperables de yacimientos conocidos, de acuerdo con la información geológica y de ingeniería disponible y bajo condiciones operacionales, económicas y regulaciones gubernamentales prevalecientes.</p> <p>El término "razonable certeza" indica un alto grado de confianza de que las cantidades estimadas serán recuperadas.</p> <p>Según las facilidades de producción las reservas probadas se clasifican en: desarrolladas y no desarrolladas.</p> <ul style="list-style-type: none"> Reservas probadas desarrolladas: están representadas por el volumen de hidrocarburos comercialmente recuperable del yacimiento por los pozos e instalaciones de producción 	<p>Las reservas probadas de petróleo y gas son las cantidades estimadas de petróleo, gas natural y líquidos de gas natural en los cuales la información geológica y de ingeniería demuestran con razonable certeza que serán recuperables en años futuros de yacimientos conocidos bajo condiciones operacionales y económicas existentes.</p> <p>Las reservas probadas se clasifican en desarrolladas y no desarrolladas:</p> <ul style="list-style-type: none"> Reservas probadas desarrolladas: son las reservas que se esperan serán recuperadas a través de pozos y equipos existentes con métodos operantes. 	<p>Las reservas probadas son aquellos volúmenes de hidrocarburos que, con razonable certeza, se espera recuperar comercialmente, desde una fecha dada en adelante, de yacimientos conocidos y bajo condiciones económicas prevalecientes al momento de su estimación.</p> <p>El término probado se refiere a las cantidades existentes de reservas de hidrocarburos y no solo a la productividad del pozo o yacimiento.</p> <p>Las reservas pueden ser calificadas como probadas desarrolladas si las instalaciones para procesar y transportar las mismas al mercado se encuentran operacionales al momento del estimado o si existe una expectativa razonable que</p>	<p>La definición de reservas probadas por los tres entes es similar y concuerda en que la información geológica y de ingeniería debe sugerir con razonable certeza que los volúmenes de hidrocarburos podrán ser recuperados comercialmente.</p> <p>De igual manera los tres entes poseen la misma subclasificación para las reservas probadas, en reservas probadas desarrolladas y reservas probadas no desarrolladas. Cumpliendo que, en las reservas probadas desarrolladas el método de recuperación será a través de pozos e instalaciones ya existentes en el área. Y, que las reservas probadas no desarrolladas no pueden ser recuperables a través de las facilidades dispuestas en el área.</p>

Tabla 5. Cuadro comparativo de definiciones de reservas probadas (Continuación)

Definición de reservas probadas			
MINPET	SEC	SPE	Comparación
<p>disponibles.</p> <p>Dentro de esta definición se incluyen las reservas detrás de la tubería de revestimiento que requieren un costo menor y generalmente no requieren uso de taladro para incorporarlas a producción.</p> <ul style="list-style-type: none"> Reservas probadas no desarrolladas: Las reservas probadas no desarrolladas son los volúmenes de reservas probadas de hidrocarburos que no pueden ser recuperadas comercialmente a través de los pozos e instalaciones de producción disponibles. Incluye las reservas detrás de la tubería de revestimiento que requieren un costo mayor para incorporarlas a producción (RA/RC) y las que necesitan de nuevos pozos e instalaciones o profundización de pozos que no hayan penetrado el yacimiento. 	<ul style="list-style-type: none"> Reservas probadas no desarrolladas: son las reservas que se esperan serán recuperadas por pozos nuevos o por pozos existentes donde gastos mayores son requeridos. 	<p>dichas instalaciones serán colocadas.</p> <p>Las reservas en localizaciones no desarrolladas pueden ser calificadas como reservas probadas no desarrolladas, sólo cuando las interpretaciones de la información geológica y/o de ingeniería proveniente de los pozos indican con razonable certeza que la formación objetivo es lateralmente continua y contiene petróleo comercialmente recuperable en localizaciones que estén más allá del contacto directo con otras áreas.</p>	<p>Adicionalmente, desde un principio los tres entes tienen definiciones que se encuentran enmarcadas en un contexto amplio, ya que hacen referencia a la vigencia que tienen las reservas probadas dentro de unas condiciones económicas prevalecientes al momento de su estimación.</p>

2.2.5.2 Reservas probables

Tabla 6. Cuadro comparativo de definición de reservas probables

Definición de reservas probables		
MPPP	SPE	Comparación
<p>Las reservas probables son los volúmenes estimados de hidrocarburos asociados a acumulaciones conocidas, en los cuales la información geológica, de ingeniería, contractual y económica, bajo las condiciones operacionales prevalecientes, indican (con un grado menor de certeza al de las reservas probadas) que se podrán recuperar. Estas reservas pueden ser estimadas suponiendo condiciones económicas futuras diferentes a las utilizadas para las reservas probadas.</p>	<p>Las reservas probables son aquellas reservas no probadas en las cuales el análisis de la información geológica y/o de ingeniería sugiere una alta probabilidad de que puedan ser recuperadas. En este contexto, cuando los métodos probabilísticos son empleados, debería haber al menos un 50% de probabilidad de que las cantidades recuperadas igualarán o excederán la suma de los estimados de reservas probadas más las reservas probables.</p>	<p>El MINPET contiene una definición similar a la presentada por la SPE, agregando la influencia que tienen las condiciones operacionales y económicas prevalecientes. A diferencia de la SPE, no establece un porcentaje o magnitud de la probabilidad estimada para las reservas probables.</p> <p>Adicionalmente, indica que estas reservas pueden estimarse suponiendo condiciones económicas futuras diferentes a las utilizadas para las reservas probadas.</p>

2.2.5.3 Reservas posibles

Tabla 7. Cuadro comparativo definición de reservas posibles

Definición de reservas posibles		
MINPET	SPE	Comparación
<p>Las reservas posibles son los volúmenes de hidrocarburos, asociados a acumulaciones conocidas, en los cuales la información geológica y de ingeniería indica (con un grado menor de certeza al de las reservas probables) que podrían ser recuperados bajo condiciones operacionales y contractuales prevaecientes. Estas reservas podrían ser estimadas suponiendo condiciones económicas futuras diferentes a las utilizadas para las reservas probadas.</p>	<p>Las reservas posibles son aquellas reservas no probadas en las cuales el análisis de la información geología y de ingeniería sugiere que su recuperación es menos factible que la de las reservas probables. En este contexto cuando se emplean métodos probabilísticos debería haber al menos 10% de probabilidad de las cantidades recuperadas igualarán o excederán la suma de los estimados de reservas probadas más las reservas posibles.</p>	<p>La definición de reservas posibles contenida en el manual del MINPET se basa en la contenida en la SPE. Por igual, establece un marco donde prevalecen condiciones operacionales y económicas.</p> <p>También establece que las mismas puedan ser estimadas bajo condiciones económicas futuras, diferentes a las utilizadas para definir las reservas probadas.</p>

Ahora bien, con los cuadros comparativos entre reservas probadas, probables y posibles de acuerdo a los organismos ya expuestos, es importante señalar que se observó el interés especial que el MINPET ha puesto para que las normas y definiciones que dominan sean las mismas que se utilizan en el ámbito mundial, de manera que los valores declarados de las Reservas de Hidrocarburos en diferentes países que utilizan normas similares sean comparables con los de Venezuela.

Se hace notar que el MINPET ha establecido un sistema de Series Numeradas para indicar los casos que califican como Reservas Probables y Posibles (figura 5), según la clasificación en base a la certidumbre de ocurrencia, identificándolas de acuerdo al riesgo y probabilidad de existencia; cuyas definiciones no se encuentran declaradas o involucradas en los entes externos al país.

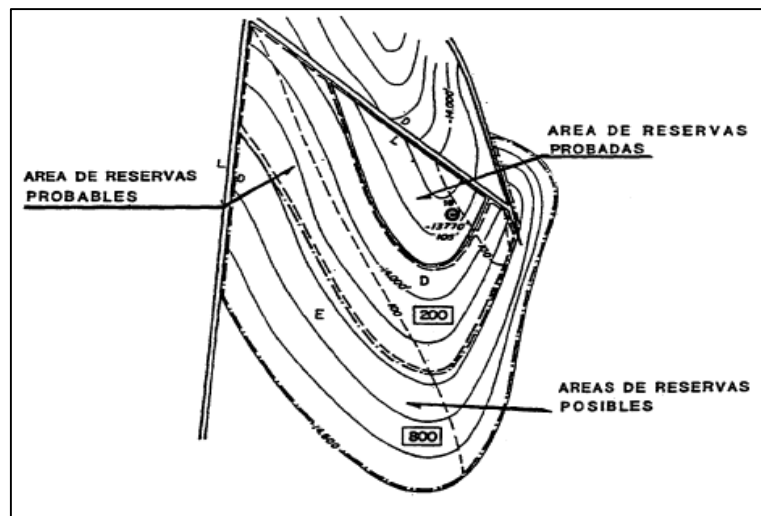


Figura 5. Ilustración caso de Series Numeradas de acuerdo al MINPET. Fuente: (Centro Internacional de Educación y Desarrollo, 1997)

El número de identificación de la Serie es un indicativo del nivel de la magnitud de incertidumbre que aplica, el cual al incrementar se aleja de ser calificado como reserva probada y se acerca a ser calificado como reserva posible. En la figura 6, se puede observar que estas clases se enumeran desde la Serie 100 hasta la 500 en probables y

desde la Serie 600 hasta la 1000 en Posibles (Dirección General de Exploración, Reserva y Tierra, 2005).

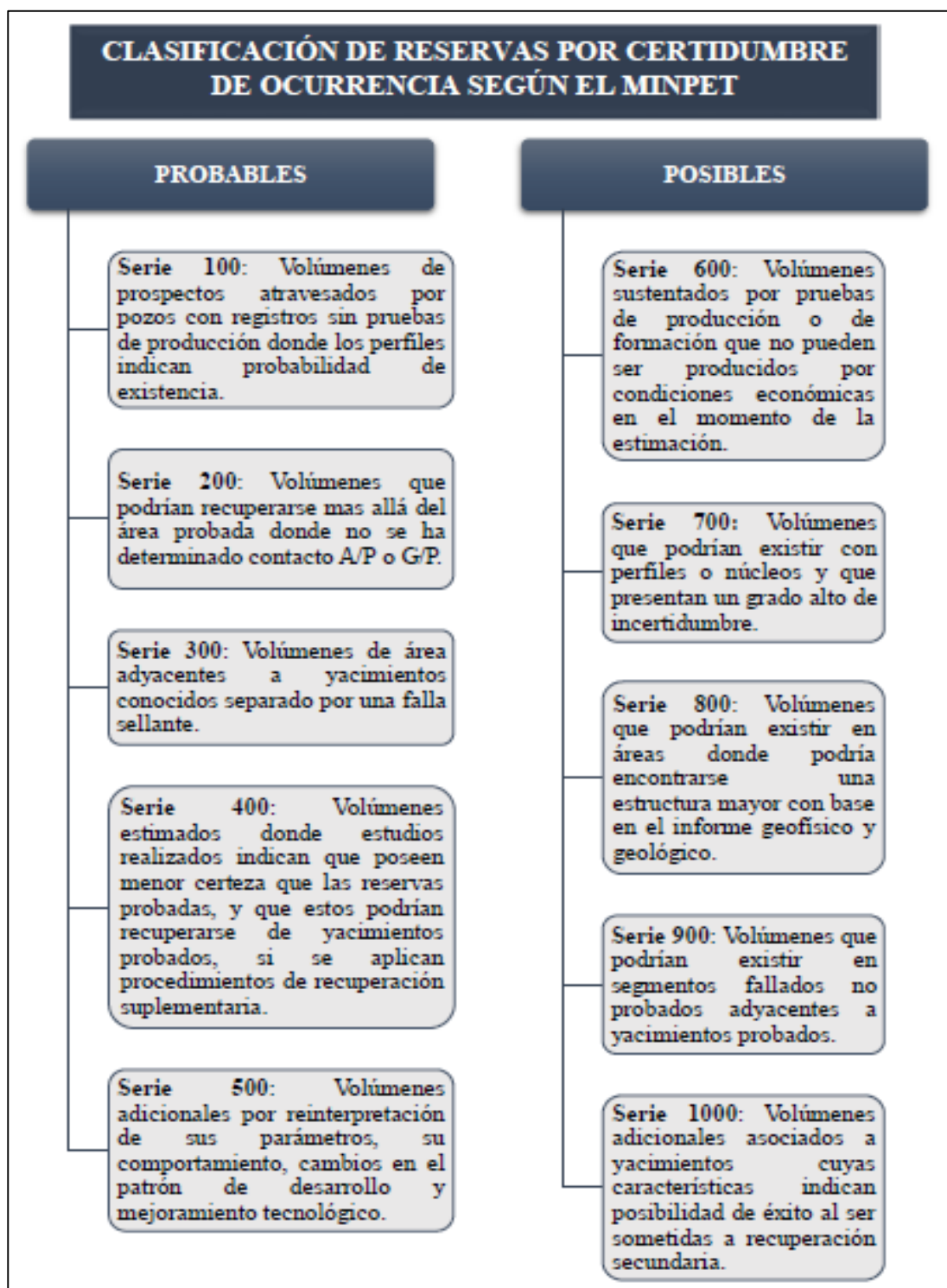


Figura 6. Clasificación de reservas por grado de ocurrencia según el MINPET. Modificado de: (Centro Internacional de Educación y Desarrollo, 1997)

Una vez observadas las Series Numeradas de acuerdo a la clasificación de reservas por parte del MINPET, se procedió a desarrollar el término Serie 100 motivado a que es el interés de esta investigación.

2.2.5.4 Serie 100

El término Serie 100 representa el caso más básico de reserva probable, es aquel volumen que podría recuperarse de yacimientos que han sido atravesados por pozos en los cuales no se han efectuado pruebas de producción, pero las características de sus perfiles petrofísicos y otros estudios indican la alta probabilidad de su existencia. También, se identifica como “reservas detrás de tubería” (figura 7).

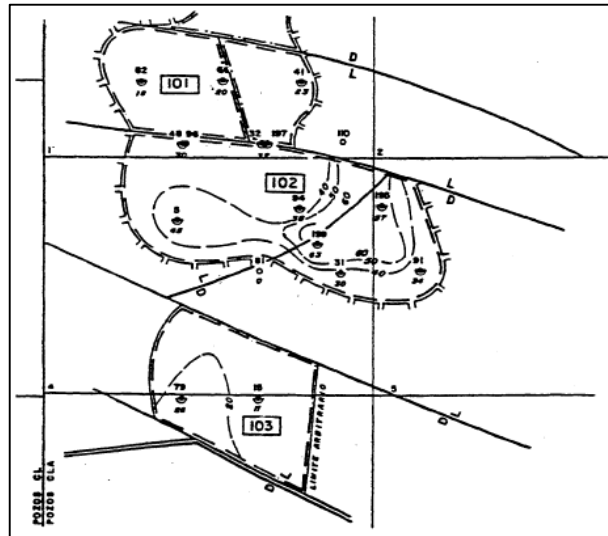


Figura 7. Reservas probables Serie 100. Fuente: (Dirección General de Exploración, Reserva y Tierra, 2005)

Seguidamente, se definen aquellos conceptos relacionados a las reservas hidrocarburíferas, los cuales son de gran interés, debido a que permiten cuantificar la cantidad y la rentabilidad de los fluidos presentes en la formación; así como también estudiar el comportamiento de producción y los tipos de predicción de potencial. Además, se definirán los trabajos de pozos y las pruebas que pueden llegar a ser

realizadas en los mismos. Donde todos estos conceptos ayudaran a comprender y alcanzar la solución de este Trabajo Especial de Grado.

2.2.6 Petróleo Original en Sitio (POES)

Se define como POES el volumen inicial de hidrocarburo que se encuentra presente en el yacimiento. Para el cálculo del POES fue empleada la siguiente ecuación:

$$POES = \frac{7758 * Vb * \phi * Soi}{\beta oi} \quad (1)$$

Donde:

Vb = Volumen bruto de arena, acre*ft.

ϕ = Porosidad, fracción.

Soi = Saturación inicial de petróleo, fracción.

βoi =Factor volumétrico de formación de petróleo inicial, BY/BN.

2.2.7 Factor de recobro

Relación que existe entre el hidrocarburo que puede ser recuperado de un yacimiento y el hidrocarburo original existente en el mismo yacimiento. Una vez obtenido el POES, es posible obtener las reservas de petróleo recuperables originales mediante la siguiente ecuación:

$$Reservas\ estimadas = POES * FR \quad (2)$$

Donde:

Reservas estimadas= Reservas de petróleo recuperables originales, BN.

FR= Factor de recobro, fracción.

POES=Petróleo original en sitio, BN.

2.2.8 Comportamiento de producción

Los pozos petroleros durante su vida productiva, se inician con una tasa de producción el cual obedecen principalmente a la energía original del yacimiento, luego de un periodo largo de producción esta energía se ve mermada por el vaciamiento del yacimiento a expensas de una pérdida de presión. Estas pérdidas o declinación de la tasa de producción, según estudios estadísticos conjuntamente con experiencias de campo han determinado que siguen un comportamiento que obedecen a unas curvas tipo Exponencial, Hiperbólico o Armónico como es establecido en la técnica convencional de análisis presentado por (J.J., 1956). Sin embargo, en la industria las más usadas y populares son la curva de declinación exponencial y la hiperbólica, y serán discutidas en detalle en esta sección.

2.2.8.1 Curvas de declinación

Uno de los métodos más antiguos y útiles para evaluar el comportamiento de producción de yacimientos, es el análisis de curvas de declinación.

Para la estimación de las reservas remanentes, la producción acumulada al límite económico, y una apreciación aproximada de la rentabilidad de un proyecto de explotación, es indispensable conocer la relación matemática que gobierna el comportamiento del yacimiento, el cual permite extrapolar los datos de producción al límite económico. El método de análisis de las curvas de declinación necesita para su aplicación datos pertenecientes a pozos cuya producción decline. En pozos de alta capacidad de producción los cuales están restringidos por medios de reguladores llegará un momento en que ya no son capaces de producir a la tasa máxima establecida, y de allí en adelante su producción declinará (Zabala, 2012).

Básicamente, se han reconocido tres tipos de curvas de declinación de producción: exponencial, hiperbólica y armónica. La figura 8, muestra como es el comportamiento de estas declinaciones de producción.

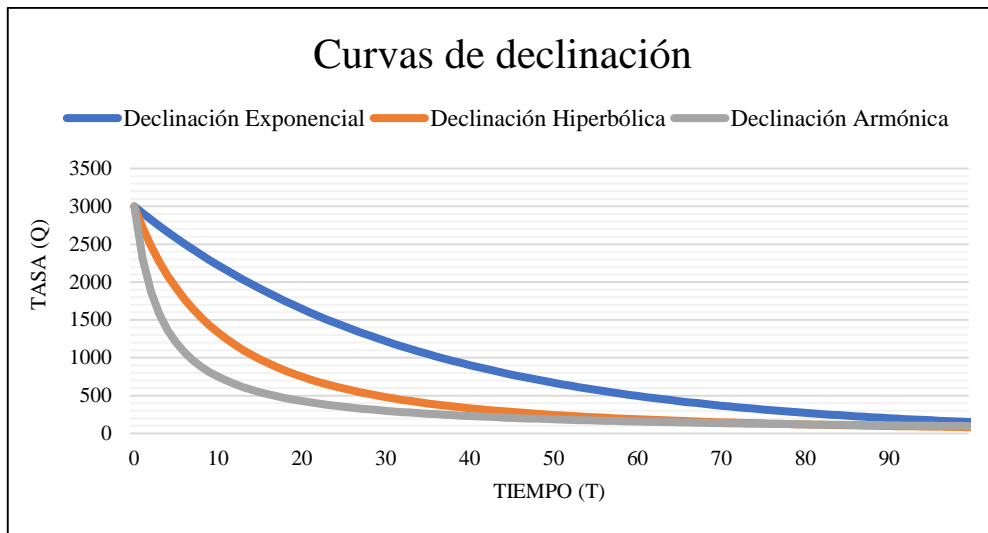


Figura 8. Curvas de declinación de producción

2.2.8.1.1 Tipos de curvas de declinación

Existen tres tipos de curvas de declinación: exponencial o constante, hiperbólica en la que se supone que la tasa de declinación es proporcional a la tasa de producción y armónica que es un caso especial de la declinación hiperbólica. Mencionados a continuación (Fuentes, 2016):

2.2.8.1.1.1 Declinación exponencial

En la declinación exponencial la declinación de la producción de un pozo varía en forma constante con respecto al tiempo, de esta podemos obtener la producción a lo largo de un periodo de tiempo y realizar el perfil de producción de un pozo. Esta declinación rige su comportamiento a la siguiente ecuación:

$$q = q_i * e^{-at} \quad (3)$$

Donde:

q = Producción a tiempo determinado, BPD.

qi = Producción inicial, BPD.

a = Declinación constante, Di.

t = Tiempo determinado de producción, años.

2.2.8.1.1.2 Declinación hiperbólica

La declinación hiperbólica no es constante y varía en función de la tasa de producción. Cuanto mayor es la tasa de producción debe haber una mayor declinación. La siguiente ecuación permiten evaluar este tipo de curva de declinación:

$$q = \frac{q_i}{(1+n*a_i*t)^{\frac{1}{n}}} \quad (4)$$

Donde:

q = Producción a un periodo de tiempo, BPD.

qi = Producción inicial, BPD.

a = Declinación hiperbólica, Di.

t = Tiempo de producción, años.

n = Factor que está en función de las características del pozo, $0 < n < 1$.

2.2.8.1.1.3 Declinación armónica

La declinación armónica es proporcional a la tasa de producción y este comportamiento se estudia de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$q = \frac{q_i}{1+a_i*t} \quad (5)$$

Donde:

q = Producción a un tiempo determinado, BPD.

qi = Producción inicial del pozo, BPD.

ai = Declinación inicial, Di.

t = Tiempo de producción, años.

2.2.9 Reparación de pozos

Se define como todo trabajo que se realiza con la finalidad de restaurar las condiciones de producción o inyección de un pozo que no involucre acciones en la zona productora (Basabe, 2017).

2.2.9.1 Tipos de reparación

Los tipos de reparaciones que pueden y deben realizarse en un pozo dependerán de la magnitud del problema que lo afecte. De esta forma, existen dos tipos de reparaciones: menores y mayores (Basabe, 2017).

2.2.9.1.1 Reparaciones menores

Su objetivo principal es trabajar en el pozo, sin sacar la tubería de producción. En este tipo de reparación se pueden incluir trabajos como: estimulaciones, cambios de zonas, cañoneo adicional o recañoneo, apertura de zonas, cambios del método de producción, cambio de reductor, trabajos para individualizar el pozo (LAG, líneas de flujo, etc.), limpieza, optimizar el LAG, y muchas otras variantes.

2.2.9.1.2 Reparaciones mayores

Este tipo de trabajo se realiza con taladro en sitio y consiste en sacar la tubería de producción, con el propósito de corregir fallas como mala cementación, aislar zonas, eliminar zonas productoras de agua y/o gas, y otras variantes.

2.2.9.1.2.1 Cañoneo de pozos

Se define cañoneo como la apertura de agujeros y canales a través de la tubería de revestimiento, cemento y la formación productora. Diferentes tamaños y tipos de cañones son utilizados para proveer una comunicación de flujo efectiva entre el pozo y el yacimiento. Donde la resistencia compresiva de la roca es un factor que afecta

significativamente la longitud de penetración. A mayor fuerza compresiva, menor la penetración. El cañón con cargas moldeadas es más efectivo en las formaciones con valores bajos a mediana resistencia (2300- 5000 lpc).

2.2.9.1.2.2 Consideraciones de campo

Los pozos son cañoneados básicamente bajo dos esquemas (Basabe, 2017):

- A través de la tubería de revestimiento: Sobre balance de presión provoca el taponamiento de algunas perforaciones. El lodo está diseñado para taponar y es difícil para remover.

Cañoneo con agua salada o lodo en base aceite es menos dañino para las perforaciones. En caso de utilizarse lodo debe reducirse al mínimo el tiempo de exposición.

- A través de la tubería de producción o con ella: Bajo balance de presión mayor probabilidad de obtener un trabajo más efectivo entre 200 y 500 LPC de diferencial presión es utilizados a 0 ° fase con tubería, cualquier fase.

Sobre balance extremo utilizado en formaciones de muy baja permeabilidad, donde la presión remanente del yacimiento es insuficiente para limpiar efectivamente las perforaciones. Se efectúa con gas comprimido a altas presiones las cuales se liberan con la detonación y fracturan la formación.

2.2.10 Categoría de pozos

Es una designación numérica que se le da a los pozos activos e inactivos para saber su estado actual de producción y las condiciones en que se encuentran desde el punto de vista de: yacimiento, pozo y superficie. Con este instrumento la industria petrolera venezolana, tiene un panorama de la situación en que se encuentra un determinado pozo al momento de evaluarlo y puede de forma esquematizada jerarquizar la categoría de los pozos que referencia a un determinado campo o zona de explotación petrolera de

manera rápida y organizada (Blanco, 2017). La clasificación de los pozos en función de su categoría se puede observar en la tabla 8.

Tabla 8. Categoría de pozos. Fuente: (González R., 2005)

Categoría	Descripción
1	Pozo activo
2	Pozo inactivo capaz de producir inmediatamente
3	Pozo inactivo incapaz de producir inmediatamente
5	No económico actualmente
6	Pozo de alivio de gas superficial
7	Pozo productor de gas/agua
8	Pozo de inyección de gas/agua
9	Pozo abandonado

Dependiendo de las razones por las cuales los pozos dejan de estar activos, el MINPET, los clasifica según un código que consta de dos letras, las cuales indican su estado y las razones operacionales de superficie, de subsuelo, económicas, entre otras. Algunos ejemplos son los observados en la tabla 9.

Tabla 9. Categoría de los estados de pozos. Fuente: (Guilarte, 2010)

Categoría	Estado	Descripción
2	AE	Esperando equipo de superficie
	AM	Esperando reparaciones menores
	CG	Cerrado por paro de compresores
3	WO	Reparación en progreso
	AR	Esperando reparación mayor con taladro
	HA	Alta producción de agua
9	AG	Abandonado por alta relación gas petróleo
	OW	Pozo de observación
	SS	Pozo suspendido

Seguidamente a este marco teórico, se suman referencias bibliográficas respecto a la evaluación económica, la cual determinará su rentabilidad incluyendo todas aquellas propuestas de inversión necesarias para la operación completa de la misma, finiquitando si es factible o no, lograr el objetivo planteado en este estudio.

2.2.11 Análisis técnico económico

El análisis técnico económico evalúa toda propuesta firme o tentativa en forma integral que determine su rentabilidad incluyendo todas aquellas propuestas de inversión necesarias para la operación completa de la misma, esta se hace con el fin de conocer que tan factible es el desarrollo de este Trabajo Especial de Grado, para esto se necesita estar al tanto de los costos de reacondicionamiento de los pozos a seleccionar y los

costos de producción. La evaluación económica se basa principalmente en las siguientes variables que componen el flujo de caja (Ávila, 2011):

2.2.11.1 Indicadores económicos

2.2.11.1.1 Ingresos

Es la producción de crudo o gas anual por el precio de venta del crudo o gas por la paridad cambiaria.

2.2.11.1.2 Egresos

Costo de adquisición, construcción e instalación de propiedades, plantas y equipos nuevos.

2.2.11.1.3 Valor Presente Neto (VPN)

Se basa en el concepto del valor equivalente de todos los flujos de efectivo relativos a alguna base o punto de inicio en el tiempo llamado presente. Por lo tanto, todos los flujos entrantes y salientes de efectivo se anticipan al punto presente en el tiempo a una tasa de interés (usualmente la TMR).

$$VPN = \sum_{k=0}^N \frac{F_k}{(1+i)^k} \quad (7)$$

Donde:

F = Flujo de caja, Bs.

i = Tasa de interés, %/año.

n = Año.

VPN = 0, Mínima rentabilidad

VPN > 0, Proyecto rentable

VPN < 0, Se rechaza el proyecto

2.2.11.1.5 Tasa interna de retorno

Se define como la tasa de interés que reduce a cero el Valor Presente de una serie de ingresos y desembolsos. O dicho de otra manera es la tasa que iguala la suma de los flujos descontados a la inversión inicial.

$$TIR = VPN = \sum_{k=0}^N \frac{F_k}{(1+i)^k} = 0 \quad (8)$$

Donde:

TIR > Tasa mínima requerida, Proyecto rentable.

TIR = Tasa mínima requerida, Mínima rentabilidad.

TIR < Tasa mínima requerida, Se rechaza el proyecto.

Para el caso de la industria la tasa interna de retorno equivale a un 15% por lo que para:

- TIR = 15%, Se recupera la inversión (inversión + costo del capital).
- TIR > 15%, Hay recuperación adicional de la inversión (inversión + costo del capital + ganancia adicional).
- TIR < 15%, no hay rentabilidad (se rechaza el proyecto). En caso de aceptarse, se deberá complementar con argumentos técnicos/operacionales que respalden su ejecución.

A continuación, se detalla las generalidades, ubicación y geología local del área de estudio, que conjuntamente con los conceptos básicos, permitirán sustentar los resultados obtenidos que contribuirán con el desarrollo y fortalecimiento del Trabajo Especial de Grado.

2.3 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

2.3.1 Generalidades

La Cuenca Oriental de Venezuela se encuentra ubicada en la zona centro-este de Venezuela, formando una depresión topográfica y estructural. Abarca los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, con una extensión menor en el estado Sucre (figura 9). Se profundiza sobre la Plataforma Deltana y el sur de Trinidad. En Venezuela, la cuenca se caracteriza por presentar extensas llanuras que abarcan alrededor de 165.000 km² de superficie, con una longitud de 800 km en sentido oeste-este y un ancho promedio de 200 km. en dirección norte-sur, aproximadamente. Representa la segunda cuenca petrolífera más importante del país (González, Arozena, & Picard, 1980).

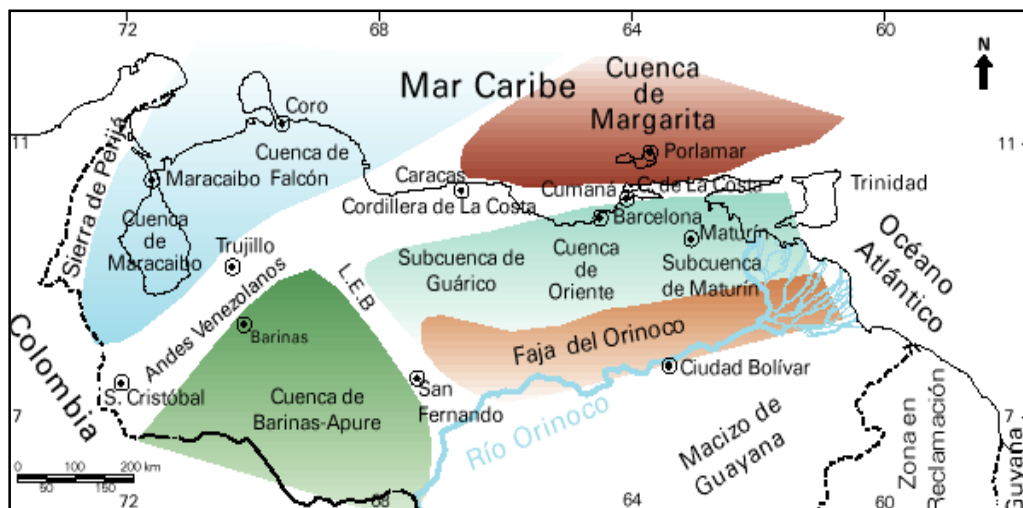


Figura 9. Ubicación geográfica de las Cuenas Petrolíferas de Venezuela. Fuente: (González, Arozena & Picard, 1980)

En la Cuenca Oriental de Venezuela, específicamente en la subcuenca de Maturín, se encuentra localizada la Unidad de Producción Carito. Posee un área aproximada de 150 Km² y se encuentran delimitados al este por el Campo El Furrial, al oeste por los campos Pirital y Santa Bárbara, y al norte por el Campo Travi. La conforman los campos Mulata, El Carito y Santa Bárbara (figura 10); los cuales se encuentran

ubicados al norte del Estado Monagas, a tres kilómetros al noroeste de la localidad de Punta de Mata entre los municipios Cedeño y Ezequiel Zamora.

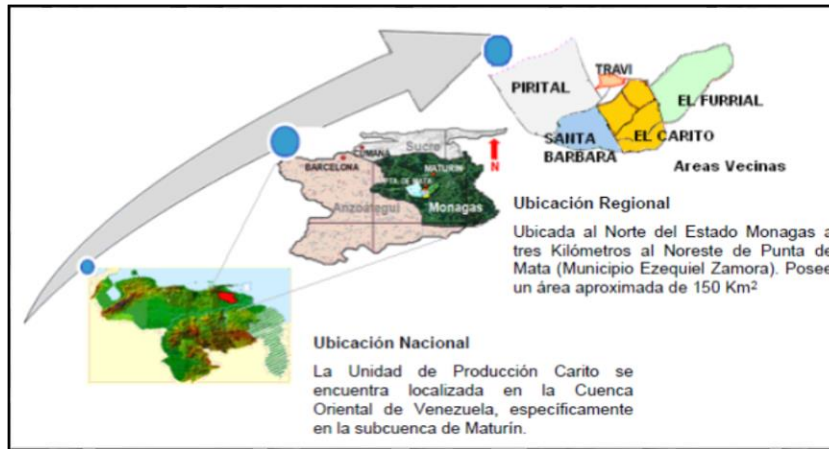


Figura 10. Unidad de Producción Carito. Fuente: (Estudios Integrados de Yacimientos Oriente, 2017)

La U.P. Carito se encuentra dividida en 4 áreas, área norte, área oeste, área central y área sur. Para objetivos del presente T.E.G, el estudio se enfoca en las áreas norte y sur de la U.P. Carito, donde se encuentran los yacimientos (serie 100) CRPI 101 y CRPI 102, ubicados en los campos Mulata y Santa Bárbara respectivamente (figura 11).

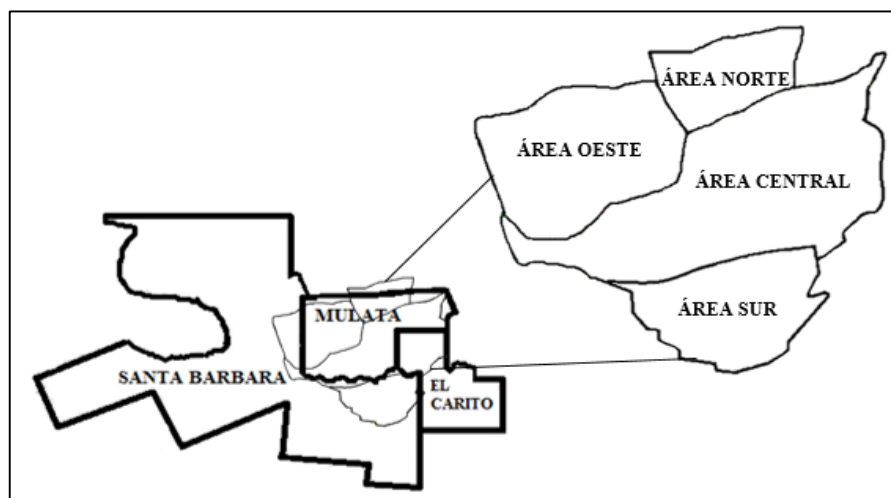


Figura 11. Ubicación y límites estructurales U. P. Carito

2.3.2 Geología local

2.3.2.1 Subcuenca de Maturín

La Subcuenca de Maturín constituye la principal unidad petrolífera de la Cuenca Oriental Venezolana. Comprende aproximadamente 80000 km², su ancho es aproximadamente de 200 km en dirección norte-sur, y se extiende 400 Km en dirección este-oeste. Su forma es alargada, asimétrica y posee una dirección N50°E.

En la figura 12, se puede observar que la subcuenca de Maturín está limitada al sur por el Escudo de Guayana, al oeste por la falla de Urica, al norte por la Serranía del Interior y al este por la Plataforma Deltana y el Golfo de Paria. Posee dos flancos: el flanco norte que corresponde a un régimen compresivo, originado por la colisión oblicua de la Placa Caribe con la Placa Suramericana, y el flanco sur, de régimen extensivo.

Para los campos del norte de Monagas, la roca madre por excelencia es de edad Cretácica (Grupo Guayuta), aunque no se descarta el aporte de secuencias más jóvenes, con materia orgánica de afinidad continental. Los yacimientos más importantes son de edad terciaria; los campos del norte de Monagas están constituidos por las formaciones Carapita, Naricual, Los Jabillos y Caratas.

Los campos principales del área son Jusepín, Santa Bárbara, Carito/Mulata y El Furrrial, productores de crudos livianos; Orocuál y Manresa, de crudos medianos a pesados (Formación Las Piedras) y, hacia el Delta Amacuro, el campo de Pedernales (pesado/mediano, Formación La Pica) (Zambrano & Martha, 2004).

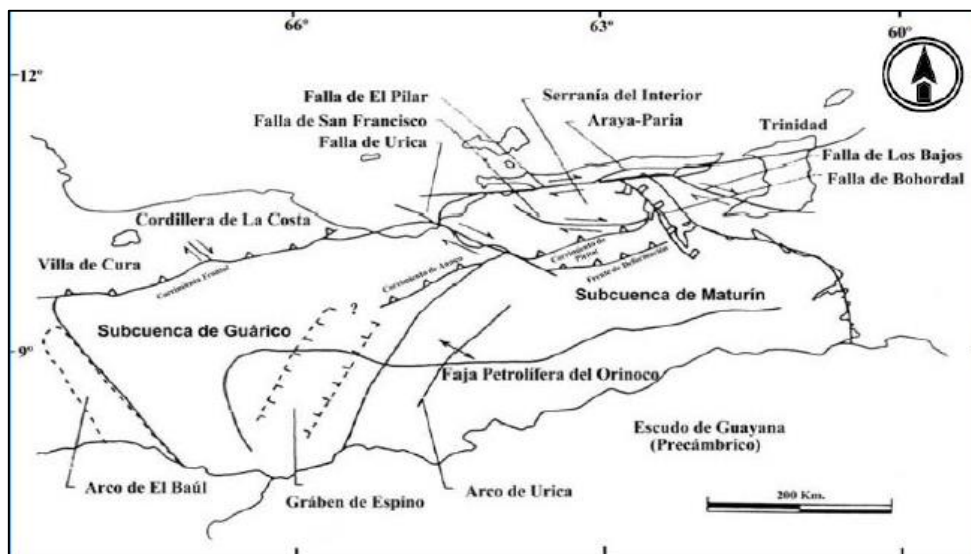


Figura 12. Rasgos principales de la Subcuenca de Maturín. Fuente: (Capacho & Guerrero, 2015)

2.3.2.2 Campo Santa Bárbara

El Campo Santa Bárbara se encuentra ubicado en el flanco norte de la Cuenca Oriental de Venezuela (subcuenca de Maturín). Sus límites son: al norte con la sección montañosa de la Serranía del Interior Central y Oriental y al sur con el Alineamiento Furrial – Tejero; al oeste con el campo Tácata y al este con los campos Pirital y Carito. Las coordenadas geográficas del campo son los paralelos $9^{\circ}36'37''$ N y $9^{\circ}42'48''$ N, los meridianos $63^{\circ}37'51''$ O y $63^{\circ}50'22''$ O. Las coordenadas UTM son: N: 1.060.000-1.074.000 y E: 408.000-432.000 (González J. , 2001).

El Campo Santa Bárbara fue descubierto con la perforación del pozo SBC-10E, el cual fue completado el 29-08-1992 como pozo productor con sarta doble en las arenas NAR-1 y NAR-3.

2.3.2.3 Campo Carito-Mulata

Los campos El Carito y Mulata se inician en el año 1988 con el pozo MUC – 1E, dichos campos se encuentran ubicados al norte del Estado Monagas, a tres kilómetros al noroeste de la localidad de Punta de Mata entre los municipios Cedeño y Ezequiel

Zamora. La provincia tectónica está dominada principalmente por rasgos característicos de regímenes compresivos como pliegues, corrimientos, retrocorrimientos y rampas laterales. Los campos El Carito – Mulata están unidos en el área de trabajo MUC 1. El anticlinal alargado asimétrico de rumbo preferencial en su rampa frontal este-oeste es producto del Corrimiento de El Furrial, Carito y Santa Bárbara, correspondiendo el mismo a una estructura de tipo pliegues de flexión de falla, formando un compartimento de segundo orden. Así mismo se identifican, los corrimientos mayores de Carito norte y Carito oeste de tipo pliegue de propagación de falla, con dirección paralela al Corrimiento de Pirital. Siendo las tres estructuras posteriores a la formación del Corrimiento de El Furrial, Carito y Santa Bárbara. (Blanco, 2017).

2.3.2.4 Unidad Estratigráfica Carapita Inferior

Los yacimientos de la Unidad Estratigráfica Carapita Inferior (operacionalmente denominada Carapita E) fueron descubiertos en el año 1988 con el cañoneo del pozo CRC-1X, arrojando una producción inicial de 5.408 BND de un crudo de 30,2 °API. El éxito obtenido con la perforación de este pozo condujo a la perforación de nuevos pozos productores en esta área y al sometimiento y aprobación de las reservas para la zona en estudio. En el anexo A se muestra el mapa estructural al tope de la Unidad Estratigráfica Carapita Inferior.

Los yacimientos contenidos en la Unidad Estratigráfica Carapita Inferior son de edades geológicas Oligoceno tardío y Mioceno Temprano. La estructura geológica de estos yacimientos, se caracteriza por ser un anticlinal asimétrico de rumbo preferencial ENE-OSO en su rampa frontal, cruzado por un sistema de fallas de gran complejidad asociadas a corrimientos y retrocorrimientos, así como fallas normales e inversas. Hacia el este y oeste los campos El Carito, Mulata y Santa Bárbara se encuentran lateralmente limitados por sillas estructurales formadas por fallas normales transversas, que corresponden a zonas de la rampa lateral, las cuales separan de las áreas vecinas de los campos El Furrial y Santa Bárbara.

La columna estratigráfica de los campos Mulata y Santa Bárbara está representada por sedimentos que van desde el Cretáceo tardío hasta el Pleistoceno. Las secuencias presentes están conformadas de base a tope por las formaciones: San Antonio, San Juan, Vidoño, Merecure, Carapita, La Pica, Las Piedras y Mesa (figura 13).

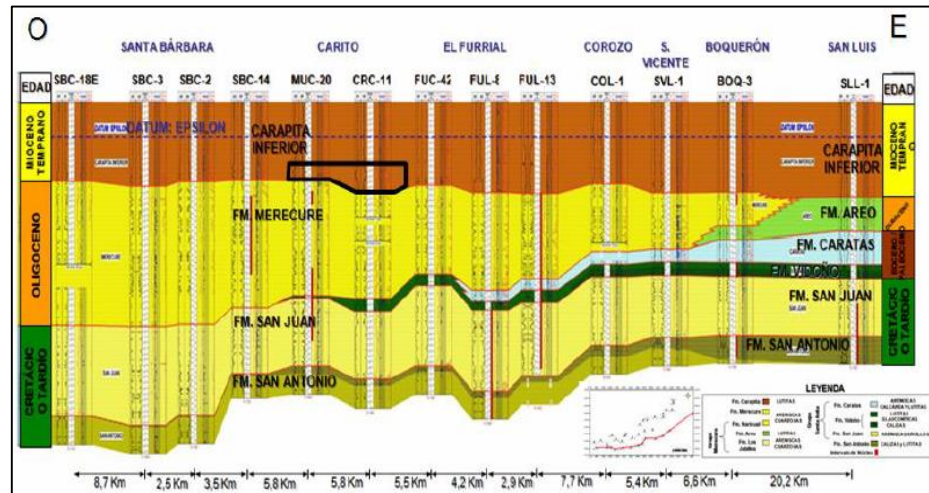


Figura 13. Sección estratigráfica este-oeste de los campos del norte de Monagas. Fuente: (Estudios Integrados de Yacimientos Oriente, 2017)

Las facies sedimentarias características de Carapita Inferior, están caracterizadas por canales fluviales, lutitas de plataforma interna y barras de antepaya proximal y barras distales. El espesor promedio total de la Unidad Estratigráfica Carapita Inferior es aproximadamente 250 pies, siendo el espesor de arena neta petrolífera (ANP) variable entre 10 pies y 50 pies, pudiendo llegar a 80 pies en el área este de los campos El Carito y Mulata, ubicada en la zona de mayor presencia de canales fluviales con influencia estuarina. La facies descrita y los espesores promedio son resultado de la interpretación sedimentológica realizada en la Revisión de Reservas de Carapita Inferior del 2017.

Los yacimientos de esta Unidad Estratigráfica, básicamente están caracterizados por la presencia de dos (2) a tres (3) niveles estratigráficos arenosos asociados a las parasecuencias T7-A, T7-A' y T6-E1, los cuales se desarrollan a lo largo de los campos El Carito, Mulata y Santa Bárbara, pero con expresiones y geometría diferentes (figura 14).

La parte basal de la Unidad Estratigráfica Carapita E está caracterizada por la parasecuencia T6- D, la cual corresponde a un conjunto de canales distributarios que progradan sobre barras costeras y donde aún se observa la influencia marina sobre el sistema sedimentario. Esta parasecuencia muestra una mayor heterogeneidad lateral de las facies a lo largo de los campos El Carito, Mulata y Santa Bárbara, acentuándose, desde el este hacia el oeste, donde se encuentran los mayores niveles de arcillosidad y menor calidad de roca y conectividad de los cuerpos sedimentarios.

La parasecuencia T6-E fue depositada durante un alza relativa del nivel del mar, lo cual corresponde con un sistema transgresivo de cuarto orden, lo cual generó una planicie deltaica que abarca toda el área y que verticalmente diferencia las areniscas de la parasecuencia T7-A de las areniscas de la parasecuencia T6-E1.

Las parasecuencias T7-A y T7-A' corresponde a un episodio progradante con influencia de canales fluviales sobre la plataforma interna en dirección predominante casi nortesur debido a un descenso del nivel del mar; y sedimentación en un sistema estuarino que pudiera estar controlada por los corrimientos al oeste y norte. Las facies sedimentarias de canales se concentran hacia la zona central y sur de los campos Mulata y Santa Bárbara, mientras que hacia el norte y oeste están presentes las facies sedimentarias de barras de anteplaya, canales y barras distales. Por encima de la parasecuencia T7-A se ubica la parasecuencia T7-B representa el máximo pulso transgresivo (MFS) generando condiciones marinas en toda el área y caracterizada por una espesa secuencia lutita que define el sello de las areniscas de Carapita E.

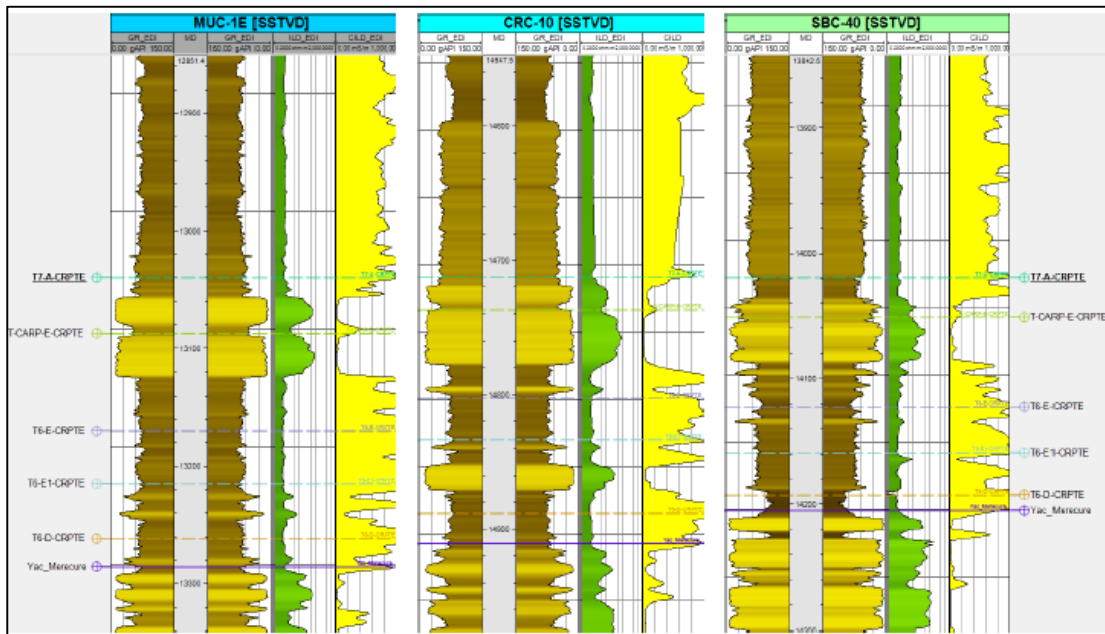


Figura 14. Correlación estratigráfica de la Unidad Carapita Inferior en los pozos MUC-1E, CRC-10 y SBC-40, Campos El Carito, Mulata y Santa Bárbara. Fuente: (Estudios Integrados de Yacimientos Oriente, 2017)

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

En este capítulo se presenta la metodología aplicada para el desarrollo del trabajo de investigación. Como parte de la metodología se establece el tipo de investigación realizada, el diseño de la investigación, así como también, la población y muestra en estudio. A su vez se detalla el procedimiento desarrollado y las herramientas empleadas para dar respuesta al tema planteado.

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

El tipo de investigación se refiere al grado de profundidad con que se aborda un objeto o fenómeno. De acuerdo a la clasificación de una investigación, esta puede ser del tipo exploratoria, descriptiva o explicativa (Arias, 1999).

La investigación desarrollada a lo largo del presente Trabajo Especial de Grado, de acuerdo a la clasificación mencionada, consiste en un estudio descriptivo. Se infiere en la caracterización de un hecho o fenómeno que establece su estructura o comportamiento (Arias, 1999). De modo que, se evalúan o recolectan datos geológicos, petrofísicos, productivos, aspectos mecánicos, así como también las dimensiones o componentes del yacimiento en estudio para lograr responder al objetivo planteado.

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

El diseño de investigación es la estrategia que adopta el investigador para responder al problema planteado. En atención al diseño, la investigación se clasifica en: documental, de campo y experimental (Arias, 1999). En el caso particular de esta investigación, la integran dos fases: documental y de campo. Siendo la primera fase documental, donde el estudio del problema fue abordado por medio de la búsqueda y sustracción de información enfocada a materiales impresos tales como libros, normas estandarizadas,

artículos técnicos y trabajos especiales de grados. Y abarcando también la fase de campo, ya que se recolectaron datos directamente de la realidad donde ocurren los hechos, sin manipular o controlar variable alguna.

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

La población o universo se refiere al conjunto para el cual serán válidas las conclusiones que se obtengan: a los elementos o unidades (personas, instituciones o cosas) involucradas en la investigación (Arias, 1999). Para el presente Trabajo Especial de Grado la población está conformada por los yacimientos CRPI 101 y CRPI 102, del Campo Mulata y Campo Santa Bárbara respectivamente.

La muestra es un "subconjunto representativo de un universo o población" (Arias, 1999). En este caso, la misma está conformada por 30 pozos pertenecientes al yacimiento CRPI 101 y 4 pozos pertenecientes al yacimiento CRPI 102.

3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

A manera de cumplir con el objetivo general en el presente trabajo, se estableció un procedimiento metodológico a seguir que facilite el cumplimiento de cada uno de los objetivos específicos propuestos inicialmente. Para ello, los dos primeros objetivos que corresponden a la búsqueda de información sobre generalidades del área en estudio y lo relacionado al concepto de reservas que dan sustento al análisis a realizar, ya fueron desarrollados con anterioridad en el capítulo previo. Por lo tanto, para el cumplimiento de los objetivos específicos restantes se establecen cuatro grandes fases, las cuales se nombran a continuación y se describen los pasos seguidos a realizar en cada una de ellas:

3.4.1 Análisis de antecedentes

Esta etapa consiste en la recopilación de información proveniente de internet, trabajos especiales de grado y estudios previos referentes a las reservas de hidrocarburos pertenecientes a la Unidad Estratigráfica Carapita Inferior; con la finalidad de analizar,

resumir, e interpretar la clasificación empleada para los yacimientos existentes al tope de la mencionada formación. Se reporta la última estimación de reservas probadas, probables y posibles realizada en la formación en estudio, así como también, el sumario de propiedades y parámetros petrofísicos para los pozos existentes en los yacimientos de interés. De igual manera, se analiza la información empleada en la caracterización del yacimiento con la finalidad de identificar cualquier irregularidad que deje en duda el sustento y veracidad de lo documentado. Para posteriormente proceder a la organización de información relevante en tablas resumen, las cuales contribuirán a crear una base de datos confiable y consistente que permitirán la verificación y comparación de la cuantificación de reservas probables serie 100 en el siguiente objetivo a explicar.

3.4.2 Identificación de las reservas probables detrás de tubería (serie 100)

Esta segunda etapa consta en reconocer y comprobar las reservas probables detrás de tubería contenidas en la formación Carapita inferior mediante los siguientes pasos a seguir:

La creación de una tabla con la totalidad de pozos interpretados en los prospectos CRPI 101 y CRPI 102, acentuando si cuentan o no con sus respectivos registros eléctricos. Siendo esta información clave para la revisión, edición y generación de secciones estructurales, secciones estratigráficas, y verificación de propiedades petrofísicas que serán indispensables para así realizar una mejor caracterización de los prospectos mencionados.

Seguidamente se procede a la revisión estructural de los prospectos, analizando la información sísmica disponible en la Gerencia de Yacimientos de PDVSA Punta de Mata. La sísmica permite describir la orientación, geometría y estructura de los estratos de la Unidad Estratigráfica Carapita Inferior, identificando topes, bases, espesores, fallas y saltos presentes.

Luego se examinan las secciones estratigráficas por medio de correlaciones litológicas realizadas a través de perfiles petrofísicos de pozos previamente identificados. Esto con la finalidad de conocer la extensión areal de los niveles estratigráficos asociados a la unidad Carapita Inferior, además de los cambios de espesores estratigráficos y las relaciones verticales entre las unidades para predecir la movilidad de los fluidos.

3.4.2.1 Validación PVT

Adicionalmente se realiza la validación PVT de las muestras de la formación en estudio, haciendo uso del análisis de representatividad de la muestra para crudo negro y la evaluación de la consistencia interna de los experimentos.

3.4.2.1.1 Análisis de representatividad de la muestra

La representatividad de la muestra del fluido se determina a través del cumplimiento de los siguientes criterios:

- Presión de yacimiento >> Presión de Saturación
- Temperatura Yacimiento = Temperatura Análisis PVT
- RGP de Recombinación = RGP de Producción (Separador de Alta Presión)

3.4.2.1.2 Evaluación de la consistencia interna de los experimentos

La consistencia interna de los experimentos de un estudio PVT es determinada mediante el análisis de la prueba de densidad, linealidad de la función “Y” y la prueba de balance de masas.

3.4.2.1.2.1 Prueba de Densidad

$$\rho_{ops} = \frac{\gamma_o * \rho_w}{\beta_{ops}} + \frac{0,0763277}{\beta_{ops}} * \left((\gamma_g * R_s)_{sep1} + (\gamma_g * R_s)_{sep2} + \dots (\gamma_g * R_s)_{sepn} + (\gamma_g * R_s)_{tan} \right) \quad (9)$$

Donde:

ρ_{ops} = Densidad recombinada a partir de las pruebas de separadores, gr/cc.

γ_0 = Gravedad específica del aceite de tanque (agua =1).

γ_g = Gravedad específica del gas separado (aire =1).

ρ_w = Densidad del agua, lb/STB.

R_s = Relación de solubilidad, ft³/STB.

β_{ops} = Factor de volumen del aceite en la prueba del separador @Pb/STB, lb/STB.

m_o = Masa de aceite, gr.

m_{gsep} = Masa de gas en el separador, gr.

m_{gtan} = Masa de gas en el tanque, gr.

3.4.2.1.2.2 Linealidad de la Función “Y” (Crudo Negro)

La función Y está dada por:

$$Y = \frac{(P_b - P)}{P * \left(\frac{V}{V_b}\right)^{-1}} \quad (10)$$

Donde:

P_b = Presión de burbuja, psia.

P = Presión inferior a la presión de burbuja, psia.

V = Volumen a presión inferior a la presión de burbuja, cc.

V_b = Volumen a la presión de burbuja, cc.

3.4.2.1.1.3 Prueba de Balance de Materiales

$$R_{s_{bm}} = R_{s_{dl-1}} + 159 * V_{gi} \quad (11)$$

Donde:

$R_{s_{bm}}$ = Relación gas en solución calculado por balance de materiales, ft³/STB.

$R_{s_{dl-1}}$ = Relación gas en solución a nivel del separador, ft³/STB.

V_{gi} = Volumen de gas en solución, ft³.

3.4.2.2 Evaluación petrofísica

Posteriormente se realiza la evaluación petrofísica a la totalidad de pozos en estudio, para así obtener los parámetros necesarios para la estimación volumétrica de las Reservas. Los valores de arcillosidad (V_{sh}), porosidad efectiva (ϕ_e), saturación de agua (S_w) y permeabilidad (K) serán extraídos de una base de datos numérica, la cual fue otorgada conjuntamente con los registros eléctricos de cada pozo. Donde estos parámetros petrofísicos a extraer son el resultado de métodos determinísticos.

3.4.2.2.1 Volumen de arcilla a partir del Registro Gamma Ray

El modelo utilizado fue el Método Lineal a partir del registro de Gamma Ray, el cual se basa en función a los máximos y mínimos asociados a las zonas de lutita y arcilla; cuya ecuación es la siguiente:

$$V_{sh} = \frac{GR_{Leído} - GR_{Limpio}}{GR_{arcilla} - GR_{limpio}} \quad (12)$$

Donde:

V_{sh} = Volumen de arcilla, (fracción).

$GR_{Leído}$ = Lectura del perfil de Gamma Ray frente a la arena de interés, (API).

GR_{Limpio} = Lectura del perfil de Gamma Ray frente a las arenas limpias, (API).

$GR_{arcilla}$ = Lectura promedio del perfil de Gamma Ray frente a las arcillas, (API).

3.4.2.2.2 Cálculo de la porosidad efectiva

$$\phi_e = \phi_t - V_{sh} * \phi_{tclay} \quad (13)$$

$$\phi_{tclay} = \frac{(\rho_{dryClay} - \rho_{wetClay})}{(\rho_{dryClay} - \rho_{fl})} \quad (14)$$

Donde:

Φ_t = Porosidad total Neutron-Densidad

Φ_e = Porosidad efectiva

Φ_{tclay} = Porosidad total asociada a la arcilla

$\rho_{dryclay}$ = Densidad de la arcilla seca

$\rho_{wetclay}$ = Densidad de la arcilla húmeda

ρ_{fl} = Densidad del fluido

3.4.2.2.3 Cálculo de saturación de agua

Modelo de Simandoux Modificado

$$S_w = \left[\left(\frac{aR_w}{\Phi_e^m R_t} \right) + \left(\frac{aR_w V_{sh}}{2\Phi_e^m R_{sh}} \right)^2 \right]^{\frac{1}{n}} - \left[\frac{aR_w V_{sh}}{2\Phi_e^m R_{sh}} \right] \quad (15)$$

Donde:

S_w = Saturación de agua, v/v.

a = Constante de factor de formación, adimensional.

m = Exponente factor de cementación, adimensional.

n = Exponente de saturación, adimensional.

R_w = Resistividad del agua de formación, ohm-m.

R_t = Resistividad verdadera de la formación, ohm-m.

R_{sh} = Resistividad de la arcilla, ohm-m.

V_{sh} = Volumen de arcilla, v/v.

Φ_e = Porosidad efectiva, fracción.

3.4.2.2.4 Cálculo de la permeabilidad

Modelo de Timur

$$K = 451,6 * \left(\frac{\Phi}{Swirr} \right)^{2.0328} \quad (16)$$

Donde:

K= Permeabilidad, mD.

Φ = Porosidad efectiva, fracción.

Swirr= Saturación de agua irreducible, fracción.

Seguidamente, tomando como referencia los parámetros de corte utilizados en antecedentes previos, se establecerá la cantidad de Arena Neta Total y de Arena Neta Petrolífera existente en el análisis de registros eléctricos y así proceder a la estimación del POES. Finalmente se obtendrán las reservas recuperables con la ecuación 2, como el producto del POES por el factor de recobro extraído del libro de reservas de 2017.

3.4.3 Jerarquización de pozos

Para lograr este objetivo se evaluará la categoría de pozo, el yacimiento al cual se encuentra completado y la condición o estado actual de los mismos, de manera que se seleccionarán aquellos que estén dentro de las categorías de pozos 1, 3 y 5. La categoría 1 son pozos activos, los cuales a pesar de su condición serán evaluados para identificar si cuentan con reservas detrás de tubería (serie 100) cuyo potencial permita en un futuro alguna propuesta de recuperación. La categoría 3 se les otorga a aquellos pozos inactivos incapaces de producir inmediatamente y la categoría 5 es aquella donde los pozos no son económicos actualmente, donde estas dos categorías mencionadas cuentan actualmente con las instalaciones de producción y equipos válidos para la activación o aprovechamiento de los pozos.

Seguidamente, se analizarán las propiedades petrofísicas de los pozos y se descartarán aquellos que poseen espesores de arena neta petrolífera menor a 5 pies, por no presentar un espesor atractivo para la estimación de la volumetría asociada al pozo.

Para estimar las reservas recuperables por cada pozo, es necesario determinar primeramente la volumetría asociada mediante la ecuación 1, el método volumétrico; donde el área a sustituir será el área de drenaje estimada para cada pozo existente.

Procedimiento para determinar el área de drenaje:

1. Determinar el radio de drenaje:

$$\bar{D} = \frac{D_1 + D_2 + D_3}{3} \quad (17)$$

$$R_d = \frac{\bar{D}}{2} \quad (18)$$

Donde:

\bar{D} = distancia promedio, m.

D_i = distancia entre pozos, m.

R_d = radio de drenaje, m.

2. Determinar el área de drenaje:

$$A = \frac{\pi * R_d^2}{43560} \quad (19)$$

Donde:

A = área, acres.

R_d = radio de drenaje, pies.

Finalmente, una vez determinadas las reservas recuperables por pozo, se seleccionarán aquellas cuya volumetría represente un porcentaje mayor de recuperación de las reservas totales de los prospectos a evaluar, por ende, que permitan generar la mayor cantidad de ingresos para el análisis técnico-económico.

3.4.4 Análisis técnico-económico

Para el análisis técnico es necesario conocer el tiempo estimado de producción que tiene el pozo para producir los fluidos que se encuentran dentro de su área de drenaje. Para ello, una vez seleccionados los pozos factibles para el aprovechamiento de las arenas, el método que se empleará para estimar el tiempo de producción será el análisis de curvas de declinación.

Posteriormente se evaluarán los diagramas mecánicos de los pozos seleccionados para así determinar si de acuerdo a la configuración mecánica actual, los pozos requerirán de una reparación menor o mayor y de esta manera considerar un costo de reacondicionamiento.

Finalmente, a fin de conocer que tan viable económicamente es la propuesta de desarrollo de las reservas probables (serie 100), se determinará la rentabilidad mediante un balance económico, el cual se basa en el criterio del valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR), los cuales determinarán la puesta en marcha o abandono del proyecto.

3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS UTILIZADOS

3.5.1 Centinela

Es una herramienta conformada por diversas aplicaciones, las cuales facilitan el control y seguimiento diario del comportamiento de producción de los pozos (figura 15). Su objetivo principal es asistir al personal de las unidades de explotación de los grupos de yacimientos y producción en el control de la producción de pozos, facilitando la toma de decisiones necesarias para cumplir con los objetivos de producción.



Figura 15. Imagen de inicialización de Centinela. Fuente: (Blanco, 2017)

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se muestran los resultados obtenidos en estudios previos referentes a la cuantificación de las reservas existentes en la formación Carapita Inferior. Los resultados de la validación petrofísica realizada a los pozos interpretados, del potencial existente detrás de tubería y finalmente de las reservas en los prospectos en estudio. A su vez, las distintas técnicas y herramientas empleadas para determinar la factibilidad de desarrollo de los yacimientos en estudio.

4.4.1 Análisis de antecedentes

Con el propósito de evaluar y comprender la existencia de reservas detrás de tubería (serie 100) para cumplir con el objetivo general de este Trabajo Especial de Grado, se muestra el análisis realizado a la Revisión de Reservas 2017 que abarca la caracterización de los yacimientos y prospectos presentes en la Unidad Estratigráfica Carapita Inferior.

En la actualidad, de acuerdo a la Revisión de Reservas 2017 de yacimientos de la Unidad Estratigráfica Carapita Inferior, dicha formación perteneciente a los Campos El Carito, Mulata y Santa Bárbara, se encuentra dividida en un yacimiento CRPI CRC 1, conformado por dos áreas, un área de condensado y otra área de liviano; y 8 prospectos propuestos (figura 16). El grupo de prospectos propuestos está conformado por: dos prospectos Serie 100, CRPI 101 y CRPI 102; tres prospectos Serie 200, CRPI 201, CRPI 202 y CRPI 203; un prospecto Serie 600, CRPI 601; un prospecto Serie 700, CRPI 701; y un prospecto Serie 900, CRPI 901.

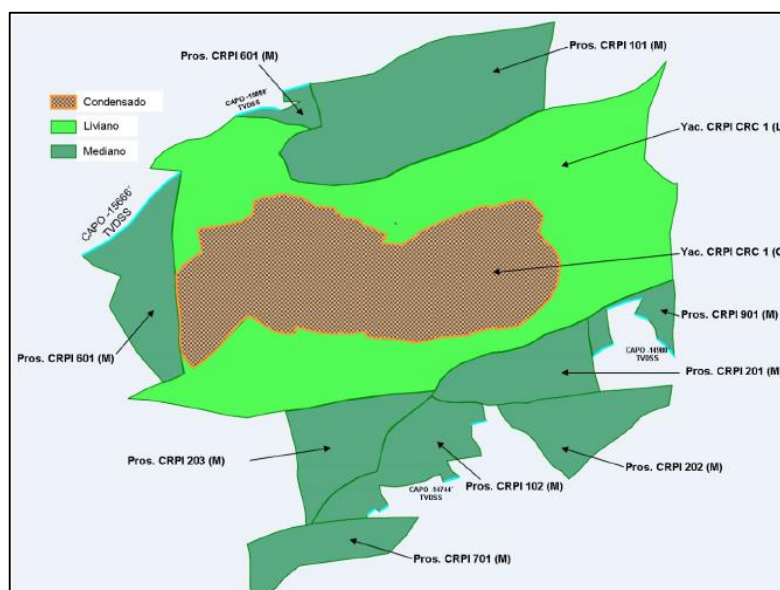


Figura 16. Áreas definidas para los yacimientos y prospectos al tope de Carapita Inferior en la U.P. Carito. Fuente: (Estudios Integrados de Yacimientos Oriente, 2017)

En esta Revisión de Reservas 2017, se observó que la metodología empleada para la estimación de reservas fue el método volumétrico, en el cual para determinar todas las variables involucradas fue necesario un estudio petrofísico de la formación y a su vez un análisis PVT. El estudio petrofísico abarcó el cálculo de propiedades como: volumen de arcilla (V_{sh}), porosidad (ϕ), saturación de agua (S_w) y permeabilidad (K); para posteriormente obtener los espesores de arena neta total y arena neta petrolífera. Y del análisis PVT, para obtener el valor del factor volumétrico de formación (B_o) y la relación de gas en solución (R_s).

Se pudo notar que la cuantificación de POES fue realizada cumpliendo las normas emitidas por la Dirección de Exploración y Producción del Ministerio de Petróleo. Este organismo adopta el método volumétrico como el método oficial y principal para el cálculo de reservas, quedando los demás métodos como: curvas de comportamiento de producción, balance de materiales y simulación numérica; como forma de apoyo o sustentos para el método oficial.

En el estudio petrofísico se apreció que para el cálculo de la saturación de agua mediante la ecuación de Simandoux Modificado (ecuación 15), los parámetros petrofísicos involucrados son resultado de un modelo petrofísico de los yacimientos del Oligoceno y Cretácico para los campos El Carito, Mulata y Santa Bárbara del año 2014. Esto debido a que solo se tenía información de un solo pozo (CRC-10) con núcleo en la Unidad Estratigráfica Carapita Inferior.

Para lograr conseguir los parámetros petrofísicos de exponente de cementación (m) y exponente de saturación de agua (n), es necesario tener información de más de un pozo para generar los gráficos de porosidad versus factor de formación, y saturación de agua de núcleo versus índice de resistividad respectivamente, donde estos permitan obtener los parámetros (n y m) a través de la mejor tendencia y pendiente de la recta.

En cambio, el factor de tortuosidad (a) se estima teóricamente, para aquellas rocas con alto aumento de cementación el valor está cerca de la unidad mientras que para las no consolidadas puede estar cerca de 0,62. Donde el valor fue corroborado en el modelo petrofísico con la obtención de la resistividad del agua por medio del método directo como los análisis físico-químicos de agua (*Stiff*) y el método indirecto con el perfil de potencial espontáneo (SP), los datos de núcleo y por el gráfico de Pickett utilizando ILD_EDI y $PHIE$ de acuerdo a la ecuación de Archie. En la tabla 10, se muestran los valores del exponente de cementación (m), exponente de saturación de agua (n) y la constante de factor de formación (a); como resultado de los métodos y análisis mencionados.

Tabla 10. Parámetros petrofísicos utilizados en la estimación de reservas

Parámetros petrofísicos	
Constante de factor de formación (a)	1
Exponente de cementación (m)	1,89
Exponente de saturación (n)	1,86

Asimismo, se percató que estos valores determinados en el modelo petrofísico pertenecen a las formaciones del Cretácico y Oligoceno, los cuales son calculados en formaciones y tiempos distintos a la que pertenece la formación Carapita Inferior, de edad Oligoceno Tardío y Mioceno Temprano. Por lo que se interpreta que puede existir una relación en cuanto a las facies presentes en estas formaciones y por esta razón el modelo petrofísico es considerado para la caracterización de la formación de interés en este Trabajo Especial de Grado.

Luego de realizar un análisis detallado de lo antes expuesto, se determinó que existe similitud en los sedimentos y ambientes que parten aparentemente de un evento geológico compartido como lo es, el levantamiento de las masas metamórficas, que delimitaron hacia el sur una extensa cuenca en la cual se depositaron sedimentos del ciclo Terciario Inferior en la formación Merecure y comienzos de la formación Carapita. Dicha cuenca se extendió de sur a norte desde una línea de playa situada aproximadamente al sur de los Campos Mulata y Santa Bárbara. La cuenca resguardó sedimentos principales de ambientes continental (canales fluviales y aluviales), transicional (barras costeras y deltas) y marino (plataforma interna-talud), que procedían del oeste, suroeste y también del sur. Asimismo, esos eventos generaron un levantamiento en la parte norte de la cuenca, produciendo una transgresión hacia el este donde se produjo la sedimentación más profunda de mar abierto de Carapita.

En la figura 17, se observan las unidades que comprenden la formación Merecure y a su vez se visualizan las parasecuencias de la parte basal de la formación Carapita. Se

observa que la formación Carapita Inferior de 250 pies de espesor promedio, contiene lutitas marinas puras con cantidades apreciables de areniscas interestratificadas en las unidades T6D, T6E1 y T6E, constatando que estas guardan cierta relación con los sedimentos que conforman la formación Merecure.

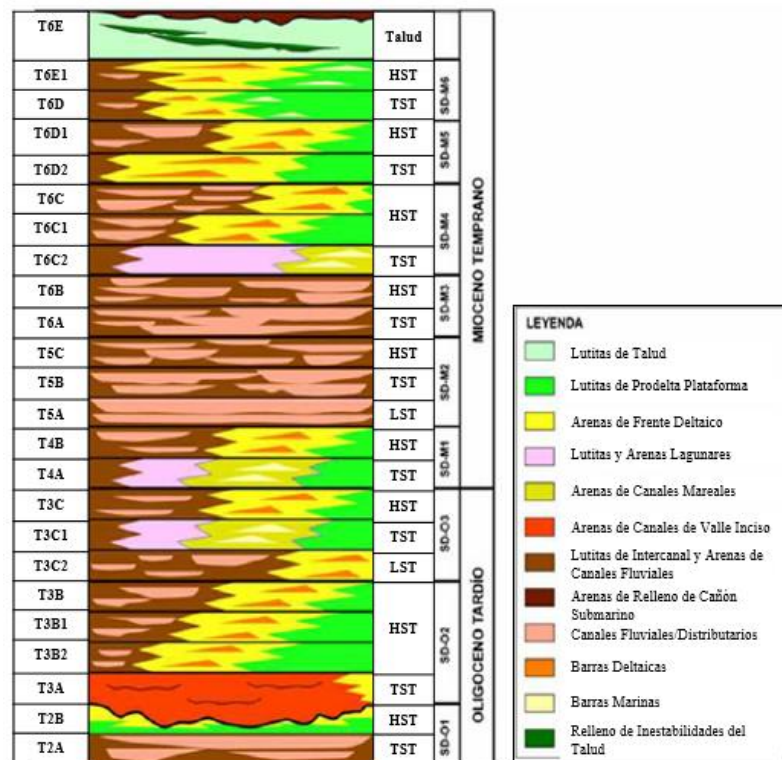


Figura 17. Esquema secuencial de la Formación Merecure (Unidades desde T2A a T6D1). Fuente: (Gerencia General de Estudios Integrados Oriente, 2016)

A continuación, se muestra en la tabla 11, un resumen del análisis petrofísico presente en la Revisión de Reservas 2017, el cual fue realizado mediante la interpretación de los 214 pozos perforados en el área (de los cuales 13 pozos son probados). La interpretación se desarrolló de manera determinística a través de los distintos modelos empleados para la estimación de porosidad (ϕ), permeabilidad (K), saturación de agua (S_w) y volumen de arcilla (Vsh); y cotejada con los datos de núcleo del pozo CRC-10.

Tabla 11. Sumario de evaluación petrofísica promedio de los yacimientos y prospectos. Fuente: (Estudios Integrados de Yacimientos Oriente, 2017)

Prospecto	Espesor (Pies)	ANP (Pies)	Phie (%)	Sw (%)	Vsh (%)	K (mD)
CRPI CRC 1 (C)	196	27	13,0	24,0	15,0	279
CRPI CRC 1 (L)	243	43	10,0	24,0	14,0	98
CRPI 101 (M)	324	26	9,0	35,0	18,0	62
CRPI 102 (M)	205	24	15,0	38,0	10,0	371
CRPI 201 (M)	165	20	11,0	22,0	23,0	224
CRPI 202 (M)	142	65	9,0	41,0	18,0	55
CRPI 203 (M)	301	18	9,0	29,0	17,0	56
CRPI 601 (M)	226	30	11,0	30,0	22,0	135
CRPI 701 (M)	120	8	6,0	40,0	24,0	8
CRPI 901 (M)	264	43	10,0	24,0	14,0	98

A su vez realizaron un análisis del reporte PVT disponible, con el objetivo de describir el comportamiento de los fluidos en el yacimiento, y así obtener el factor volumétrico de formación (B_o) y la relación de gas en solución (R_s). Para este análisis, sólo se contaba con 2 muestras de fluidos de pozos en el área, ambas tomadas en el separador en los pozos CRC-1X y CRC-8 (figura 18).

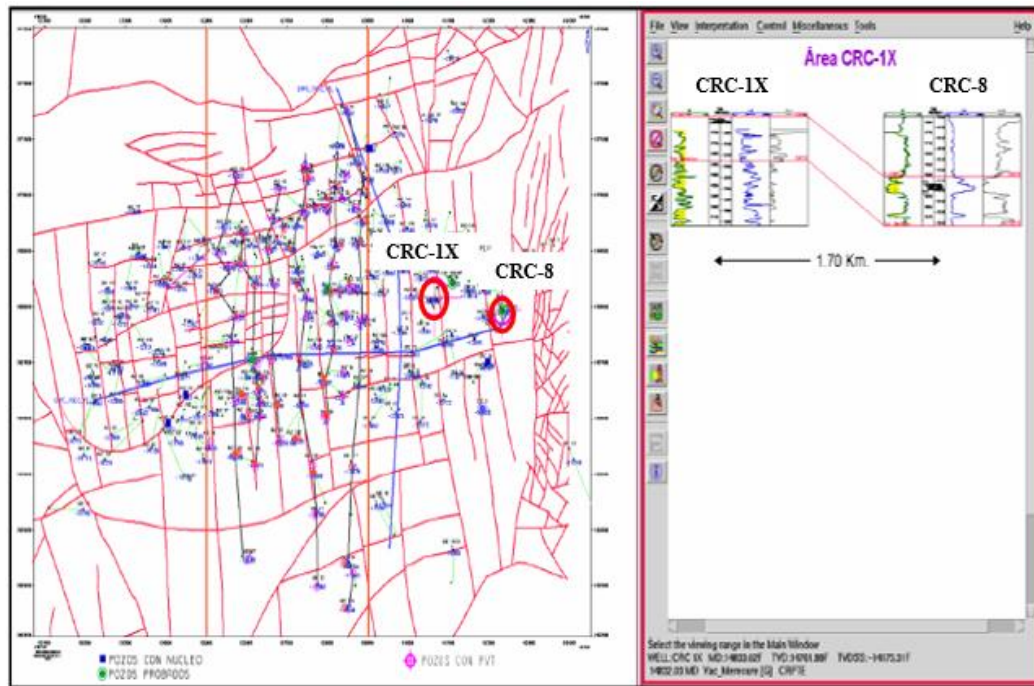


Figura 18. Ubicación de pozos con muestras de fluidos PVT en la Unidad Estratigráfica Carapita Inferior. Fuente: (Estudios Integrados de Yacimientos Oriente, 2017)

En el caso del reporte PVT correspondiente a la muestra de fluidos del pozo CRC-1X, en la prueba de balance de masas y la prueba de densidad como criterio de validación, se observó una relación gas-petróleo en solución (R_s) calculado y el experimental con un porcentaje de desviación mayor de 5% y una densidad del petróleo fuera del rango de tolerancia, los resultados de estos criterios de validación se muestran en las figuras 19 y 20 respectivamente. En el caso del reporte PVT del pozo CRC-8, no se realizó ninguna evaluación por ausencia de datos.

Validación de Relación Gas Petróleo							
Pb	Presión, Lpca	Masa Petróleo, gr	Masa gas, gr	Delta volumen Gas, PCN	Rs (Experimental)	Rs (Calculado)	%Error
	7576	1417.30	28.12	0.8164	2155	2164.93	0.46
	7026	1389.18	59.26	1.7379	1995	2035.12	2.01
	6526	1329.92	33.74	1.0223	1763	1758.79	0.24
	6026	1296.18	42.88	1.3433	1600	1596.25	0.23
	5526	1253.30	21.42	0.6977	1381	1382.66	0.12
	5126	1231.88	27.15	0.8945	1275	1271.73	0.26
	4526	1204.73	29.33	0.9774	1132	1129.51	0.22
	4026	1175.40	21.70	0.7409	976	974.09	0.20
	3526	1153.70	17.04	0.5388	858	856.29	0.20
	3026	1136.67	23.07	0.7042	772	770.62	0.18
	2526	1113.60	19.05	0.5518	660	658.65	0.20
	1526	1094.55	14.96	0.4012	508	570.91	12.36
	1026	1079.60	25.27	0.6152	410	507.12	23.69
	526	1054.33	38.09	0.8159	280	409.30	46.18
	226	1016.24	118.70	1.7584	155	279.58	80.37
	26	897.54	0.00	0.0000	0	0.00	0.00

Figura 19. Resultados de consistencia del Balance de Masas del análisis de fluidos, pozo CRC-1X. Fuente: (Estudios Integrados de Yacimientos Oriente, 2017)

PRUEBA DENSIDAD	
Densidad Prueba Liberación Diferencial	0.6261 gr/cc
Densidad Calculada Liberación Flash	0.7903 gr/cc
% Error	26.22% No consistente

SE DEBE CUMPLIR QUE LA DENSIDAD DEL PETROLEO SATURADO CON GAS A LA PRESION DE BURBUJEO DE LA PRUEBA DE LIBERACION DIFERENCIAL SEA IGUAL A LA CALCULADA A PARTIR DE LOS DATOS DE LAS PRUEBAS DE LOS SEPARADORES.

Para que sea considerado consistente es necesario obtener Error < 5%

Figura 20. Resultado de la consistencia por Prueba de Densidad, pozo CRC-1X. Fuente: (Estudios Integrados de Yacimientos Oriente, 2017)

Finalmente, para considerar un análisis PVT como válido, se deben cumplir los criterios de los 2 métodos ya aplicados y que estos indiquen que las propiedades son representativas. Por consiguiente, estos análisis PVT no cumplieron con los criterios de representatividad y consistencia interna de los experimentos, lo cual conllevó a ser descartados para la determinación de las propiedades de los fluidos de yacimiento.

Sin embargo, en la Revisión de Reservas 2017 se observó que consideran las propiedades de los fluidos haciendo uso del modelo termodinámico de los campos El Carito, Mulata y Santa Bárbara realizado en el año 2005, en el cual toman en cuenta la información PVT disponible en pozos cuyas muestras de fluidos pertenecen a yacimientos subyacentes de las formaciones Merecure, San Juan y San Antonio.

Dicho modelo termodinámico reproduce el complejo sistema de fluidos presentes en los yacimientos del campo Carito, Mulata y Santa Bárbara, y además permite reproducir el comportamiento de fluidos tanto areal como verticalmente, así como los efectos sobre el fluido de los yacimientos de la inyección de Gas Natural y Nitrógeno.

Dentro de los resultados más importantes del mismo, fue posible desarrollar con una sola ecuación de estado (Peng Robinson con tres parámetros) el comportamiento termodinámico de los fluidos presentes en las áreas central, oeste y norte del Campo Carito-Mulata, así como el área de Muri. El área Carito Sur fue modelada de manera independiente por presentar un comportamiento de las propiedades de los fluidos diferente al resto de los yacimientos del Campo.

Esto fue desarrollado con base a que existe una similitud en las columnas de fluidos considerando el hecho de que por comportamiento de presiones se ha evidenciado comunicación entre los diferentes yacimientos del campo, en las figuras 21 y 22, se muestran tanto la variación con profundidad de la presión de saturación y de la relación gas-petróleo respectivamente, para los yacimientos de las formaciones Merecure, San Juan y San Antonio. Esta caracterización mostró que, a condiciones iniciales, la columna de hidrocarburos de las áreas central, oeste y norte (tendencias azules) presentan el mismo comportamiento tanto en composición como en sus propiedades físicas. Mientras que las propiedades de los fluidos de los yacimientos del área sur (tendencias verdes) difieren a la del resto de las áreas de los campos El Carito y Mulata, ya que se encuentra en un bloque estructural distinto al resto de la estructura.

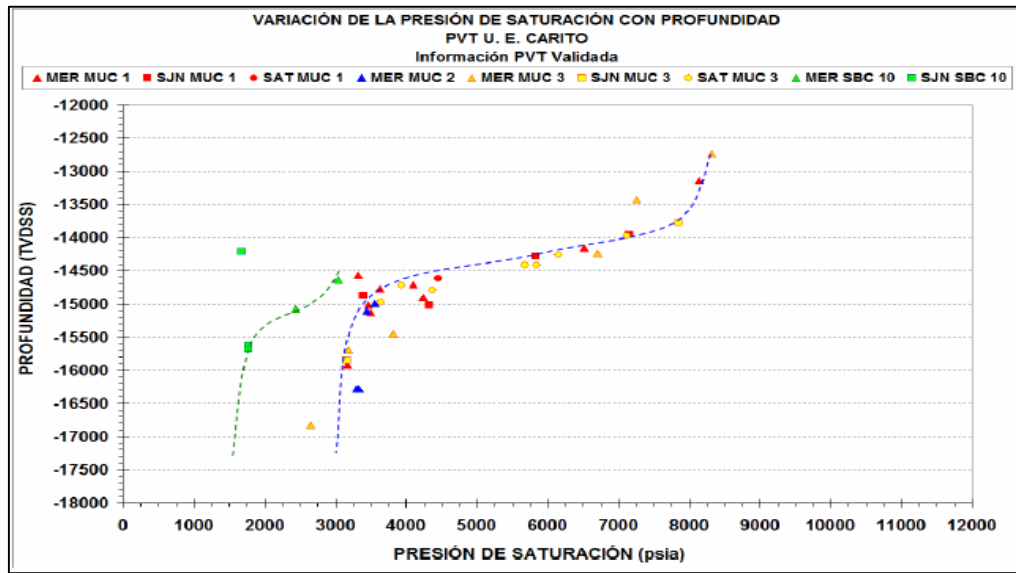


Figura 21. Presión de Saturación vs. Profundidad. Campos El Carito, Mulata y Santa Bárbara. Fuente: (Estudios Integrados de Yacimientos Oriente, 2017)

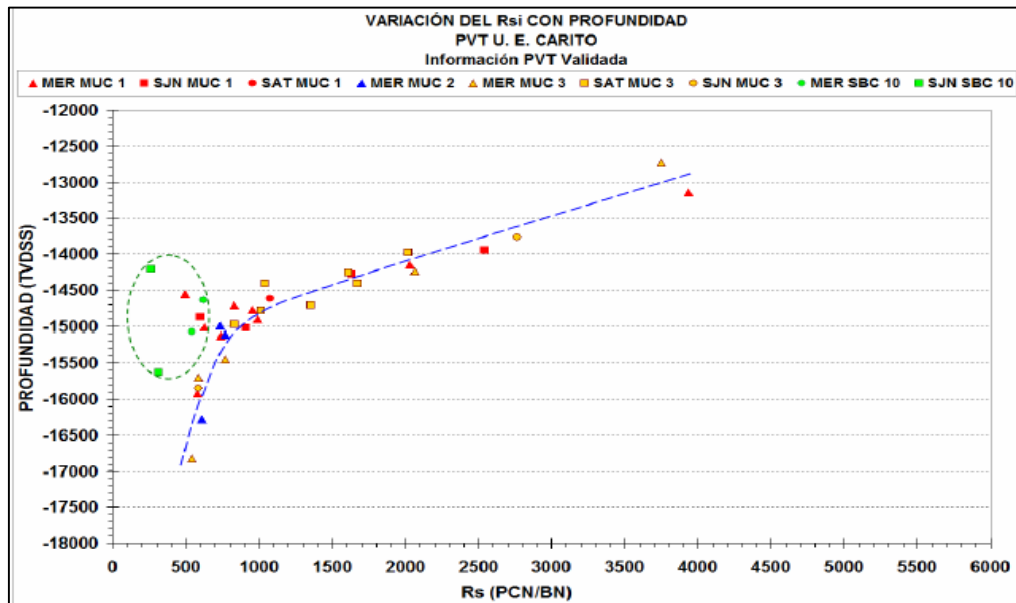


Figura 22. Relación Gas - Petróleo vs Profundidad. Campos El Carito, Mulata y Santa Bárbara. Fuente: (Estudios Integrados de Yacimientos Oriente, 2017)

Para el cálculo del gas en solución y del factor volumétrico del petróleo de los fluidos de los yacimientos, emplearon una metodología basada en la determinación de la profundidad del centroide de cada yacimiento. El centroide corresponde a la profundidad a la cual se divide el volumen del yacimiento en dos partes exactamente

iguales. Una vez determinada la profundidad del centroide de cada yacimiento, definieron los factores volumétricos (B_{oi} y B_g) a partir de la ecuación de estado establecida para cada área y las relaciones gas-petróleo en solución (R_s) utilizando la figura 22.

En las tablas 12 y 13, se muestran los valores de factor volumétrico del petróleo (B_o), factor volumétrico del gas (B_g), la relación gas-petróleo en solución (R_s) y la gravedad API de los fluidos de los yacimientos; resultantes de la caracterización termodinámica.

Tabla 12. Resultados de las propiedades PVT (Reservas probadas). Fuente: (Estudios Integrados de Yacimientos Oriente, 2017)

Yacimiento	Campo	Tipo de hidrocarburo	B_o (BY/BN)	B_g (PCY/PCN)	R_s (PCN/BN)	Gravedad API
CRPI CRC 1	El Carito	C	----	0,003612	3.281	34,5
	Mulata	C	----	0,003612	3.281	34,5
	Sta. Bárbara	C	----	0,003612	3.281	34,5
CRPI CRC 1	El Carito	L	1,521	----	2.343	30,2
	Mulata	L	1,521	----	2.343	30,2
	Sta. Bárbara	L	1,521	----	2.343	30,2
	El Furrial	L	1,521	----	3.343	30,2

Tabla 13. Resultados de las propiedades PVT (Reservas probables y posibles). Fuente: (Estudios Integrados de Yacimientos Oriente, 2017)

Prospecto	Campo	Tipo de hidrocarburo	β_0 (BY/BN)	β_g (PCY/PCN)	R_S (PCN/BN)	Gravedad API
CRPI 601	Mulata	M	1,237	0,0	768	29
	Sta. Bárbara	M	1,237	0,0	768	29
CRPI 101	Mulata	M	1,237	0,0	768	29
	Muri	M	1,237	0,0	768	29
CRPI 102	Sta. Bárbara	M	1,539	0,0	630	29
CRPI 201	Sta. Bárbara	M	1,539	0,0	630	29
CRPI 201	El Carito	M	1,539	0,0	630	29
CRPI 203	Sta. Bárbara	M	1,539	0,0	630	29
CRPI 202	Sta. Bárbara	M	1,539	0,0	630	29
	El Carito	M	1,539	0,0	630	29
CRPI 701	Sta. Bárbara	M	1,539	0,0	630	29
CRPI 901	El Carito	M	1,237	0,0	630	30,2
	El Furrial	M	1,237	0,0	630	30,2

Se interpreta que la similitud de los fluidos entre la formación Carapita Inferior y las formaciones subyacentes a ella, es causada debido a que los fluidos presentes provienen de la misma roca madre Querecual. Donde, a pesar de no disponer de información PVT representativa de la formación Carapita Inferior se puede inferir que, para la correcta caracterización dinámica y verificación de esta similitud se recurrió a datos de

producción de la formación Carapita Inferior en el Campo Carito-Mulata y de esta manera lograr visualizar el comportamiento de las propiedades de los fluidos. Sobre la base de las ideas expuestas, comparar la relación gas petróleo y la gravedad API de las pruebas de producción con la tendencia general del campo obtenida de los análisis PVT validados, y así confirmar que el modelo termodinámico de los campos El Carito, Mulata y Santa Bárbara del año 2005, se ajusta al comportamiento de fluidos de la formación Carapita Inferior, para permitirse emplear el mencionado modelo para los cálculos volumétricos a realizar.

Finalmente, se presenta un resumen de las consideraciones que fueron tomadas en la Revisión de Reservas 2017, respecto a los parámetros involucrados para la cuantificación de volúmenes en los yacimientos y prospectos:

- Las áreas fueron extraídas de la aplicación SIGEMAP.
- La porosidad y la saturación de agua la emplearon como el promedio aritmético de los valores de la propiedad de todos los pozos del yacimiento en estudio.
- Los factores volumétricos iniciales de petróleo y gas, los obtuvieron de los valores oficiales de los yacimientos vecinos, debido a la no disponibilidad de pruebas PVT representativas.

A continuación, se muestra la tabla 14, con los valores estimados por parte del departamento de Estudios Integrados de Yacimientos Oriente, de acuerdo a la última estimación realizada en la Revisión de Reservas 2017.

Tabla 14. Valor de POES obtenido en la Revisión de Reservas 2017. Fuente: (Estudios Integrados de Yacimientos Oriente, 2017)

YACIMIENTO	CAMPO	TIPO DE HIDROCARBURO	POES/COES (MBN)
CRPI CRC 1	EL CARITO	C	8.857
	MULATA	C	36.686
	SANTA BÁRBARA	C	111
CRPI CRC 1	EL CARITO	L	44.727
	MULATA	L	91.661
	SANTA BÁRBARA	L	15.065
CRPI 101	MULATA	M	33.771
CRPI 102	SANTA BÁRBARA	M	8.593
CRPI 201	SANTA BÁRBARA	M	19.076
	EL CARITO	M	2.306
CRPI 202	SANTA BÁRBARA	M	4.891
	EL CARITO	M	2.954
CRPI 203	SANTA BÁRBARA	M	6.469
CRPI 601	MULATA	M	3.839
	SANTA BÁRBARA	M	13.009
CRPI 701	SANTA BÁRBARA	M	10.600
CRPI 901	EL CARITO	M	380

Donde:

POES= Petróleo Original en Sitio

COES= Condensado Original en Sitio

Seguidamente, se verifica mediante la metodología empleada en la Revisión de Reservas 2017, la existencia de las reservas detrás de tubería (serie 100) y la cuantificación del POES correspondiente al prospecto CRPI 101 y al prospecto CRPI 102. Y posteriormente, la propuesta de extracción de dichas reservas mediante trabajos a ser ejecutados en los pozos existentes en el área; para dar cumplimiento al objetivo general de este Trabajo Especial de Grado.

4.4.2 Identificación de las reservas probables detrás de tubería (serie 100)

Mediante la recopilación de información necesaria para el desarrollo de esta fase, se resume mediante las tablas 15 y 16, los pozos interpretados en cada prospecto y a su vez se establece si se logró la obtención de los registros de Perfil Gamma Ray, densidad-neutrón y resistividad en su totalidad. De acuerdo a la muestra de 34 pozos en estudio, en el prospecto CRPI-101 se identifican una totalidad de 30 pozos interpretados y 4 pozos interpretados en el prospecto CRPI-102.

Tabla 15. Pozos interpretados en el prospecto CRPI-101

CRPI-101					
POZO	REGISTROS		POZO	REGISTROS	
	Sí	No		Sí	No
MUC 2	X		MUC 95	X	
MUC 8	X		MUC 96		X
MUC 11	X		MUC 97	X	
MUC 26	X		MUC 98	X	
MUC 30	X		MUC 99		X
MUC 30A		X	MUC 103	X	
MUC 32	X		MUC 110	X	
MUC 32A	X		MUC 114	X	
MUC 33	X		MUC 116	X	
MUC 44	X		MUC 128 RE	X	
MUC 46 2	X		MUC 137	X	
MUC 52	X		MUC 146		X
MUC 72	X		MUC 147	X	
MUC 73	X		MUC 148	X	
MUC 78	X		MUC 150	X	

Tabla 16. Pozos interpretados en el prospecto CRPI-102

CRPI-102		
POZOS	REGISTROS	
	Sí	No
SBC 10 E	X	
SBC 23	X	
SBC 145	X	
SBC 146	X	

Quedando como resultado un total de 30 registros de pozos para la creación de secciones estructurales, secciones estratigráficas, y verificación de propiedades petrofísicas que permitan corroborar la caracterización realizada en la revisión a los prospectos en estudio.

4.4.2.1 Revisión estructural

De acuerdo a la sísmica recolectada (figura 23), se confirma que la estructura de la Unidad Estratigráfica Carapita Inferior posee una geometría anticlinal seccionada por fallas menores y fallas principales asociadas a corrimientos y retro-corrimientos. A su vez, la figura muestra una sección parcial de trazas y líneas sísmicas donde se observa que la geometría estructural de la reflexión sísmica del tope de la Unidad Estratigráfica Carapita Inferior (línea color verde) sigue el mismo patrón estructural del tope de la formación Merecure (línea color azul). Por consiguiente, la expresión estructural del tope de la formación Merecure tanto en fallas como en geometría es un espejo del marco estructural del tope de la Unidad de Flujo Carapita Inferior.

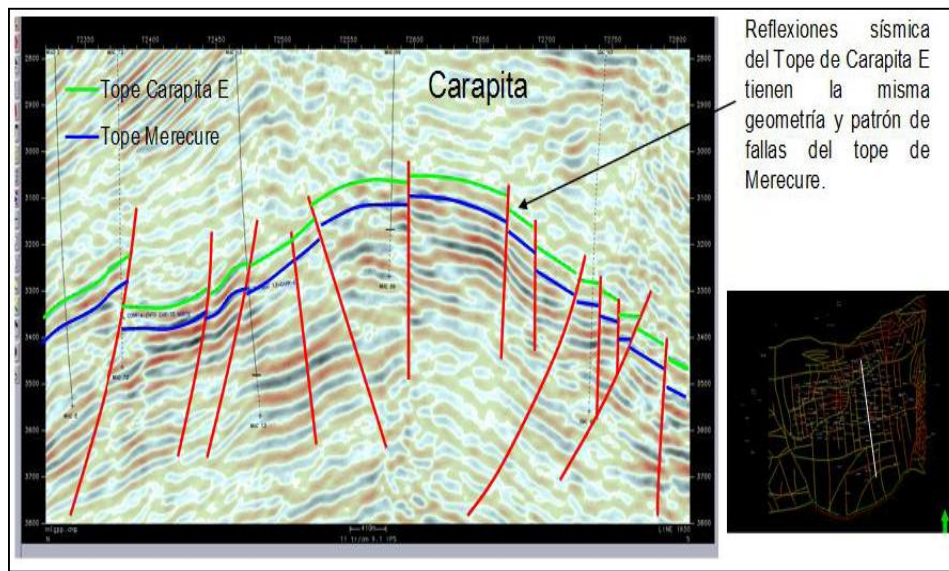


Figura 23. Relación estructural entre el tope de Carapita Inferior y Merecure (norte-sur). Fuente: (Estudios Integrados de Yacimientos Oriente, 2017)

Gracias a la sísmica y a la reinterpretación geológica realizada por parte de los geólogos en la Revisión de Reservas 2017, fue posible constatar las superficies limítrofes y las fallas que afectan a la formación Carapita Campos El Carito – Mulata. Dando como resultado un esquema estructural bastante complejo y de mayor resolución, el cual cuenta con 316 fallas con saltos verticales que varían entre 70 y 2.000 pies, de las cuales 75 de ellas son inversas y 241 fallas entre normales y transcurrentes con componente normal sub-vertical.

El enfoque en este trabajo especial de grado corresponde al área norte y área sur de la Unidad Productora Carito, por lo cual se hace uso de secciones estructurales y de material adicional extraído de antecedentes que hayan permitido la caracterización de la formación y así, de esta manera lograr delimitar los prospectos de interés en este caso.

La figura 24, corresponde a la sección estructural A-A', la cual incluye a los pozos MUC-11, MUC-44, MUC-15, CRC-26, SBC-63, SBC-10E y SBC-145. En la misma se evidencia el corrimiento del prospecto CRPI 101 al sur por un salto variable +/- 750 pies, denominado Corrimiento de Carito Norte, el cual separa a dicho prospecto del

yacimiento CRPI CRC 1 (Liviano). A los flancos del Prospecto CRPI 201, se observan el retro-corrimiento y corrimiento de saltos de +/- 1480 y 1100 pies respectivamente, que hacen que el bloque se eleve con respecto a sus vecinos, delimitando el Prospecto CRPI 102 por fallas normales de acomodación que van desde 190 hasta 600 pies.

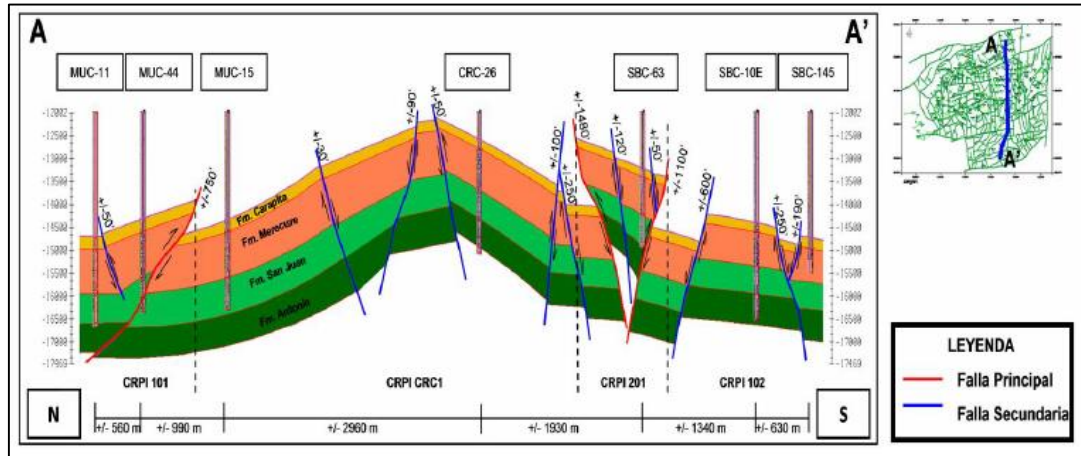


Figura 24. Sección estructural A-A' en sentido N-S de los campos El Carito y Mulata. Fuente: (Estudios Integrados de Yacimientos Oriente, 2017)

En la figura 25, la sección estructural definida por los pozos SBC-19E, SBC-23, SBC-146 y SBC-63 en dirección SO-NE, se muestra el prospecto CRPI 102 limitado por el corrimiento sur con un salto de +/- 1700 pies de desplazamiento vertical. Existe comunicación interna entre los bloques que conformar el prospecto, ya que el espesor promedio del yacimiento es mayor al salto de las fallas. Al extremo este de la sección, se encuentra un corrimiento con un salto de +/- 1160 pies que eleva el prospecto CRPI 201, ubicándolo en la zona más levantada de la sección.

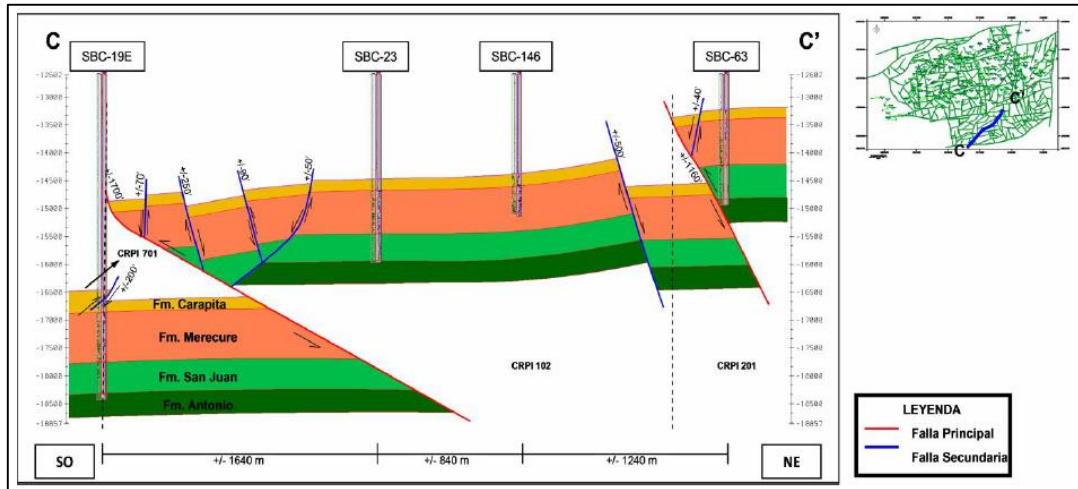


Figura 25. Sección estructural C-C' en sentido SO-NE de los campos El Carito y Mulata. Fuente: (Estudios Integrados de Yacimientos Oriente, 2017)

Una vez analizadas las áreas norte y sur al tope de la formación Carapita Inferior a nivel regional, se procedió a establecer los límites estructurales de los prospectos de interés.

3.4.2.1.1 Límites de los prospectos

3.4.2.1.1.1 Prospecto CRPI 101

El prospecto CRPI 101, se encuentra en una estructura homoclinal con buzamiento hacia el norte (figura 26). Está limitado al sur por el Corrimiento de Carito Norte (F2) de salto variable que va desde 500 hasta 800 pies aproximadamente de este a oeste. Hacia el oeste está limitado por una falla normal (F10) que lo separa del Prospecto CRPI 601. Hacia el este está limitado por una falla normal (F11) de 600 pies aproximadamente que lo separa del Campo Muri. Al norte está limitado por un corrimiento (F12) oeste-este con buzamiento hacia el norte que corresponde a el límite del campo.

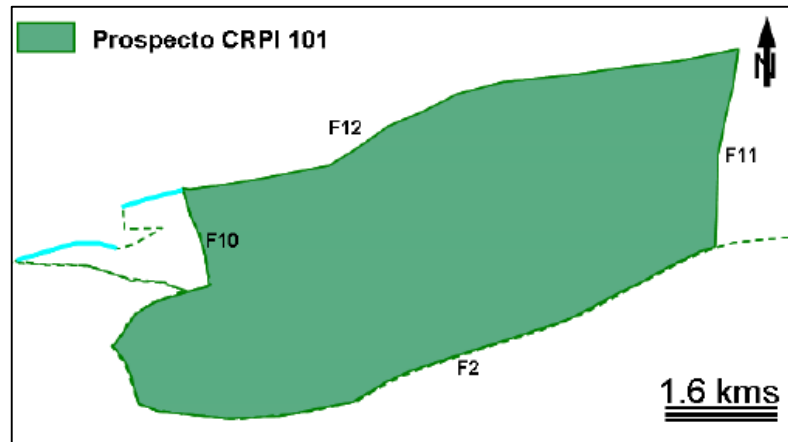


Figura 26. Límites del Prospecto CRPI 101. Fuente: (Estudios Integrados de Yacimientos Oriente, 2017)

3.4.2.1.1.2 Prospecto CRPI 102

El prospecto CRPI 102, se encuentra separado al norte por un corrimiento (F13) de salto vertical que varía entre 700 y 1.500 pies, con rumbo este-oeste y buzamiento norte. Al sur, esta trampa está limitada por un contacto agua- petróleo original interpretado en el pozo SBC-145 estimado a 14.744 pies TVDSS y a su vez por el corrimiento sur (F16) de salto de alrededor de 1.800 pies de desplazamiento vertical, rumbo este-oeste y buzamiento norte. Hacia el este está limitado por falla de tipo normal (F15) de aproximadamente 200 pies de salto, mientras que hacia el oeste limita con un retro-corrimiento (F3) de aproximadamente 700 a 1.400 pies de salto (figura 27).

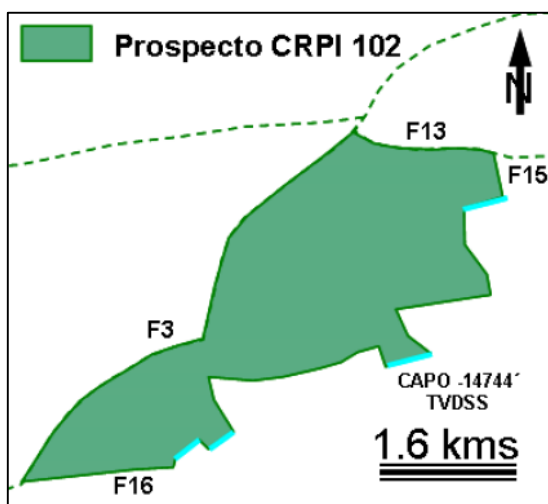


Figura 27. Límites del Prospecto CRPI 102. Fuente: (Estudios Integrados de Yacimientos Oriente, 2017)

Surge la necesidad de establecer los límites de los prospectos en estudio debido a que es de gran importancia el conocimiento de la extensión areal de cada uno de ellos para la estimación del área y posterior cuantificación del POES. Por lo cual, se extrajeron los valores de los datos volumétricos correspondientes a cada prospecto de la Revisión de Reservas 2017 (tabla 17), donde las áreas fueron estimadas mediante el uso de la aplicación SIGEMAP.

Tabla 17. Datos volumétricos prospectos CRPI 101 y CRPI 102

Prospecto	Área (acres)
CRPI 101	2679
CRPI 102	937

4.4.2.2 Revisión estratigráfica

Con el objetivo de verificar la continuidad lateral de la formación Carapita Inferior, se elaboraron secciones estratigráficas haciendo uso de registros eléctricos de pozos ubicados en los prospectos CRPI 101 y CRPI 102, que son las áreas de interés en este estudio.

En la figura 28, se puede observar la continuidad lateral que posee el prospecto CRPI 101 a través de la sección estratigráfica A-A' definida por los pozos MUC-26, MUC-8, MUC-147, MUC-2 y MUC-73 en dirección SO-NE. En la misma se observa que la formación Carapita Inferior posee comunicación estratigráfica y una relación lateral que tiene un espesor que oscila entre 230 a 300 pies, encontrándose los mayores espesores en la zona suroeste de la sección estudiada.

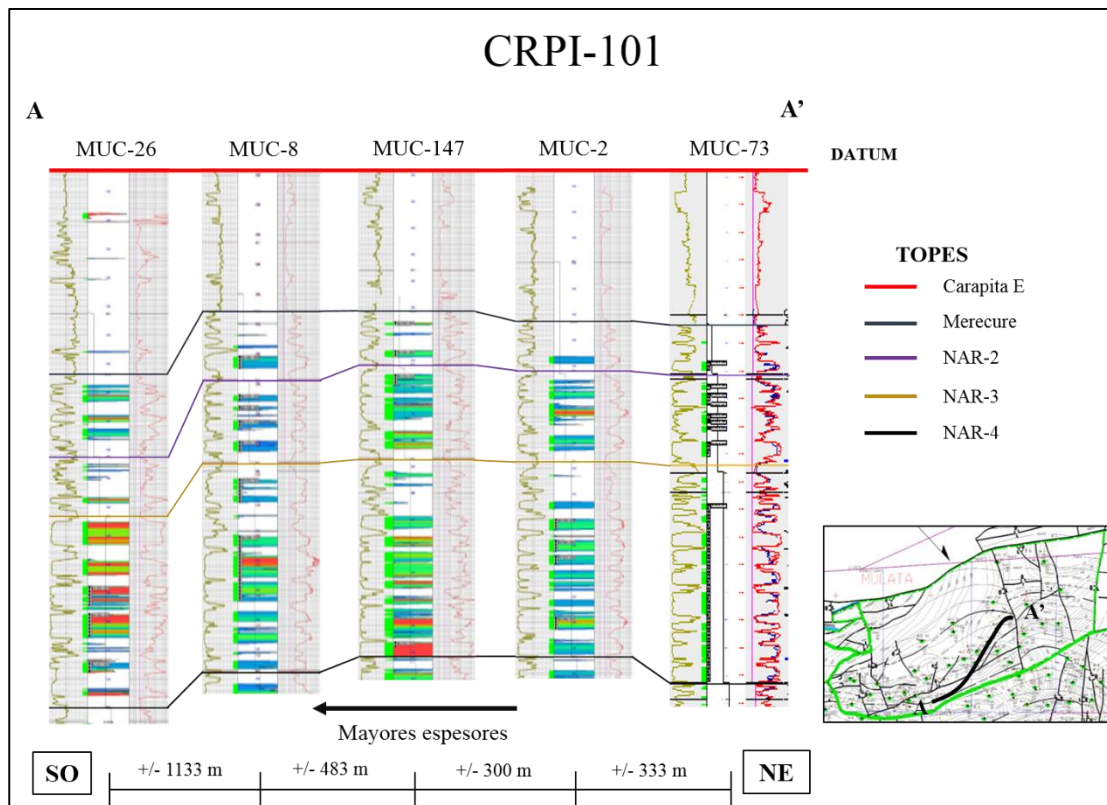


Figura 28. Sección estratigráfica suroeste – noreste, Prospecto CRPI 101

En la figura 29, a través de la sección estratigráfica B-B' en dirección O-E definida por los pozos MUC-52, MUC-147, MUC-44 y MUC-33; también se puede observar la continuidad lateral que posee el prospecto CRPI 101 al tope de la formación Carapita Inferior. En esta sección se observa que la formación de interés posee un espesor promedio de 265 pies y determinando a su vez que los mayores espesores se encuentran hacia el oeste de la estructura.

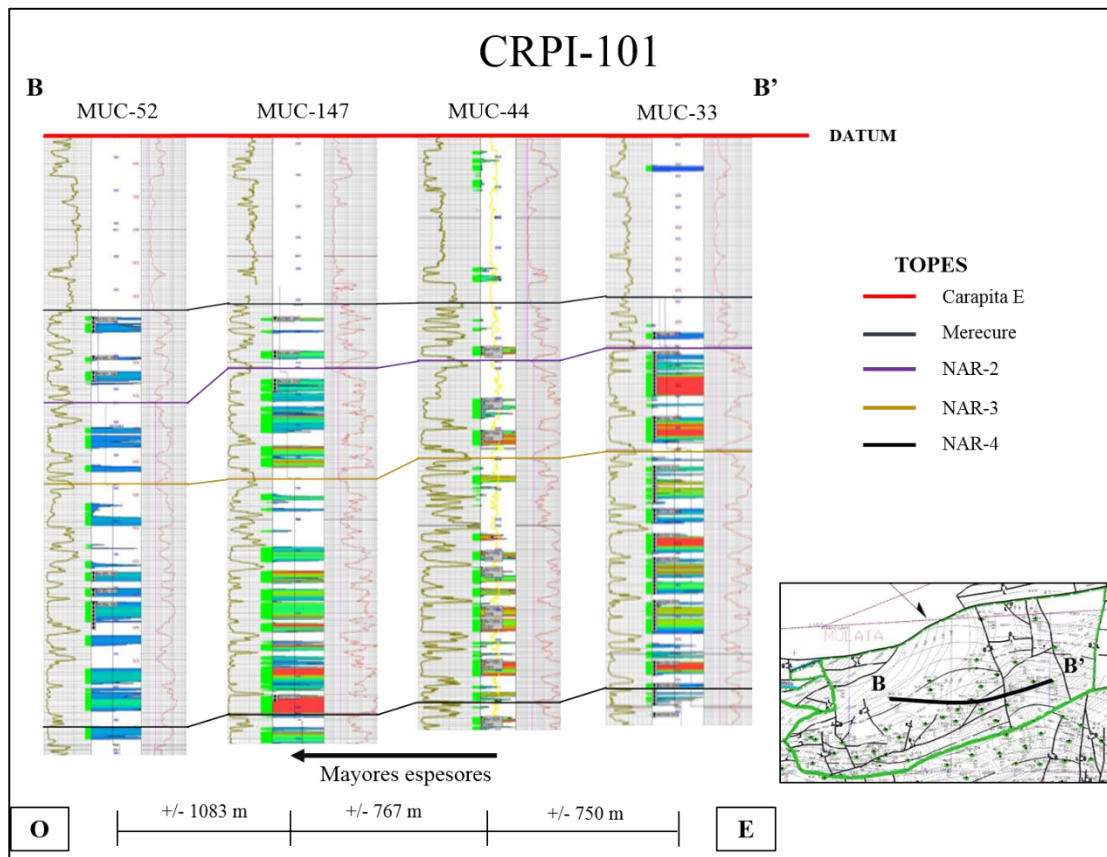


Figura 29. Sección estratigráfica oeste – este, Prospecto CRPI 101

De igual manera, en la figura 30, se puede observar la sección C-C' en dirección SO-NE conformada por los pozos SBC-23 y SBC-146. En la misma se aprecia que la formación Carapita Inferior en el prospecto CRPI-102 posee comunicación areal en espesores que oscilan entre 190 y 215 pies.

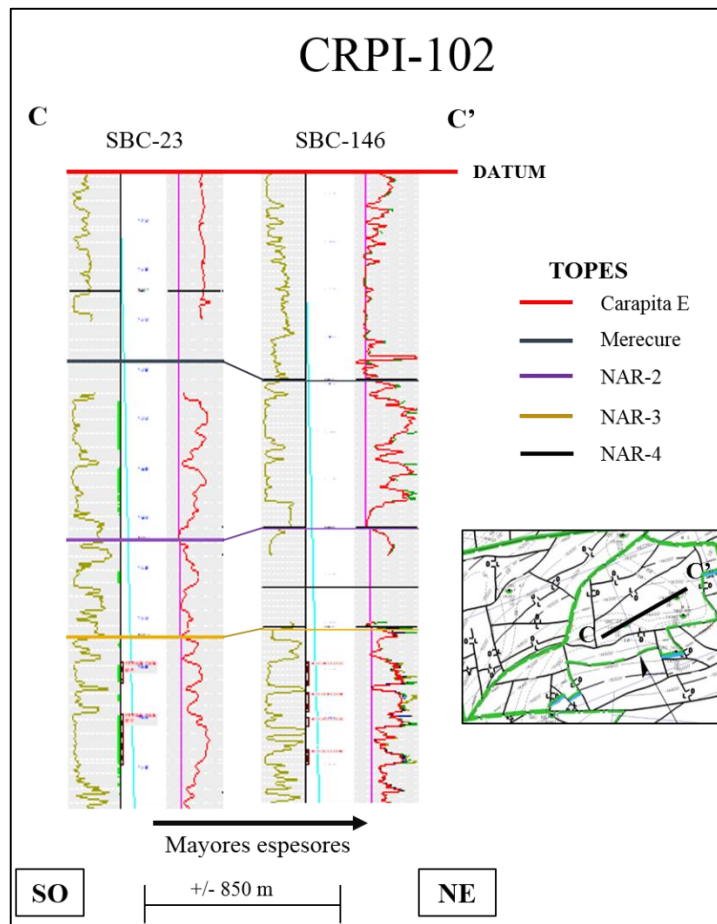


Figura 30. Sección estratigráfica suroeste – noreste, Prospecto CRPI 102

4.4.2.3 Validación del PVT

Consecuentemente para lograr la confiabilidad y certeza de los resultados de las pruebas de validación para crudo negro presentes en la Revisión de Reservas 2017; se decidió certificar el análisis del PVT nuevamente, haciendo uso del reporte de la muestra del pozo CRC-1X y del análisis realizado en el laboratorio aportado por el MINPET. Esto se hizo a través del análisis de representatividad de la muestra y los análisis de consistencia interna de los experimentos en el pozo CRC-1X, además se comprobó que efectivamente existe ausencia de datos para efectuar el análisis PVT del pozo CRC-8 y desarrollar la validación de la misma (anexo B).

Se detallan a continuación las pruebas aplicadas y los resultados obtenidos:

1) Análisis de representatividad de la muestra

La representatividad de la muestra se evaluó verificando que la muestra cumpliera con cada uno de los parámetros requeridos. En la tabla 18, se observan los resultados.

Tabla 18. Evaluación de representatividad de la muestra

Pozo			CRC-1X		
Fecha de la prueba			28/03/89		
Arena			CRPI-CRC 1		
Intervalo (pies)			14634-14654		
Tipo de muestra			Superficie		
Tyac (°F)	Texp (°F)	Pyac (lpc)	Pb (lpc)	RGPexp (PCN/BN)	RGPpro (PCN/BN)
320	320	9510	7576	1937	1937

Se puede observar que en este método los resultados son consistentes, ya que la temperatura del yacimiento es igual a la temperatura experimental ($T_{yac}=T_{exp}$), la presión de yacimiento es mucho mayor a la presión de burbuja ($P_{yac} \gg P_b$), y finalmente la relación gas petróleo experimental es igual a la relación gas petróleo producido $RGP_{exp}=RGP_{prod}$, resultando ser esta muestra representativa del yacimiento.

2) Análisis de consistencia interna de los experimentos

Es muy importante asegurarse de la calidad de las pruebas PVT, y por tal razón, se utilizaron las formas más conocidas para validar los datos (crudo negro) obtenidos en el laboratorio, obteniéndose los siguientes resultados:

a) Prueba de densidad

Haciendo uso de la ecuación 9 se obtiene la densidad recombinada a partir de las pruebas de separadores, el resultado obtenido se muestra en la tabla 19.

Tabla 19. Prueba de densidad

Densidad calculada (Prueba del separador)	
ρ_{pld} (gr/cc)	0,7899

Para proceder a esta evaluación se comparó la densidad calculada con la de la prueba de liberación diferencial mostrada en el reporte (figura 20), cuyo valor es 0,6261. Efectivamente al igual que el resultado presente en la Revisión de Reservas 2017, se obtuvo un porcentaje de error de 26,16 %, siendo este inconsistente porque excede una desviación de un 5%, concluyendo que esta prueba no es representativa porque incumple que la densidad del petróleo negro saturado con gas a la presión de burbujeo de la prueba diferencial sea igual a la calculada a partir de los datos de las pruebas del separador.

b) Linealidad de la función “Y”

El valor de la función “Y” fue determinando mediante la ecuación 10. En esta prueba de validación se observa que existe una relación lineal de Y vs P, demostrando que los compuestos son básicamente hidrocarburos sin presencia de dióxido de carbono o agua, y la presión de burbuja es representativa porque los valores de “Y” no se alejan bruscamente del comportamiento lineal (figura 31).

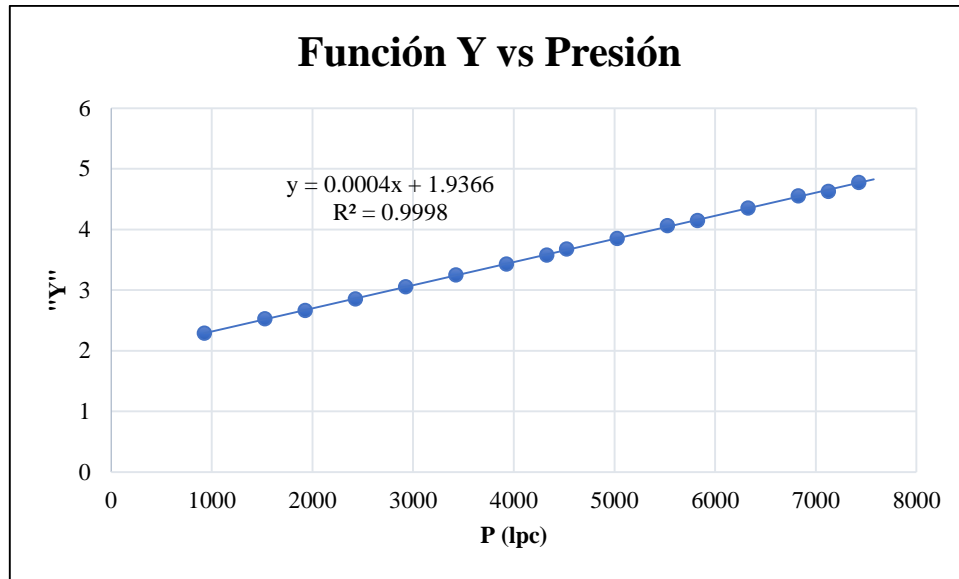


Figura 31. Gráfico función “Y”

c) Balance de masas

En este último método se comprobó a través del pozo CRC-1X, que la relación gas-petróleo en solución experimental ($R_{s_{exp}}$) de la prueba de liberación diferencial fuera igual a la relación gas-petróleo en solución calculada ($R_{s_{cal}}$) determinada empleando la ecuación 11. Para efectos de este estudio, la prueba resultó consistente mostrando un porcentaje de error menor al 5%.

Sin embargo, se pudo notar que el porcentaje de error en la prueba de masas mostrado en la figura 19, fue del 11,12% siendo un resultado mayor al 5%, y el cual se define como no consistente. Esta irregularidad se presenta a causa de que los últimos 5 valores de factor volumétrico de petróleo (B_o), de la densidad del petróleo y de la gravedad específica del gas obtenidas en la prueba diferencial, no corresponden a sus respectivas presiones y esto conlleva a un impacto negativo en el cálculo de la masa de petróleo y el volumen de gas, afectando finalmente la relación gas petróleo en solución (R_s) (tabla 20).

Tabla 20. Balance de masas pozo CRC-1X

Presión (lpca)	Mo (gr)	Mg (gr)	Vgs (PCN)	Rs_{exp} (PCN/BN)	Rs_{cal} (PCN/BN)	Error (%)
7576	1417,30	28,12	0,81	2155	2124,79	1,40
7026	1389,17	59,25	1,73	1995	2039,30	2,22
6526	1329,92	33,74	1,02	1763	1762,53	0,02
6026	1296,17	42,88	1,34	1600	1594,57	0,33
5526	1253,29	21,41	0,69	1381	1385,92	0,35
5126	1231,87	27,14	0,89	1275	1274,21	0,06
4526	1204,73	29,32	0,97	1132	1131,40	0,05
4026	1175,40	21,70	0,74	976	975,79	0,02
3526	1153,70	17,03	0,53	858	857,66	0,03
3026	1136,66	23,06	0,70	772	771,95	0,01
2526	1113,59	19,04	0,55	660	659,73	0,04
2026	1094,55	14,95	0,40	572	571,78	0,03
1526	1079,59	25,26	0,61	508	507,80	0,03
1026	1054,32	38,08	0,81	410	409,71	0,06
526	1016,24	52,94	0,78	280	279,70	0,10
226	963,29	71,69	0,97	155	154,77	0,14
26	891,60	0	0	0	0	0
ERROR total						0,24

Donde:

Mo= masa de petróleo, gr.

Mg= masa de gas, gr.

Vgs= volumen de gas en solución, PCN.

Se comprueba que la prueba de densidad excede el porcentaje de desviación mayor, por lo tanto, se concluye que la muestra PVT del pozo CRC-1X no es representativa de las condiciones de yacimiento y que la misma no puede utilizarse para evaluar reservas, establecer óptimos planes de recuperación, ni determinar los fluidos

producidos. Por lo cual se tomarán los valores determinados en la Revisión de Reservas 2017 mostrados en la tabla 13.

4.4.2.4 Evaluación petrofísica

Seguidamente se realizó la evaluación petrofísica a 30 pozos haciendo uso de la base de datos numérica y los registros eléctricos en formato digital suministrados. Los parámetros de corte utilizados fueron porosidad mayor a 2,5%; saturación de agua menor a 55% y volumen de arcilla menor a 45%. Estos valores son resultado de una interpretación realizada por profesionales en el área de la petrofísica, y son representativos del área en estudio de acuerdo al tipo de roca y a las condiciones de flujo. Se presenta a continuación la tabla 21 y la tabla 22, con las propiedades promedio por pozo determinadas, como lo son, arena neta (AN), arena neta petrolífera (ANP), volumen de arcilla (Vsh), porosidad (ϕ), saturación de agua (S_w) y permeabilidad (K).

Tabla 21. Sumario petrofísico Prospecto CRPI 101

Pozo	AN (Pies)	ANP (Pies)	Vsh (%)	PHIE (%)	Sw (%)	K (mD)
MUC2	32	5	13,07	11,53	40,70	15,69
MUC8	14	6	35,24	7,74	38,72	17,78
MUC11	33	18	15,42	8,39	38,13	20,47
MUC26	36	29	9,78	12,23	24,12	23,83
MUC 30	13	10	11,54	5,52	38,02	5,78
MUC 32	59	32	13,84	9,75	28,76	23,64
MUC 32A	32	28	20,96	6,75	32,65	136,32
MUC33	26	23	11,53	8,85	48,07	145,47
MUC44	71	65	6,76	8,48	40,11	110,65
MUC46 2	55	45	5,93	11,01	26,66	93,87
MUC52	28	21	19,98	7,06	44,69	127,74
MUC72	62	59	23,74	12,78	20,74	92,87
MUC73	23	20	14,47	13,45	30,61	160,14
MUC78	62	51	10,17	8,48	30,58	18,47
MUC95	44	30	20,75	10,45	35,47	66,54
MUC97	7	5	21,69	9,68	43,25	50,36
MUC98	24	18	19,36	5,67	20,47	2,56
MUC103	19	15	35,78	8,45	30,15	47,25
MUC110	45	37	23,55	9,87	23,21	48,57
MUC114	38	26	10,40	11,77	29,74	136,41
MUC116	45	41	25,78	11,85	23,05	57,478
MUC128RE	63	58	15,76	9,03	23,71	69,937
MUC137	44	37	18,52	8,83	30,58	30,147
MUC147	18	14	14,97	9,28	42,56	4,879
MUC148	30	24	21,96	5,45	36,59	32,557
MUC150	62	51	15,25	9,15	37,85	34,214

Tabla 22. Sumario petrofísico Prospecto CRPI 102

Pozo	AN (Pies)	ANP (Pies)	Vsh (%)	PHIE (%)	Sw (%)	K (mD)
SBC-10E	49	28	10,56	14,58	42,62	215,25
SBC-145	61	13	28,96	9,84	39,64	21,65
SBC-146	46	26	5,28	12,36	28,56	102,78
SBC-23	44	16	13,74	16,75	43,65	794,58

Posteriormente se realizó un promedio aritmético de las propiedades petrofísicas de los pozos pertenecientes a cada prospecto. Los resultados se muestran en la tabla 23.

Tabla 23. Propiedades petrofísicas promedio de los prospectos CRPI 101 y CRPI 102

Prospecto	AN (Pies)	ANP (Pies)	Vsh (%)	PHIE (%)	Sw (%)	K (mD)
CRPI 101	37,88	29,53	17,55	9,33	33,05	60,62
CRPI 102	50	20,75	14,64	13,4	36,12	283,57

4.4.2.5 Cálculo de POES y reservas estimadas

Una vez determinados los valores a utilizar en la cuantificación del Petróleo Original en Sitio (POES), se realizó la estimación haciendo uso de la ecuación 1. Donde las áreas para cada prospecto fueron extraídas de la tabla 17 y el valor del factor volumétrico de formación (B_o) de la tabla 13. En la tabla 24, se presenta un resumen de los valores empleados en el cálculo del POES para cada uno de los prospectos. Este valor calculado será comparado con el reportado por la Revisión de 2017 y se determinará el error asociado (tabla 25).

Tabla 24. Parámetros para la estimación de POES

Prospecto	Área (acres)	H (pies)	PHIE (%)	Sw (%)	Bo (BY/BN)
CRPI 101	2679	29,53	9,33	33,05	1,237
CRPI 102	937	20,75	13,4	36,12	1,539

Cálculos tipo:

$$POES_{CRPI\ 101} = \frac{7758 * 2679\ acres * 29,53\ pies * 0,09332 * (1 - 0,3305)}{1,237\ BY/BN}$$

$$POES_{CRPI\ 101} = 30,998\ MMBN$$

$$POES_{CRPI\ 102} = \frac{7758 * 937\ acres * 20,75\ pies * 0,134 * (1 - 0,3612)}{1,539\ BY/BN}$$

$$POES_{CRPI\ 102} = 8,389\ MMBN$$

Tabla 25. Comparación de POES calculado y POES estimado en la Revisión de Reservas 2017

Prospecto	POES calculado (MMBN)	POES Revisión de Reservas 2017 (MMBN)	Error (%)
CRPI 101	30,998	33,771	8,21
CRPI 102	8,389	8,593	2,37

Como resultado se observa una diferencia de volumen menor en un 8,21% en el cálculo de POES estimado para el prospecto CRPI 101 respecto a la revisión 2017. Se presume que el cálculo está afectado por la ausencia de los registros para 4 pozos en el área, y por lo tanto este valor se encuentra subestimado.

El volumen calculado para el prospecto CRPI 102 es menor en 2,37% al estimado en la revisión. Se considera que esta diferencia se debe al promedio determinado de las propiedades representativas del prospecto, pudiendo variar debido a la cantidad de decimales empleados en el cálculo.

Una vez obtenido el POES, finalmente se determinan las reservas de petróleo recuperables con la ecuación 2 y el factor de recobro extraído del libro de reservas de 2017 del MINPET para cada prospecto. Los resultados se observan en la tabla 26; y en la tabla 27, el valor será comparado con el reportado por la Revisión de 2017.

Cálculos tipo:

$$\text{Reservas estimadas}_{CRPI\ 101} = 30,998\ \text{MMBN} * 0,10$$

$$\text{Reservas estimadas}_{CRPI\ 101} = 3,099\ \text{MMBN}$$

$$\text{Reservas estimadas}_{CRPI\ 102} = 8,389\ \text{MMBN} * 0,18$$

$$\text{Reservas estimadas}_{CRPI\ 102} = 1,510\ \text{MMBN}$$

Tabla 26. Cálculo de reservas de petróleo recuperables

Prospecto	POES (MMBN)	FR (%)	Reservas recuperables (MMBN)
CRPI 101	30,998	10	3,099
CRPI 102	8,389	18	1,510

Tabla 27. Comparación de reservas recuperables calculadas y reservas recuperables estimadas en la Revisión de Reservas 2017

Prospecto	Reservas recuperables calculadas (MMBN)	Reservas recuperables Revisión 2017 (MMBN)	Error (%)
CRPI 101	3,099	3,377	8,23
CRPI 102	1,510	1,504	0,39

Al considerar los valores de POES calculados en este Trabajo Especial de Grado, los cuales son menores a los estimados en la Revisión de Reservas 2017; y manteniendo el mismo factor de recobro del libro de reservas de 2017 del MINPET, el cálculo de las reservas recuperables resulta menor en un 8,23% para el Prospecto CRPI 101 y mayor en un 0,39% para el Prospecto CRPI 102.

Finalmente, se verifica la existencia de las reservas detrás de tubería (serie 100) manejadas por la data oficial de Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) y además, se comprueba que la metodología empleada en este Trabajo Especial de Grado cumple con las normas emitidas por la Dirección de Exploración y Producción del Ministerio de Petróleo.

4.4.3 Jerarquización de pozos

De manera de establecer una clasificación de los pozos con potencialidad para la posterior propuesta de desarrollo de las reservas probables, se presenta una lista de pozos en la tabla 28 y la tabla 29 con los cuales se cuenta con su diagrama mecánico. Además, se indica la categoría de pozo extraída de Centinela; el yacimiento al cual se encuentra completado y su condicional actual.

Tabla 28. Resumen categoría y condición actual por pozo, Prospecto CRPI 101

CRPI 101			
Pozo	Categoría	Yacimiento	Condición actual
MUC-2	3	MER-MUC-1	Esperando reparaciones mayores
MUC-8	1	MER-MUC-1	Levantamiento por gas
MUC-11	3	MER-MUC-1	Alto contenido de agua antieconómico
MUC-26	1	MER-MUC-1	Fluyendo por tubería de producción
MUC-30	8	MER-MUC-1	Inyector de agua
MUC-30A	8	MER-MUC-1	Inyector de agua
MUC-32	8	MER-MUC-1	Inyector de agua
MUC-32A	8	MER-MUC-1	Inyector de agua
MUC-33	5	MER-MUC-1	Alto contenido de agua antieconómico
MUC-44	5	MER-MUC-1	Esperando abandono
MUC-46 2	1	MER-MUC-1	Levantamiento por gas
MUC-52	5	MER-MUC-1	Esperando abandono
MUC-72	3	MER-MUC-1	Encontrado inactivo
MUC-73	5	MER-MUC-1	Esperando abandono
MUC-78	1	MER-MUC-1	Fluyendo por tubería de producción
MUC-95	1	MER-MUC-1	Levantamiento por gas
MUC-96	1	MER-MUC-1	Levantamiento por gas
MUC-97	1	MER-MUC-1	Levantamiento por gas
MUC-98	5	MER-MUC-1	Cerrado por razones económicas
MUC-99	5	MER-MUC-1	Esperando abandono
MUC-103	5	MER-MUC-1	Esperando abandono
MUC-110	1	SJN-MUC-1	Fluyendo por tubería de producción
MUC-114	5	MER-MUC-1	Esperando abandono
MUC-116	1	MER-MUC-1	Levantamiento por gas
MUC-128 RE	1	MER-MUC-1	Levantamiento por gas
MUC-137	1	MER-MUC-1	Levantamiento por gas
MUC-146	1	MER-MUC-1	Levantamiento por gas
MUC-147	3	SJN-MUC-1	Relación alta agua/petróleo
MUC-148	1	SJN-MUC-1	Levantamiento por gas
MUC-150	5	MER-MUC-1	Alto contenido de agua antieconómico

Tabla 29. Resumen categoría y condición actual por pozo, Prospecto CRPI 102

CRPI 102			
Pozos	Categoría	Yacimiento	Estado
SBC-10 E	1	SJN-SBC-10	Levantamiento por gas
SBC-23	1	MER-SBC-10	Levantamiento por gas
SBC-145	3	MER-SBC-10	Diferido temporalmente
SBC-146	1	MER-SBC-10	Levantamiento por gas

De la totalidad de pozos presentes en el Prospecto CRPI 101 no se cuenta con el diagrama mecánico del pozo MUC-99, por lo cual no se tomará en consideración para el análisis técnico-económico de desarrollo de las reservas probables (serie 100). A su vez, los pozos MUC-30, MUC-30 A, MUC 32 y MUC 32 A, quedan descartados por ser categoría 8, los cuales tienen la condición de pozos inyectoros de agua y por lo tanto cumplen esta función en el arte norte de la U.P. Carito.

Ahora bien, con el objetivo de presentar información fiable que beneficie las futuras estrategias de explotación de la U. P. Carito al tope de la Unidad Estratigráfica Carapita Inferior, se extraerá del sumario petrofísico presente en la Revisión de Reservas 2017, el promedio aritmético por pozo de las propiedades petrofísicas y de esta manera determinar una estimación de las reservas recuperables por pozo. En la tabla 30, se presenta el sumario petrofísico del Prospecto CRPI 101 y en la tabla 31, el sumario petrofísico del Prospecto CRPI 102.

Tabla 30. Sumario petrofísico del Prospecto CRPI 101, Revisión de Reservas 2017

Pozo	AN (Pies)	ANP (Pies)	Phie (%)	Sw (%)	Vcl (%)	K (mD)
MUC-2	31	4	7	45	13	17
MUC-8	13	2	7	53	35	19
MUC-11	31	16	7	32	21	20
MUC-26	26	35	8	37	8	25
MUC-33	26	10	12	41	10	148
MUC-44	72	66	10	36	16	119
MUC-46 2	57	17	11	17	4	91
MUC-52	28	22	8	40	23	118
MUC-72	59	49	12	20	23	99
MUC-73	29	29	13	30	14	167
MUC-78	71	10	8	31	11	23
MUC-95	44	32	10	35	20	62
MUC-96	35	17	34	23	8	37
MUC-97	11	8	9	43	21	53
MUC-98	20	13	4	20	19	3
MUC-103	17	17	8	30	35	43
MUC-110	45	41	9	16	26	52
MUC-114	34	16	11	36	13	142
MUC-116	43	46	10	23	30	68
MUC-128 RE	62	62	8	23	24	36
MUC 137	42	31	8	30	18	39
MUC-146	45	15	31	6	10	54
MUC-147	17	11	5	42	14	6
MUC-148	28	17	8	36	21	27
MUC-150	64	34	8	37	15	30

Tabla 31. Sumario petrofísico del Prospecto CRPI 101, Revisión de Reservas 2017

Pozo	AN (Pies)	ANP (Pies)	Phie (%)	Sw (%)	Vcl (%)	K (mD)
SBC-10E	49	28	14	41	10	220
SBC-23	46	15	19	45	13	786
SBC-145	59	10	7	43	33	18
SBC-146	48	30	11	28	8	106

Los pozos MUC-2 y MUC-8 no presentan un espesor atractivo para la estimación de la volumetría asociada al pozo y posterior recuperación de las reservas estimadas, por lo tanto, no se tomarán en cuenta para los próximos análisis.

Seguidamente, se determinó el radio de drenaje con la ecuación 18 de acuerdo a la ubicación actual de los pozos existentes en el campo, tomando en cuenta la distancia entre los pozos más cercanos y así evitar que no haya interferencia de producción con los pozos vecinos. Los resultados se muestran en la tabla 32 y la tabla 33, para el Prospecto CRPI 101 y el Prospecto CRPI 102 respectivamente.

Tabla 32. Radio de drenaje por pozo, Prospecto CRPI 101

POZO	\bar{D} (m)	Rd (m)	Rd (Pies)
MUC-11	546,67	273,34	896,77
MUC-26	460,00	230,00	754,59
MUC-33	480,00	240,00	787,40
MUC-44	413,33	206,67	678,03
MUC-46 2	260,00	130,00	426,51
MUC-52	686,67	343,34	1126,43
MUC-72	320,00	160,00	524,93
MUC-73	400,00	200,00	656,17
MUC-78	486,67	243,34	798,34
MUC-95	340,00	170,00	557,74
MUC-96	360,00	180,00	590,55
MUC-97	493,33	246,67	809,27
MUC-98	453,00	226,50	743,11
MUC-103	373,33	186,67	612,42
MUC-110	330,00	165,00	541,34
MUC-114	280,00	140,00	459,32
MUC-116	246,67	123,34	404,64
MUC-128 RE	490,00	245,00	803,81
MUC-137	313,33	156,67	513,99
MUC-146	426,67	213,34	699,92
MUC-147	293,33	146,67	481,18
MUC-148	273,33	136,67	448,38
MUC-150	426,67	213,34	699,92

Tabla 33. Radio de drenaje por pozo, Prospecto CRPI 102

POZO	\bar{D} (m)	Rd (m)	Rd (Pies)
SBC10E	400	200	656,17
SBC23	520	260	853,02
SBC145	500	250	820,21
SBC146	490	245	803,81

Una vez determinado el radio de drenaje es posible estimar el área de drenaje; y así la volumetría y las reservas recuperables de cada pozo. Los resultados se muestran en la tabla 34 y tabla 35, para el Prospecto CRPI 101 y el Prospecto CRPI 102 respectivamente.

Tabla 34. Reservas recuperables por pozo, Prospecto CRPI 101

POZO	Área (Acres)	Volumetría (BN)	FR (%)	Reservas recuperables (BN)
MUC-11	58,00	276897,4	10	27689,7
MUC-26	41,07	925328,0	10	92532,8
MUC-33	44,72	198452,8	10	19845,2
MUC-44	33,16	877928,9	10	87792,8
MUC-46 2	13,12	127646,2	10	12764,6
MUC-52	91,51	605761,4	10	60576,1
MUC-72	19,87	586015,1	10	58601,5
MUC-73	31,05	513689,8	10	51368,9
MUC-78	45,97	159055,9	10	15905,5
MUC-95	22,44	292524,8	10	29252,4
MUC-96	25,15	141249,8	10	14124,9
MUC-97	47,23	121513,3	10	12151,3
MUC-98	39,83	202247,5	10	20224,7
MUC-103	27,05	161110,1	10	16111
MUC-110	21,13	410653,1	10	41065,3
MUC-114	15,22	107436,1	10	10743,6
MUC-116	11,81	262194	10	26219,4
MUC-128 RE	46,60	1115593,9	10	111559,3
MUC-137	19,05	207345,8	10	20734,5
MUC-146	35,33	228783,5	10	22878,3
MUC-147	16,70	33392,2	10	3339,2
MUC-148	14,50	79110,6	10	7911
MUC-150	35,33	379520,5	10	37952

Tabla 35. Reservas recuperables por pozo, Prospecto CRPI 102

POZO	Área (Acres)	Volumetría (BN)	FR (%)	Reservas recuperables (BN)
SBC-10E	31,05	361815,7	18	65126,83
SBC-23	143,54	414422,7	18	74596,1
SBC-145	89,74	97530,9	18	17555,5
SBC-146	63,06	557786,4	18	100401,5

Una vez estimadas las reservas recuperables, se seleccionaron aquellos pozos que poseían propiedades petrofísicas favorables y espesores de arena neta petrolífera (ANP) mayores a 20 pies, ya que los mismos presentaban una mayor volumetría de hidrocarburos para la propuesta de desarrollo de reservas detrás de tubería (serie 100). Los pozos seleccionados del Prospecto CRPI 101 fueron el MUC-26, MUC-44, MUC-52, MUC-72 y MUC-128 RE; y del Prospecto CRPI 102, se tomó en consideración el pozo SBC-146 y el pozo SBC-23.

4.4.4 Análisis técnico-económico

4.4.4.1 Análisis técnico

La predicción de producción para los pozos previamente seleccionados se realizó mediante el comportamiento de producción de ajuste exponencial. Este es el ajuste mediante correlación de acuerdo al libro de reservas 2017, por presentar una columna de fluidos similar a los yacimientos subyacentes. La tasa de declinación anual fue extraída por igual del libro de reservas 2017, con valores de 9% y 19,17% para el Prospecto CRPI-101 y el Prospecto CRPI-102 respectivamente.

Para efectos de este estudio, la tasa de producción inicial se varió para todos los pozos entre la tasa inicial promedio de los pozos productores ubicados en la zona probada de la Unidad Estratigráfica Carapita Inferior de la U.P Carito, 1000 BPD; y una tasa mínima de producción de 200 BPD. La variación de las tasas de producción se realizó con la finalidad de evaluar las distintas respuestas del balance económico y de esta manera realizar recomendaciones mediante la sensibilidad observada. El análisis mensual se evaluó en el tiempo respetando las reservas recuperables asociadas a cada pozo y en algunos casos hasta una tasa de abandono de 50 BPD, tasa considerada como corte operacional.

Haciendo uso de la ecuación 3, tomando en cuenta la tasa de declinación correspondiente a cada prospecto y variando la tasa de producción inicial; se determinó la predicción de producción para cada uno de los pozos.

Predicción de producción tipo:

- Pozo MUC-26, tasa de producción inicial de 400 BPD. Análisis realizado en el tiempo hasta alcanzar el máximo de reservas recuperadas de 93,97%, siendo la tasa de producción de 307 BPD (tabla 36).

Tabla 36. Predicción de producción del pozo MUC-26, tasa de producción 400 BPD

POZO MUC-26				
Predicción de producción				
Reservas recuperables		92532,81		BN
Declinación		0,0002465		diaria
Tasa inicial		400		BPD
Mes	Producción diaria (BPD)	Producción acumulada (BN)	Reservas remanentes (BN)	Reservas recuperadas (%)
0	400	0	92532,81	0
1	397	12010,85	80521,95	12,98
2	391	23845,36	68687,44	25,76
3	383	35420,22	57112,58	38,27
4	371	46657,71	45875,09	50,42
5	358	57487,28	35045,52	62,12
6	342	67846,85	24685,95	73,32
7	325	77683,80	14849,00	83,95
8	307	86955,67	5577,13	93,97

En la figura 32, se muestra la respuesta de la predicción de producción del pozo MUC-26 con una tasa inicial de 400 BPD, al graficar la tasa de producción (BPD) vs el tiempo de producción (meses).

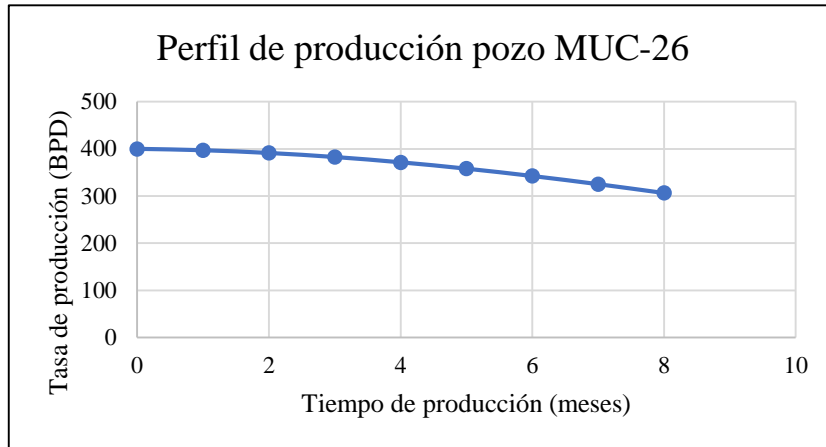


Figura 32. Perfil de producción pozo MUC-26, tasa de producción 400 BPD

- Pozo MUC-26, tasa de producción inicial de 200 BPD. Análisis realizado en el tiempo sin alcanzar el máximo de reservas recuperadas 79,09%, siendo la tasa de 56 BPD para el tiempo estudiado (tabla 37).

Tabla 37. Predicción de producción del pozo MUC-26, tasa de producción 200 BPD

POZO MUC-26				
Predicción de producción				
Reservas recuperables		92532,81		BN
Declinación		0,0002465		Diaria
Tasa inicial		200		BPD
Mes	Producción diaria (BPD)	Producción acumulada (BN)	Reservas remanentes (BN)	Reservas recuperadas (%)
0	200	0	92532,81	0
1	199	6005,42	86527,38	6,49
2	196	11922,68	80610,12	12,88
3	191	17710,11	74822,69	19,13
4	186	23328,85	69203,95	25,21
5	179	28743,64	63789,16	31,06
6	171	33923,42	58609,38	36,66
7	163	38841,90	53690,90	41,97
8	153	43477,83	49054,97	46,98
9	143	47815,27	44717,53	51,67
10	133	51843,52	40689,28	56,02
11	123	55557,07	36975,73	60,04
12	112	58955,28	33577,52	63,71
13	102	62042,01	30490,79	67,04
14	92	64825,16	27707,64	70,05
15	82	67316,10	25216,70	72,73
16	73	69529,08	23003,72	75,13
17	65	71480,62	21052,18	77,24
18	56	73188,95	19343,85	79,09

En la figura 33, se muestra la respuesta de la predicción de producción del pozo MUC-26 con una tasa inicial de 200 BPD, al graficar la tasa de producción (BPD) vs el tiempo de producción (meses).

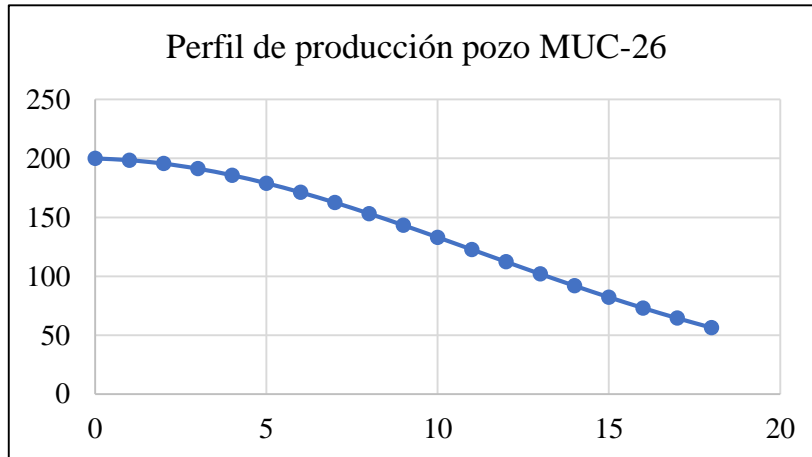


Figura 33. Perfil de producción pozo MUC-26, tasa de producción 200 BPD

Es de notar que el pozo MUC-26 para una tasa de producción inicial de 400 BPD, alcanza el 93,97% de las reservas recuperables en un tiempo de 8 meses siendo la tasa de 307 BPD, donde se realizó el corte de la predicción de la producción con una tasa aún elevada sin alcanzar el corte operacional, por lo cual se propone la revisión del factor de recobro expresado en el libro de reservas 2017 y de esta manera determinar si las reservas recuperables por pozo presentes en el prospecto CRPI-101 son mayores para garantizar el mayor tiempo de producción para la U.P. Carito.

Esta respuesta en la predicción de producción, de tiempos de producción inferiores al año y donde el pozo produce la mayoría de las reservas recuperables, se observa en cada uno de los pozos seleccionados para las tasas de producción inicial estudiadas en el rango de 1000-200 BPD. Es importante resaltar, que para este tiempo el pozo no finaliza su producción, sólo que, para efectos de este TEG el comportamiento de producción fue evaluado respetando las reservas recuperables calculadas y los tiempos de producción asociados.

Por otra parte, se realizó el análisis de continuar evaluando en el tiempo el comportamiento de producción para el pozo MUC-26 con una tasa de producción inicial de 400 BPD (tabla 38).

Tabla 38. Predicción de producción extrapolada del pozo MUC-26, tasa de producción 400 BPD

POZO MUC-26				
Predicción de producción				
Reservas recuperables		92532,81		BN
Declinación		0,0002465		Diaria
Tasa inicial		400		BPD
Mes	Producción diaria (BPD)	Producción acumulada (BN)	Reservas remanentes (BN)	Reservas recuperadas (%)
0	400	0	92532,81	0
1	397	12010,85	80521,95	12,98
2	391	23845,36	68687,44	25,76
3	383	35420,22	57112,58	38,27
4	371	46657,71	45875,09	50,42
5	358	57487,28	35045,52	62,12
6	342	67846,85	24685,95	73,32
7	325	77683,80	14849,00	83,95
8	307	86955,67	5577,13	93,97
9	287	95630,54	-3097,73	103,34
10	266	103687,05	-11154,24	112,05
11	246	111114,15	-18581,34	120,08

Donde se observa, en color rojo, el periodo en el cual las reservas remanentes comienzan a ser negativas y esto es debido a que excede la totalidad de las reservas recuperables. Al realizar una extrapolación de la tasa de producción hasta alcanzar la tasa de abandono de 50 BPD, el periodo total de producción sería de 23 meses en comparación con los 8 meses de producción respetando las reservas recuperables. Por

lo cual, se propone la revisión del factor de recobro expresado en el libro de reservas 2017 y de esta manera determinar el valor estimado de reservas recuperables por pozo presentes en los prospectos en estudio y así garantizar el mayor tiempo de producción para la Unidad Productora Carito, con un control en sus reservas remanentes.

A su vez, el factor de recobro variará dependiendo del método de producción empleado para cada uno de los pozos seleccionados y esto en definitiva pone en duda que el factor de recobro actual extraído del libro de reservas 2017 sea tan bajo para las áreas en estudio.

La predicción de producción y la respectiva gráfica del perfil de producción de los pozos restantes para una tasa de producción de 400 BPD, se detallan en el anexo C.

4.4.4.2 Análisis económico

Se realiza el análisis económico con el fin de conocer que tan factible es la propuesta de desarrollar las reservas detrás de tubería (serie 100) a través de los pozos seleccionados tomando en cuenta la producción estimada de los mismos, para esto es necesario conocer los costos de cambio de zona productora y los costos de producción.

4.4.4.2.1 Costos cambio de zona productora

La propuesta de desarrollar las reservas detrás de tubería (serie 100) a través de los pozos previamente seleccionados, se estableció luego de evaluar los diagramas mecánicos. Donde se comprueba que para el cambio de zona a la formación Carapita Inferior es necesario un aislamiento de la zona a la cual se encuentran actualmente completado el pozo y que los mismos requieren de reparaciones mayores.

Las actividades principales a las cuales deben ser sometidos los pozos para llevar a cabo un reacondicionamiento en los mismos son: chequeos mecánicos, limpiezas, aislamientos y cañoneo en los nuevos intervalos. Donde la suma de estas actividades

para cada pozo sometido a cambio de zona, tiene un costo estimado de 380.000 USD. En la tabla 39, se muestran los precios por actividad.

Tabla 39. Costos estimados por actividad. Fuente: (HALLIBURTON & PDVSA, 2016)

Actividad	Costo (USD)
Chequeo Mecánico	4.950
Limpieza	180.705
Aislamientos	105.362
Cañoneo +/- 50 ft	84.736
TOTAL	375.753 ≈ 380.000

Adicionalmente se incluyen los gastos por día de taladro, estimando que el tiempo estimado de trabajo será de unos 30 días y que el costo por día de alquiler será de 75.000 USD de acuerdo a la profundidad promedio de los pozos. En la tabla 40, se presenta el costo total por un cambio de zona en un pozo.

Tabla 40. Costo por un cambio de zona en un pozo

Tarea	Costo (USD)
Actividades	380.000
Taladro	2.250.000
TOTAL	2.630.000

4.4.4.2.2 Costos de producción

Los costos de producción se refieren al precio que la empresa debe pagar por un barril producido, esto incluye el valor operativo, de depreciación y de transporte. Los costos varían en cada campo y para realizar el análisis del presente estudio se utilizó un valor de costo de producción de 15,00 USD/barril.

4.4.4.2.3 Ingresos del proyecto

Los ingresos del proyecto se refieren al producto del número de barriles de petróleo producidos por el precio de cada barril. Para el desarrollo del presente Trabajo Especial de Grado se estableció un precio de 72 USD/barril como precio mínimo por barril de acuerdo a valores manejados por la OPEP en el mes de octubre del año 2018.

La tasa de descuento tomada en consideración fue suministrada por PDVSA S.A. dirección Punta de Mata, estado Monagas; con un valor de 12% de interés anual y con el equivalente de 1% mensual. La tasa mínima requerida utilizada para comparar y realizar conclusiones será 15% anual, siendo el equivalente de 1,25% mensual.

Se presenta en la tabla 41, el balance económico del desarrollo de las reservas detrás de tubería (serie 100) para el pozo MUC-26, respetando las reservas recuperables asociadas al pozo y los tiempos de producción determinados en la predicción de producción. A su vez, se tomará en cuenta el valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR) como indicadores de rentabilidad del proyecto.

Tabla 41. Balance económico del desarrollo de reservas detrás de tubería (serie 100) en el pozo MUC-26, tasa de producción inicial de 400 BPD

Mes	Producción diaria (BPD)	Producción acumulada (BN)	Ingreso (USD)	Regalía (USD)	Gastos + workover (USD)	ISLR (USD)	Flujo neto (USD)
			72 USD/barril	30%	15 USD/barril	50%	
0	400	0	0	0	2630000	-1315000	-1315000
1	397	12010,85	864781	259434	180163	212592,054	212592
2	391	23845,36	852085	255626	177518	209470,955	209471
3	383	35420,22	833390	250017	173623	204875,011	204875
4	371	46657,71	809099	242730	168562	198903,562	198904
5	358	57487,28	779729	233919	162444	191683,408	191683
6	342	67846,85	745889	223767	155394	183364,338	183364
7	325	77683,80	708260	212478	147554	174113,971	174114
8	307	86955,67	667575	200272	139078	164112,159	164112

VPN	\$ 158.311,46
TIR mensual	3,81%

Los balances económicos detallados pertenecientes a los pozos MUC-44, MUC-52, MUC 72, MUC-128 RE, SBC-146 y SBC-23, se encuentran en el anexo D.

Es de hacerse notar en la tabla 41, que los gastos referentes al workover se incluyen en la columna de gastos y esto es debido a que PDVSA toma en consideración que un reacondicionamiento en un pozo es un gasto generado, y que el mismo no se deprecia en el tiempo.

En la figura 34, se elaboró un gráfico con las respuestas del VPN obtenidas para cada una de las tasas de producción inicial estudiadas para el pozo MUC-26. En ella se observa que las tasas de producción inicial de 800 y 200 BPD presentan un VPN < 0, por lo cual el proyecto no presenta viabilidad y es rechazado. Esto es debido a que el comportamiento de producción del pozo fue evaluado respetando las reservas recuperables y los tiempos de producción. Donde en ambos casos las reservas recuperadas son menores al 80%, por lo tanto, no generan los ingresos suficientes para que el proyecto presente viabilidad.

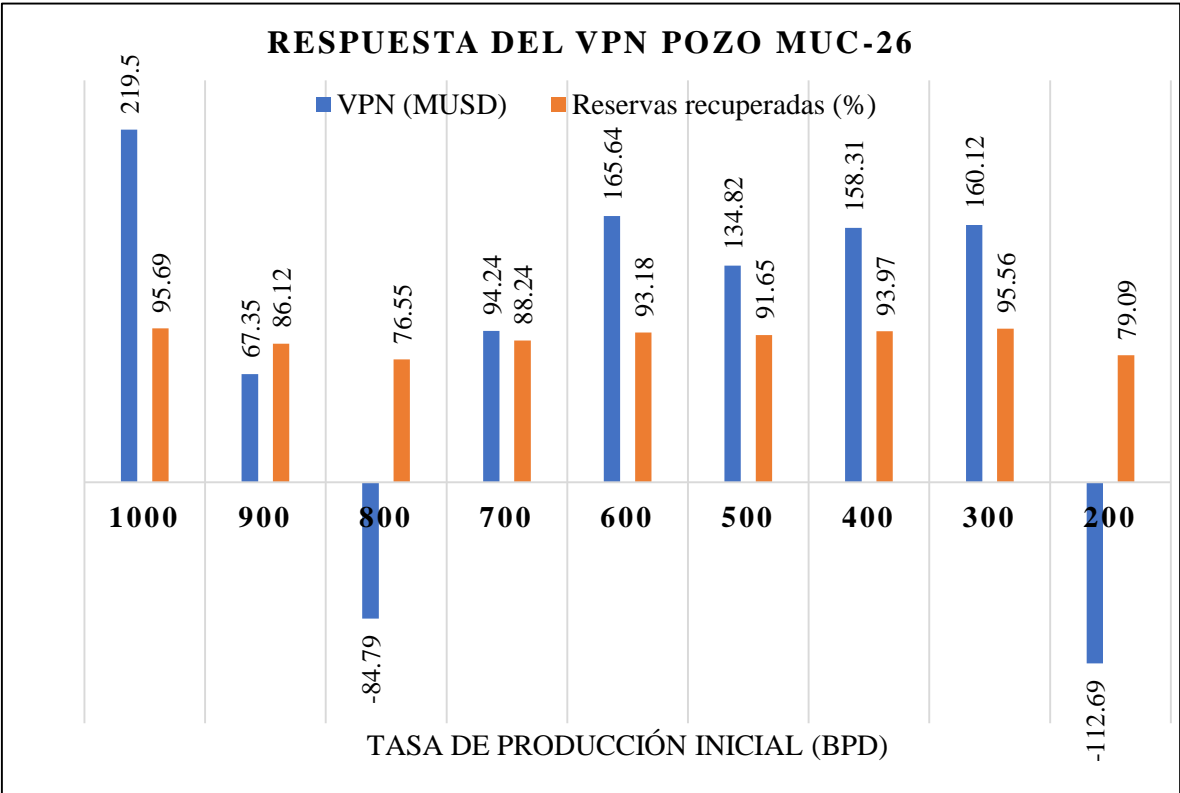


Figura 34. Resumen respuesta del VPN pozo MUC-26

En la tabla 42, se muestra la respuesta obtenida por el indicador económico TIR para cada una de las tasas de producción inicial estudiadas para el pozo MUC-26 y que este indicador en conjunto con el VPN determinará la viabilidad de cada una de las propuestas.

Tabla 42. Resumen balance económico pozo MUC-26

Resumen balance económico pozo MUC-26			
Tasa (BPD)	Tiempo de producción (Mes)	VPN (USD)	TIR mensual (%)
1000	3	219.505,94	9,38
900	3	67.357,33	3,62
800	3	-84791,29	-2,36
700	4	94247,45	3,93
600	5	165648,02	5,28
500	6	134.827,35	4,02
400	8	158.311,46	3,81
300	12	160.125,28	3,08
200	18	-112.699,83	-0,19

Se observa en el análisis de sensibilidad realizado al pozo MUC-26, que para las distintas tasas de producción inicial los resultados de VPN y TIR son diferentes. En los casos donde la TIR es mayor a la tasa mínima requerida mensual de 1,25%, se demuestra que para los tiempos de producción indicados el proyecto se pagaría, esto asociado a las reservas recuperables por pozo previamente ya estimadas.

El resumen del balance económico para los pozos MUC-44, MUC-52, MUC 72, MUC-128 RE, SBC-146 y SBC-23, se detalla en el anexo E.

Otro caso diferente se observa al realizar el balance económico para el pozo MUC-52. En la figura 35, se elaboró un gráfico con las respuestas del VPN obtenidas para cada una de las

tasas de producción inicial estudiadas. En ella se puede observar que para cada uno de los casos en estudio el $VPN < 0$, concluyendo que las reservas recuperables asociadas al pozo no son lo suficientemente grandes como para lograr que el proyecto presente viabilidad.

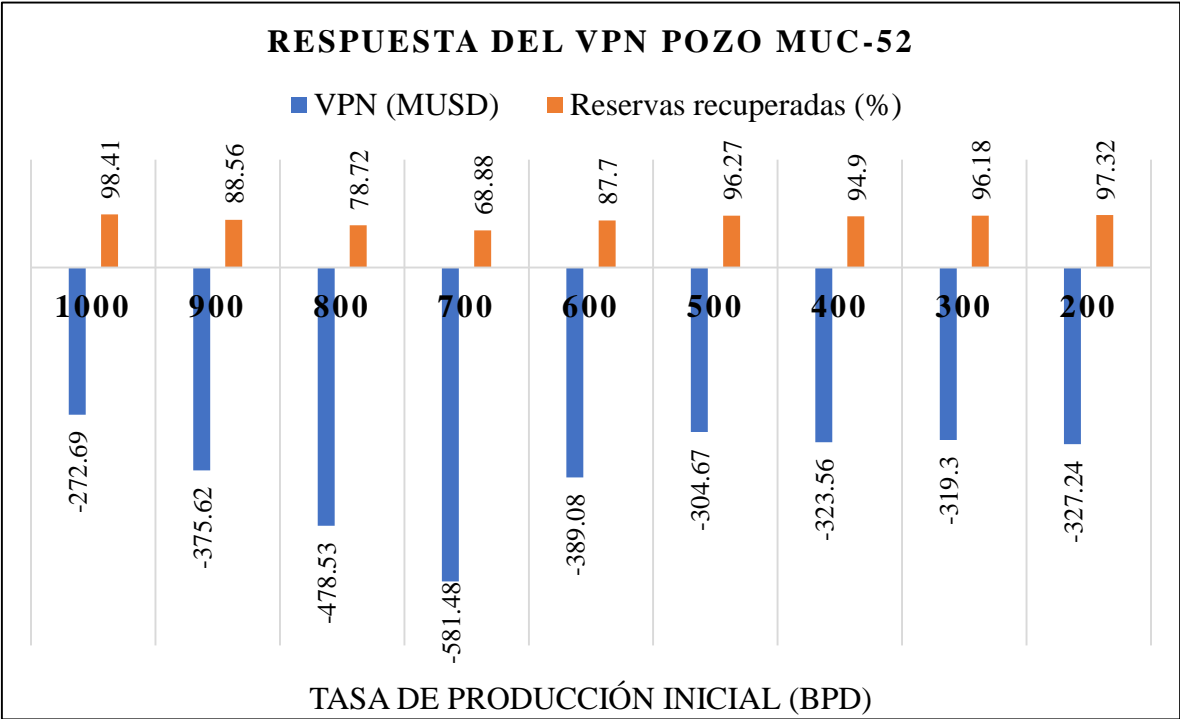


Figura 35. Resumen respuesta del VPN pozo MUC-52

Como las respuestas del balance económico por pozo son diferentes para las tasas de producción evaluadas, se determina que la rentabilidad de cada proyecto y a su vez, el cumplimiento del objetivo general de este Trabajo Especial de Grado; dependerá de la tasa de producción inicial establecida, ya que referido a ese valor será la cantidad de reservas recuperables con el paso del tiempo.

De manera de establecer comparaciones entre todos los pozos previamente seleccionados, en la tabla 43, se muestran los resultados del balance económico por pozo; realizado para una tasa de producción inicial de 400 BPD.

Tabla 43. Resultados balance económico por pozo para una tasa de producción inicial de 400 BPD

Pozo	VPN (USD)	TIR mensual (%)
MUC-26	158.311,46	3,81%
MUC-44	158.311,46	3,81%
MUC-52	-323.561,39	-8,11%
MUC-72	-323.561,39	-8,11%
MUC-128 RE	541.793,68	8,10%
SBC-146	96186,99	2,68%
SBC-23	-108.473,54	-1.33%

Tomando en consideración los indicadores $VPN > 0$ y un $TIR > 1,25\%$ (mensual), los cuales indican que existe una recuperación adicional de la inversión; los proyectos de desarrollo de reservas detrás de tubería (serie 100) que presentan rentabilidad, correspondieron a los pozos: MUC-26, MUC-44 y MUC-128 RE para el Prospecto CRPI-101; y el pozo SBC-146 para el Prospecto CRPI-102. Los pozos MUC-52, MUC-72 y SBC-23 arrojaron resultados de $VPN < 0$ y un $TIR < 1,25\%$ por lo cual ninguna de las propuestas de desarrollo de reservas detrás de tubería (serie 100) para estos pozos es viable. Con base a los resultados obtenidos para una tasa de producción inicial de 400 BPD.

CONCLUSIONES

- El manual de definiciones y normas de reservas de hidrocarburos del MINPET cumple con las normas y definiciones que se utilizan en el ámbito mundial, de manera que los valores declarados de las Reservas de Hidrocarburos en diferentes países que utilizan normas similares sean comparables con los de Venezuela.
- La metodología empleada en la Revisión de Reservas de Yacimientos de la Unidad Estratigráfica Carapita Inferior del año 2017 para la estimación de reservas, fue el método volumétrico, la cual cumple con las normas emitidas por la Dirección de Exploración y Producción del Ministerio de Petróleo.
- Los parámetros petrofísicos empleados en la Revisión de Reservas 2017 para el cálculo de la saturación de agua, correspondieron al resultado de un modelo petrofísico de los yacimientos del Oligoceno y Cretácico para los campos El Carito, Mulata y Santa Bárbara del año 2014.
- Se verificó mediante la hoja de reporte de la muestra PVT del pozo CRC-8 que existe una ausencia de datos por lo cual no se puede efectuar un correcto análisis de la muestra.
- Mediante el análisis de representatividad de la muestra y los análisis de consistencia interna de los experimentos en el pozo CRC-1X, se verificó que la muestra no es representativa del yacimiento debido a que no se cumple el criterio de aprobación de la prueba de densidad. Donde al comparar la densidad del petróleo negro saturado con gas a la presión de burbujeo de la prueba diferencial con la densidad calculada a partir de los datos de las pruebas del separador, estas presentan un error de 26,16%.
- Las propiedades de los fluidos determinadas en la Revisión de Reservas 2017 son resultado del modelo termodinámico de los Campos El Carito, Mulata y Santa Bárbara del año 2005 ya que los yacimientos subyacentes de las formaciones Merecure, San Juan y San Antonio presentan una columna de fluidos similar a la existente en los yacimientos de la Unidad Estratigráfica Carapita.

- La variación de la presión de saturación y de la relación gas-petróleo con profundidad demuestran que la columna de hidrocarburos de las áreas central, oeste y norte de la Unidad Productora Carito presentan el mismo comportamiento tanto en composición como en sus propiedades físicas, por lo cual dicho comportamiento pudo ser reproducido por una sola ecuación de estado (Peng Robinson con tres parámetros) mientras que el área sur fue modelada de manera independiente por presentar un comportamiento de las propiedades de los fluidos diferente al resto de los yacimientos.
- Los valores del factor volumétrico de petróleo (B_o) de 1,23 BY/BN para el prospecto CRPI 101 y de 1,53 BY/BN para el prospecto CRPI 102, empleados para el cálculo del POES; fueron tomados de los valores determinados en la Revisión de Reservas 2017 ya que no se dispone de ninguna muestra PVT representativa de las condiciones del yacimiento.
- Mediante la construcción de secciones estratigráficas se verificó que la formación Carapita Inferior posee espesores que oscilan entre 190 y 300 pies; y que la misma presenta una continuidad lateral.
- La estimación de las propiedades petrofísicas representativas de los prospectos son resultado del promedio aritmético de una base de datos numérica correspondiente al registro de cada pozo existente en el área. Para el CRPI-101: 37,88 pies de arena neta (AN); 29,53 pies de arena neta petrolífera (ANP); 17,55 % de volumen de arcilla (Vsh); 9,33 % de porosidad (ϕ); 33,05 % de saturación de agua (S_w) y 60,62 mD de permeabilidad (K).
- Para el prospecto CRPI-102: 50 pies de arena neta (AN); 20,75 pies de arena neta petrolífera (ANP); 14,64 % de volumen de arcilla (Vsh); 13,4 % de porosidad (ϕ); 36,12 % de saturación de agua (S_w) y 283,57 mD de permeabilidad (K).
- El POES calculado para el prospecto CRPI 101 fue 30,951 MMBN, siendo este volumen menor en un 8,35 % que el estimado en la Revisión de Reservas 2017. Se estima que el error es mayor al 5% debido a la ausencia de información de cuatro pozos por lo cual no se logró una mejor caracterización de las propiedades petrofísicas de la formación.

- El POES calculado para el prospecto CRPI 102 fue 8,389 MMBN, siendo este volumen menor en un 2,37 % que el estimado en la Revisión de Reservas 2017. Se considera que esta diferencia se debe al promedio determinado de las propiedades petrofísicas representativas del prospecto y las cifras significativas empleadas para el cálculo.
- En el cálculo de las reservas recuperables comparado con el estimado en la Revisión de Reservas 2017 resulta menor en un 8,35% para el prospecto CRPI 101 y menor en un 2,32% para el prospecto 102, al considerarse los valores de POES calculados, los cuales son menores a los estimados en la Revisión de Reservas 2017.
- Los pozos MUC-26, MUC-44, MUC-52, MUC-72 y MUC-128 RE; son los que presentan mayor volumetría y, por ende, mayor cantidad de reservas recuperables en el Prospecto CRPI-101. En el Prospecto CRPI-102, la mayor cantidad de reservas recuperables la presentan los pozos SBC-146 y SBC-23.
- El comportamiento de producción de los pozos se evaluó en el tiempo hasta agotar las reservas existentes, dependiendo de la tasa de producción inicial establecida.
- Aquellos pozos que operacionalmente quedan con una tasa de petróleo muy alta al corte por reservas, se les extrapola su producción hasta cumplir con una tasa de corte operacional de 50 BPD.
- Mediante los balances económicos realizados, se determinó que la rentabilidad de los proyectos de los pozos MUC-26, MUC-44, MUC-128 RE y SBC-146 fue de una TIR mayor al 1,25% mensual y que dependerá de la tasa de producción inicial establecida por pozo.
- Los pozos MUC-52, MUC-72 y SBC-23 para todas las tasas de producción inicial evaluadas arrojaron resultados de $VPN < 0$ y un $TIR < 1,25\%$ por lo cual ninguna de las propuestas de desarrollo de reservas detrás de tubería (serie 100) para estos pozos es viable.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda la toma de núcleos al nivel de la formación Carapita Inferior, ya que solo se dispone de la información de un pozo con núcleo, el CRC-10; para realizar una caracterización petrofísica propia de la formación y de esta manera determinar los parámetros petrofísicos a emplear en la estimación de la saturación de agua (S_w).
- Realizar toma de muestras PVT en nuevos pozos perforados en la formación Carapita Inferior, para reproducir el comportamiento de fluidos y de esta manera lograr la correcta caracterización dinámica de la formación.
- Se propone realizar una caracterización geoquímica de los fluidos producidos al tope de la formación en estudio y verificar que los componentes químicos presentes sean característicos de los fluidos generados por la roca madre Querecual, haciendo una correlación roca madre-crudo.
- Se recomienda la búsqueda de los cuatro registros eléctricos de los pozos ausentes para efectos de este Trabajo Especial de Grado (pozo MUC-30A, pozo MUC-96, pozo MUC-99 y el pozo MUC-146) y realizar nuevamente la estimación de las reservas de petróleo recuperables existente.
- Realizar un estudio detallado de los costos necesarios para llevar a cabo un cambio de zona en un pozo, tomando en consideración las herramientas y equipos necesarios para la completación del mismo. De esta manera obtener un valor más exacto para realizar propuestas a futuro para el desarrollo de las reservas detrás de tubería (serie 100) de la formación Carapita Inferior.
- Se propone la revisión del factor de recobro para el Prospecto CRPI-101 extraído del libro de reservas 2017, debido a que los pozos alcanzan la mayor recuperación de reservas en tiempos de producción menores al año y sin alcanzar la tasa de corte operacional de 50 BPD.
- Evaluar el balance económico realizado con el precio por barril actualizado o estimado para el momento de alguna implementación en el desarrollo de las reservas por pozo estudiadas.

- Se recomienda aplicar este estudio en otras áreas, como por ejemplo en la zona oeste de la U.P. Carito. Esta zona cuenta con reservas detrás de tubería en áreas probadas no desarrolladas, mostrando arenas con espesores de arena neta petrolífera y propiedades petrofísicas favorables.

REFERENCIAS

- Ahmed, U. (12 de Junio de 2003). *SLB editorial*. Obtenido de Máximo Aprovechamiento De Los Campos Petroleros Maduros:
https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish04/aut04/editorial.pdf
- Arias, F. (1999). *El Proyecto de Investigación*. Caracas: Editorial Espisteme.
- Ávila, F. (2011). *Elaboración de un Plan de Explotación Para los Yacimientos Asociados al Nivel Estratigrafico U2M de la Formacion Merecure Campo Leona Este*. Puerto la Cruz: Universidad de Oriente.
- Banzér, C. (1996). *Correlaciones Numéricas P.V.T.* . Maracaibo: Instituto de Investigaciones Petroleras.
- Basabe, L. (2017). *Reparación y cañoneo de Pozos*. Caracas, Venezuela: Universidad Central de Venezuela.
- Bermudez, G. (2012). *Caracterización de Yacimientos a través de la interpretación de pruebas de presión, Formación Capaya, Campos Tácata y Tacat, Estados Anzóategui y Monagas*. Caracas: Universidad Central de Venezuela.
- Blanco, C. (2017). *Caracterización Dinámica de los Yacimientos en la Formación Carapita Campos El Carito-Mulata*. Barinas: Universidad Nacional Experimental de los Llanos Occidentales "EZEQUIEL ZAMORA".
- Camero, B., & Fanny, R. (2005). *Evaluación de las Estrategias de Explotación de Yacimiento R2/MFB-90, Campo Bare, Area Hamaca, Faja del Orinoco*. Trabajo de Grado, UDO.
- Capacho, A., & Guerrero, D. (2015). *Estimación de reservas de Petróleo y gas en sitio de Yacimientos Correspondientes a la Formación Merecure en los Campos el Roble y Guarío del Area Mayor de Anaco*. Caracas: Universidad Central de Venezuela.
- Cardenas, M. (2005). *Caracterización Estática y Dinámica del Yacimiento MEL-121 arena S5/T, del Campo Melones, Distrito Sur San Tomé*. Núcleo Anzóategui: Trabajo de Grado, Universidad de Oriente, Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas.

- Carrillo, L. (3 de Marzo de 2009). *Oil Production*. Obtenido de <http://oilproduction.net/reservorios/evaluaciondereservorios/item/1686-definicion-de-reservas-petroleras>
- Castro, J., & Gómez, G. (2016). *Cálculo de Petróleo Original en Sitio y Evaluación de Reservas para el Área de Estudio Maracuy Ubicado en la Cuenca Valle Medio del Magdalena*. Bogotá D.C.: Fundación Univerdad de América.
- Centro Internacional de Educación y Desarrollo. (1997). *Estimación y Cálculo de Reservas de Hidrocarburos*. Maracaibo: PDVSA.
- Cifuentes, J. (30 de julio de 2011). *ISSUU*. Obtenido de <https://issuu.com/jatrix13/docs/26228291-registro-o-perfilaje-de-pozos>
- Estudios Integrados de Yacimientos Oriente. (2017). *Revisión de Reservas de Petróleo y Gas de los Yacimientos de la Unidad Estratigráfica Carapita Inferior del Oligoceno Tardío y Mioceno Temprano de los Campos El Carito, Mulata, Santa Bárbara y El Furrial*. Puerto la Cruz: PDVSA.
- Etherington. (2007). *The 2007 SPE/AAPG/WPC/SPEE Reserves and Resources Classification, Definitions, and Guidelines: Defining the Standard*. Dallas: SPE.
- Fuentes, D. (2016). *Cálculo de Reservas y Ubicación de Pozos de Desarrollo en el Campo Singue*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- García, S. (2001). *Curso Básico de Perfiles de Pozo en Hoyo Desnudo*. Caracas, Venezuela.
- Gerencia General de Estudios Integrados Oriente. (2016). *Revisión de Reservas de Gas y Petróleo de los Yacimientos del Oligoceno y Cretáceo de los Campos El Carito, Mulata, Santa Bárbara y Pirital*. Puerto la Cruz: PDVSA.
- González, C., Arozena, J., & Picard, X. (1980). *Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas*. Tomo II Ediciones Foninves.
- González, J. (2001). *Caracterización geológica y de yacimiento del intervalo Nar-2, Formación Naricual en los campos Santa Bárbara-Pirital, área norte de Monagas*. Ciudad Bolívar: Universidad de Oriente.
- Gorgal, R. (2016). *Análisis Económico de Descisiones. Evaluación y Comparación de Alternativas de Proyectos de Inversión*. Caracas, Venezuela: Universidad Central de Venezuela.

- Guilarte, J. (2010). *Propuesta de Reactivación de los Pozos Inactivos del Campo Soto este. Area Mayor de Oficina (a.m.o) del Distrito Anaco, estado Anzoátegui, Venezuela.* . Anzoátegui : Universidad de Oriente.
- Harrell, D., & Gardner, T. (2003). *Significant Differences in Proved Reserves Volumes Estimated Using SPE/WPC Reserves Compared to United States Securities and Exchange Commission (SEC) Definitions.* Denver: SPE.
- J.J., A. (1956). Estimation of Primary Oil Reserves. *Trans. AIME*, 2,07,182.
- Kraim, M. (2008). *Caracterización Petrofísica del Yacimiento SBC-1 (Cretáceo) Incorporando los Datos de Análisis de Núcleos Convencionales y Especiales; Campo Santa Bárbara y Pirital .* Caracas: Universidad Central de Venezuela.
- La Comunidad Petrolera. (24 de Mayo de 2009). *La Comunidad Petrolera.* Obtenido de Curvas de Declinación de Producción:
<https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/05/curvas-de-declinacion-de-la-produccion.html>
- Lema, E. (2018). *Determinación de Nuevos Potenciales de Producción Mediante la Interpretación de Registros Electricos a Huecos Abiertos y Huecos Entubado en el Campo Aguarico.* Ecuador- Quito: Universidad Central de Ecuador.
- McMichael, C. (2001). *Guidelines for the Evaluation of Petroleum Reserves and Resources.* Richardson: Society of Petroleum Engineers.
- Miranda, L. (2016). *Ingeniería de Producción I. Análisis Nodal.* Caracas, Venezuela: Universidad Central de Venezuela.
- Paris de Ferrer, M. (2009). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos.* Maracaibo: Ediciones Astro Data S.A.
- Perdomo, C. (2006). *Modelo Estático Integrado de las Arenas U2U, U2L, U3U y U3L, del Área Oeste, del Campo Melones, Aplicando Técnicas Geoestadísticas.* Caracas: Universidad Central de Venezuela.
- Regges, C., & Leidys, R. (2005). *Caracterización Petrofísica de la Formación Escandalosa de Edad Cretácico Utilizando Perfiles de pozos Exploratorios al Noroeste del Area de Apure en la Cuenca Barinas-Apure.* Universidad de Oriente.
- Ross, J. (1998). *Booking Reserves.* New Orleans: Society of Petroleum Enginners (SPE).
- Ross, J. (2001). *SPE/WPC/AAPG Resource Definitions as a Basis for Portfolio Management.* Dallas: Society of Petroleum Enginners.

- Schlumberger. (2018). *Oilfield Glossary*. Obtenido de www.glossary.oilfield.slb.com
- Schlumberger. (s.f.). *Principios/Aplicaciones de la Interpretación de Registros*. Schlumberger Educational Services.
- Society of Petroleum Engineers . (2003). *Society of Petroleum Engineers* . Obtenido de <https://www.spe.org/about/>
- Truman, R. (2003). *SEC Defined Reserves Booking: What the Petrophysicist Needs to Know*. Denver: SPE.
- Vaca, P. (2001). *Simulación de Yacimientos de Petróleos Negros*. Venezuela: Manual, PDVSA.
- Velásquez, L. (2010). *Manejo, Producción y Optimización de Yacimientos Maduros En Venezuela*. Puerto La Cruz: Universidad De Oriente .
- Zabala, L. (2012). *Estudio de la Declinación Energética de Producción de Crudo en Yacimientos de Petróleo Extrapesado de Dos Campos de la Faja Petrolífera del Orinoco*. Caracas: Universidad Central de Venezuela.
- Zambrano, G., & Martha, M. (2004). *Caracterización del Area de Carito a Nivel del Terciario Mediante la Integración de Atributos Sísmicos y Parámetros Petrofísicos*. Caracas: Universidad Central de Venezuela.

BIBLIOGRAFÍA

- Dirección General de Exploración, Reserva y Tierra. (2005). *Definiciones y Normas de las Reservas de Hidrocarburos*. Caracas: MINPET.
- Fernández, M., & Mahly, M. (2008). *Caracterización Dinámica del Yacimiento RC-15 con el Uso del software MBAL*. Trabajo de Grado, UDO.
- González, R. (2005). *Estados de un Pozo Completación*. Monagas: PDVSA.
- J.J., A. (1945). Analysis of Decline Curve. *Trans. AIME*, 160,228.
- Rodríguez, C. (2015). *Estudio Técnico Económico de la Aplicación de la Aplicación de Fracturamiento Hidráulico para el Incremento de la Producción de Pozos Activos Del Campo Tipishca-Huaico*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.

ANEXO A

MAPA ESTRUCTURAL

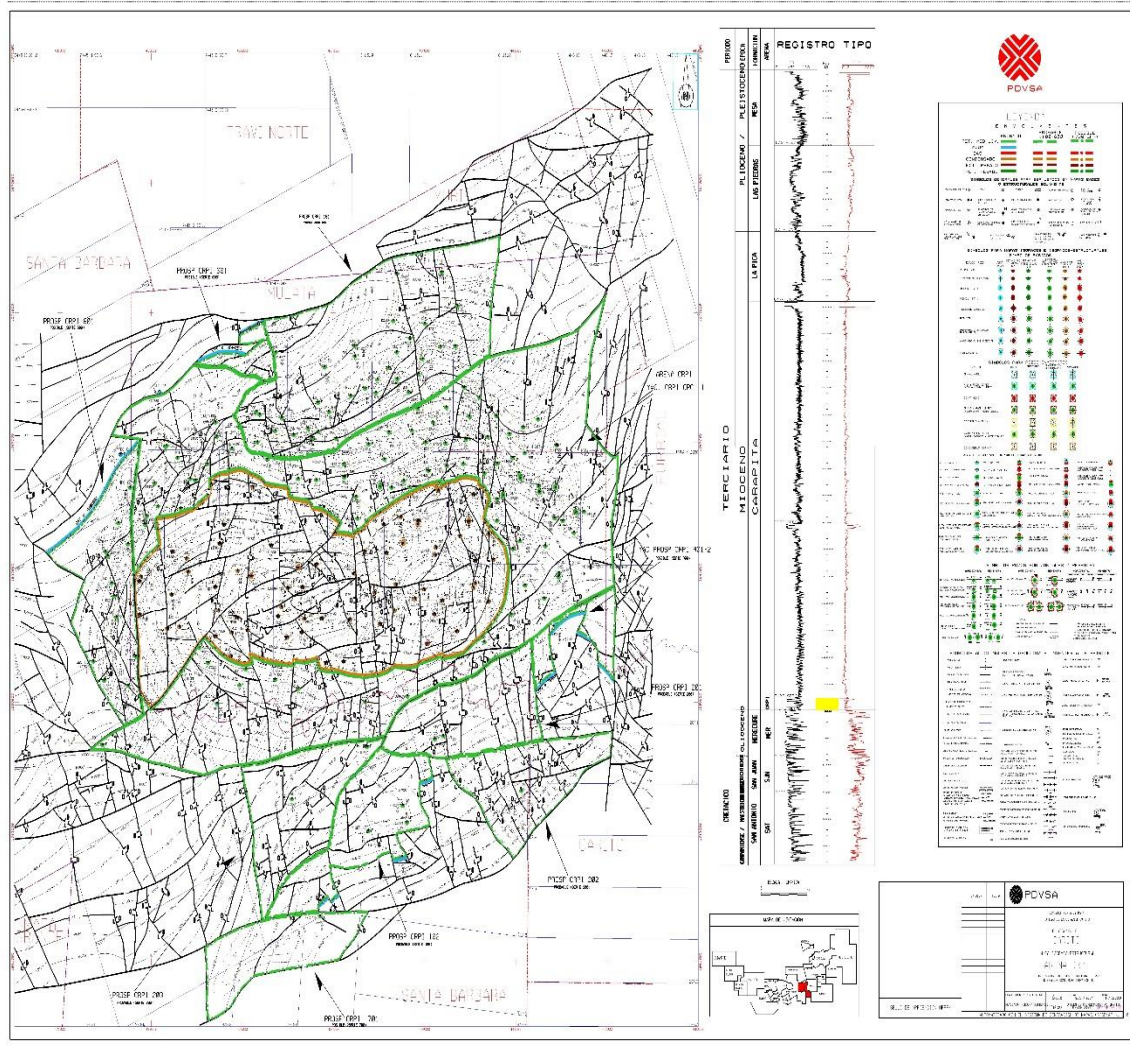


Figura A1. Mapa estructural al tope de la Unidad Estratigráfica Carapita Inferior

ANEXO B

PVT

CORPOVEN, S.A. CRC-8 RFL 94189			
Datos de Producción			
Datos del Pozo			
Localización.....			
Fecha.....			
Gravedad del Petróleo @ STP.....			*API
Presión del Separador.....			ipcm
Temperatura del Separador.....			*F
Tasas de Producción			
Gas.....			Mp ³ /D
Líquido.....			STbb/D
Relación Gas/Líquido.....			p ³ /bbbl
Condiciones del Separador			
Presión Primaria del Separador.....	530		ipcm
Temperatura Primaria del Separador.....	155		*F
Presión Secundario del Separador.....			ipcm
Temperatura Secundario del Separador.....			*F
Tasa de Producción Gas en Separador Primario.....			Mp ³ /D
Factores del Gas -			
Valores del Campo:			
Presión Base.....	14.7		ipoa
Temperatura Base.....	60		*F
Factor de Compresibilidad (Fpv).....			
Factor de Gravedad del Gas (Fg).....			
Valores de Laboratorio:			
Presión Base.....	14.7		ipoa
Temperatura Base.....	60		*F
Factor de Compresibilidad (Fpv).....			
Factor de Gravedad del Gas (Fg).....			
Tasa del Líquido de Separador Primario.....		bb/D	at *F
Tasa del Líquido de Tanque.....		bb/D	at *F
Rel. Gas de Separador / Líquido de Separador...		p ³ /bbbl	
Rel. Gas del Separador / Líquido de Tanque.....		p ³ /bbbl	
Rel. Líquido de Tanque/Gas de Separador.....		bb/Mp ³	
Rel. Líquido de Separador/Líquido de Tanque....		bb/bbl	at *F
* Datos no enviados a Core Laboratories			
Página 2		CORE LABORATORIES	

Figura B1. Hoja de reporte análisis de muestra PVT CRC-8

ANEXO C

PREDICCIONES DE PRODUCCIÓN

Tabla C1. Predicción de producción del pozo MUC-44

POZO MUC-44				
Predicción de producción				
Reservas recuperables		87792,89		BN
Declinación		0,0002465		Diaria
Tasa inicial		400		BPD
Mes	Producción diaria (BPD)	Producción acumulada (BN)	Reservas remanentes (BN)	Reservas recuperadas (%)
0	400	0	87792,89	0
1	397	12010,85	75782,03	13,68
2	391	23845,36	63947,52	27,16
3	383	35420,22	52372,66	40,34
4	371	46657,71	41135,17	53,14
5	358	57487,28	30305,60	65,48
6	342	67846,85	19946,03	77,28
7	325	77683,80	10109,08	88,48
8	307	86955,67	837,21	99,04

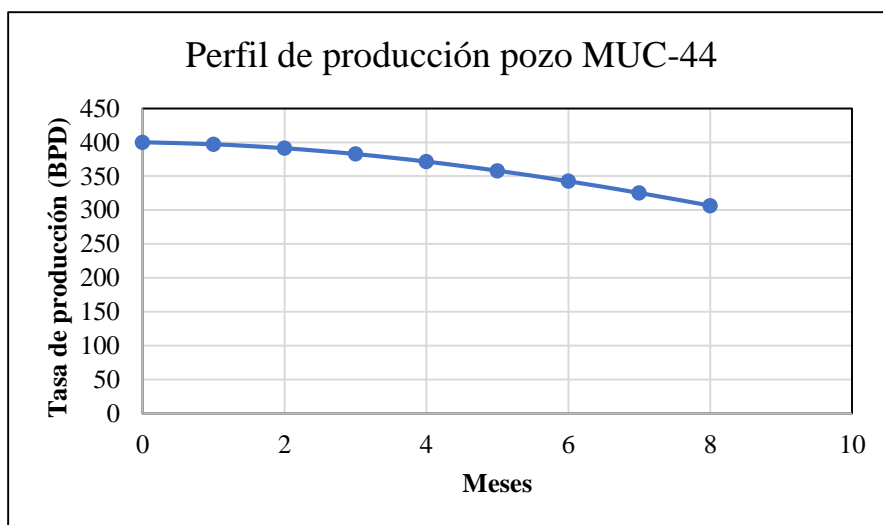


Figura C1. Perfil de producción pozo MUC-44

Tabla C2. Predicción de producción del pozo MUC-52

POZO MUC-52				
Predicción de producción				
Reservas recuperables		60576,15		BN
Declinación		0,0002465		Diaria
Tasa inicial		400		BPD
Mes	Producción diaria (BPD)	Producción acumulada (BN)	Reservas remanentes (BN)	Reservas recuperadas (%)
0	400	0	60576,15	0
1	397	12010,85	48565,29	19,82
2	391	23845,36	36730,78	39,36
3	383	35420,22	25155,92	58,47
4	371	46657,71	13918,43	77,02
5	358	57487,28	3088,86	94,90

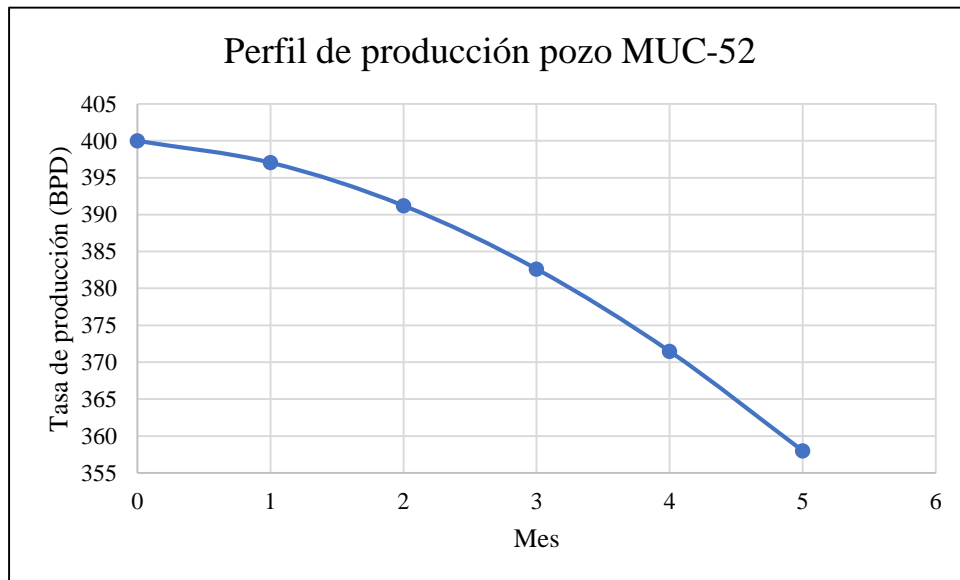


Figura C2. Perfil de producción pozo MUC-52

Tabla C3. Predicción de producción del pozo MUC-72

POZO MUC-72				
Predicción de producción				
Reservas recuperables		58601,52		BN
Declinación		0,0002465		Diaria
Tasa inicial		400		BPD
Mes	Producción diaria (BPD)	Producción acumulada (BN)	Reservas remanentes (BN)	Reservas recuperadas (%)
0	400	0	58601,52	0
1	397	12010,85	46590,66	20,49
2	391	23845,36	34756,15	40,69
3	383	35420,22	23181,29	60,44
4	371	46657,71	11943,80	79,61
5	358	57487,28	1114,23	98,09

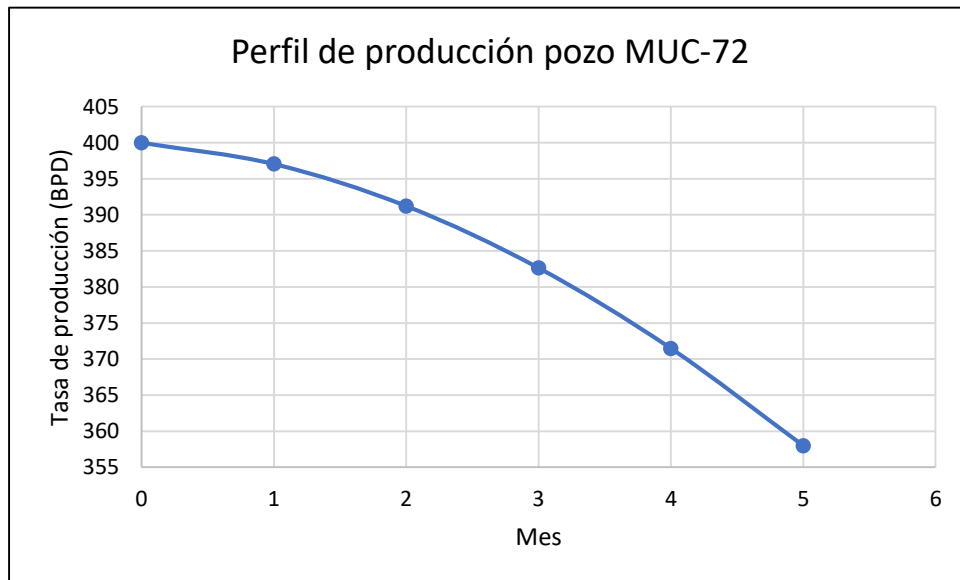


Figura C3. Perfil de producción pozo MUC-72

Tabla C4. Predicción de producción del pozo MUC-128 RE

POZO MUC-128 RE				
Predicción de producción				
Reservas recuperables		111559,39		BN
Declinación		0,0002465		Diaria
Tasa inicial		400		BPD
Mes	Producción diaria (BPD)	Producción acumulada (BN)	Reservas remanentes (BN)	Reservas recuperadas (%)
0	400	0	111559,39	0
1	397	12010,85	99548,53	10,76
2	391	23845,36	87714,02	21,37
3	383	35420,22	76139,16	31,75
4	371	46657,71	64901,67	41,82
5	358	57487,28	54072,10	51,53
6	342	67846,85	43712,53	60,81
7	325	77683,80	33875,58	69,63
8	307	86955,67	24603,71	77,94
9	287	95630,54	15928,84	85,72
10	266	103687,05	7872,33	92,94
11	246	111114,15	445,23	99,60

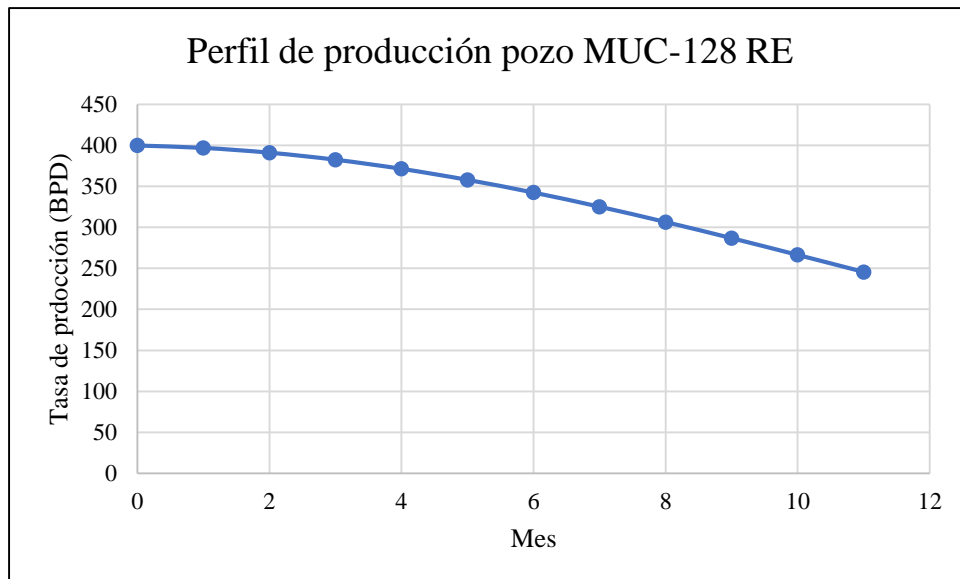


Figura C4. Perfil de producción pozo MUC-128 RE

Tabla C5. Predicción de producción del pozo SBC-146

POZO SBC-146				
Predicción de producción				
Reservas recuperables		100401,56		BN
Declinación		0,0005252		diaria
Tasa inicial		400		BPD
Mes	Producción diaria (BPD)	Producción acumulada (BN)	Reservas remanentes (BN)	Reservas recuperadas (%)
0	400	0	100401,56	0
1	394	11908,23	88493,32	11,86
2	381	23442,02	76959,53	23,34
3	363	34436,08	65965,47	34,29
4	341	44749,60	55651,95	44,57
5	315	54271,37	46130,18	54,05
6	286	62922,85	37478,70	62,67
7	256	70659,01	29742,54	70,37
8	225	77467,05	22934,50	77,15
9	195	83363,39	17038,16	83,02

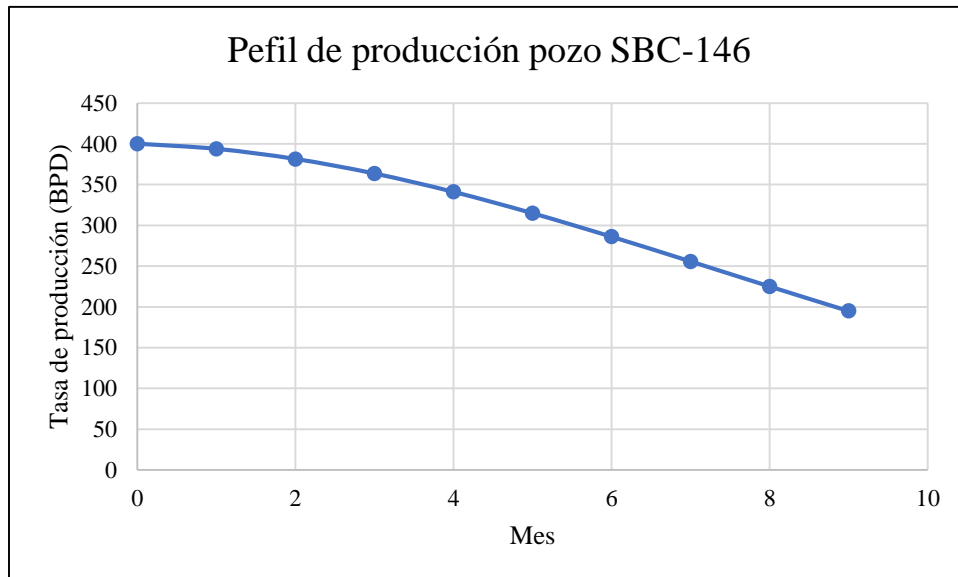


Figura C5. Perfil de producción pozo SBC-146

Tabla C6. Predicción de producción del pozo SBC-23

POZO SBC-23				
Predicción de producción				
Reservas recuperables		74596,1		BN
Declinación		0,0005252		diaria
Tasa inicial		400		BPD
Mes	Producción diaria (BPD)	Producción acumulada (BN)	Reservas remanentes (BN)	Reservas recuperadas (%)
0	400	0	74596,1	0
1	394	11908,23827	62687,86	15,96
2	381	23442,0221	51154,07	31,42
3	363	34436,08568	40160,01	46,16
4	341	44749,60358	29846,49	59,98
5	315	54271,3707	20324,72	72,75
6	286	62922,85111	11673,24	84,35
7	256	70659,01121	3937,08	94,72

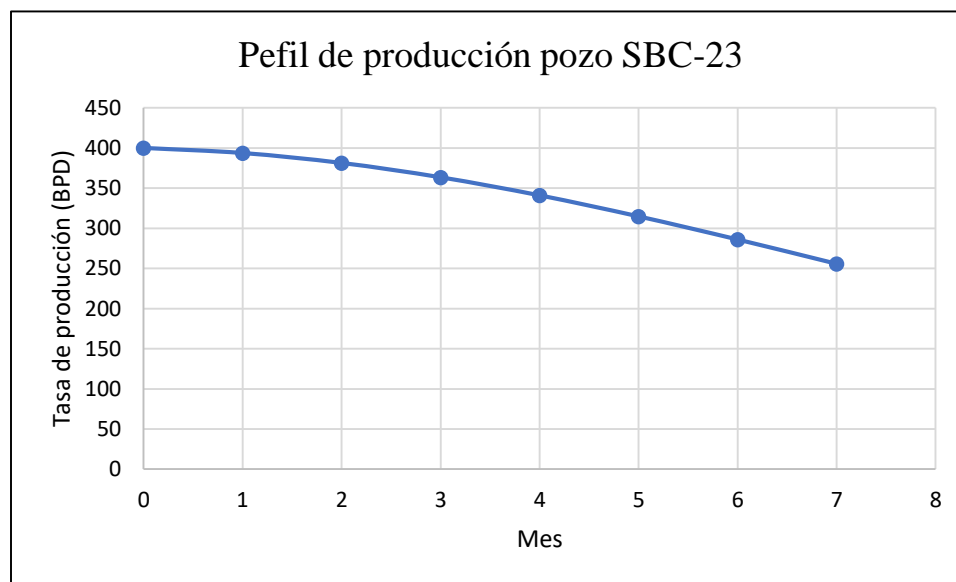


Figura C6. Perfil de producción pozo SBC-23

ANEXO D

BALANCES ECONÓMICOS

Tabla D1. Balance económico del desarrollo de reservas detrás de tubería (serie 100) en el pozo MUC-44

Mes	Producción diaria (BPD)	Producción acumulada (BN)	Ingreso	Regalía	Gastos + workover	ISLR (USD)	Flujo neto (USD)
			72 USD/barril	30%	15 USD/barril	50%	
0	400	0	0	0	2630000	-1315000	-1315000
1	397	12010,85	864781	259434	180163	212592,05	212592
2	391	23845,36	852085	255626	177518	209470,95	209471
3	383	35420,22	833390	250017	173623	204875,01	204875
4	371	46657,71	809099	242730	168562	198903,56	198904
5	358	57487,28	779729	233919	162444	191683,40	191683
6	342	67846,85	745889	223767	155394	183364,33	183364
7	325	77683,80	708260	212478	147554	174113,97	174114
8	307	86955,67	667575	200272	139078	164112,15	164112

VPN	\$ 158.311,46
TIR	3,81%

Tabla D2. Balance económico del desarrollo de reservas detrás de tubería (serie 100) en el pozo MUC-52

Mes	Producción diaria (BPD)	Producción acumulada (BN)	Ingreso	Regalía	Gastos + workover	ISLR (USD)	Flujo neto (USD)
			72 USD/barril	30%	15 USD/barril	50%	
0	400	0	0	0	2630000	-1315000	-1315000
1	397	12010,85	864781	259434	180163	212592,05	212592
2	391	23845,36	852085	255626	177518	209470,96	209471
3	383	35420,22	833390	250017	173623	204875,01	204875
4	371	46657,71	809099	242730	168562	198903,56	198904
5	358	57487,28	779729	233919	162444	191683,41	191683

VPN	\$ -323.561,39
TIR	-8,11%

Tabla D3. Balance económico del desarrollo de reservas detrás de tubería (serie 100) en el pozo MUC-72

Mes	Producción diaria (BPD)	Producción acumulada (BN)	Ingreso	Regalía	Gastos + workover	ISLR (USD)	Flujo neto (USD)
			72USD/barril	30%	15 USD/barril	50%	
0	400	0	0	0	2630000	-1315000	-1315000
1	397	12010,85	864781	259434	180163	212592,054	212592
2	391	23845,36	852085	255626	177518	209470,955	209471
3	383	35420,22	833390	250017	173623	204875,011	204875
4	371	46657,71	809099	242730	168562	198903,562	198904
5	358	57487,28	779729	233919	162444	191683,408	191683

VPN	\$ -323.561,39
TIR	-8,11%

Tabla D4. Balance económico del desarrollo de reservas detrás de tubería (serie 100) en el pozo MUC-128 RE

Mes	Producción diaria (BPD)	Producción acumulada (BN)	Ingreso	Regalía	Gastos + workover	ISLR (USD)	Flujo neto (USD)
			72 USD/barril	30%	15 USD/barril	50%	
0	400	0	0	0	2630000	-1315000	-1315000
1	397	12010,85	864781	259434	180163	212592,054	212592
2	391	23845,36	852085	255626	177518	209470,955	209471
3	383	35420,22	833390	250017	173623	204875,011	204875
4	371	46657,71	809099	242730	168562	198903,562	198904
5	358	57487,28	779729	233919	162444	191683,408	191683
6	342	67846,85	745889	223767	155394	183364,338	183364
7	325	77683,80	708260	212478	147554	174113,971	174114
8	307	86955,67	667575	200272	139078	164112,159	164112
9	287	95630,54	624591	187377	130123	153545,216	153545
10	266	103687,05	580069	174021	120848	142600,226	142600
11	246	111114,15	534751	160425	111406	131459,667	131460

VPN	\$ 541.793,68
TIR	8,10%

Tabla D5. Balance económico del desarrollo de reservas detrás de tubería (serie 100) en el pozo SBC-146

Mes	Producción diaria (BPD)	Producción acumulada (BN)	Ingreso	Regalía	Gastos + workover	ISLR (USD)	Flujo neto (USD)
			72 USD/barril	30%	15 USD/barril	50%	
0	400	0	0	0	2630000	-1315000	-1315000
1	394	11908,23	857393	257218	178624	210775,817	210776
2	381	23442,02	830432	249130	173007	204147,974	204148
3	363	34436,08	791573	237472	164911	194594,925	194595
4	341	44749,60	742573	222772	154703	182549,267	182549
5	315	54271,37	685567	205670	142827	168535,278	168535
6	286	62922,85	622907	186872	129772	153131,203	153131
7	256	70659,01	557004	167101	116042	136930,034	136930
8	225	77467,05	490179	147054	102121	120502,451	120502
9	195	83363,39	424536	127361	88445	104365,075	104365

VPN	\$ 96.186,99
TIR	2,68%

Tabla D6. Balance económico del desarrollo de reservas detrás de tubería (serie 100) en el pozo SBC-23

Mes	Producción diaria (BPD)	Producción acumulada (BN)	Ingreso	Regalía	Gastos + workover	ISLR (USD)	Flujo neto (USD)
			72 USD/barril	30%	15 USD/barril	50%	
0	400	0	0	0	2630000	-1315000	-1315000
1	394	11908,23	857393	257218	178624	210775,817	210776
2	381	23442,02	830432	249130	173007	204147,974	204148
3	363	34436,08	791573	237472	164911	194594,925	194595
4	341	44749,60	742573	222772	154703	182549,267	182549
5	315	54271,37	685567	205670	142827	168535,278	168535
6	286	62922,85	622907	186872	129772	153131,203	153131
7	256	70659,01	557004	167101	116042	136930,034	136930

VPN	\$ -108.473,54
TIR	-1,33%

ANEXO E

Tabla E1. Sensibilidad a la tasa inicial de producción en el balance económico pozo MUC-44

Resumen balance económico pozo MUC-44			
Tasa (BPD)	Tiempo de producción (Mes)	VPN (USD)	TIR (%)
1000	2	-272.696,21	-13,53
900	3	67.354,33	3,62
800	3	-84.791,29	-2,36
700	4	94.247,45	3,93
600	5	165.648,02	5,28
500	6	134.827,35	4,02
400	8	158.311,46	3,81
300	11	80.850,21	2,14
200	18	-112.699,83	-0,19

Tabla E2. Sensibilidad a la tasa inicial de producción en el balance económico pozo MUC-52

Resumen balance económico pozo MUC-52			
Tasa (BPD)	Tiempo de producción (Mes)	VPN (USD)	TIR (%)
1000	2	-272.696,21	-13,53
900	2	-375.624,61	-19,54
800	2	-478.553	-24,12
700	2	-581.481,40	-31,19
600	3	-389.088,51	-15,14
500	4	-304.674,74	-9,12
400	5	-323.561,39	-8,11
300	7	-319.302,17	-5,91
200	13	-327.243,11	-3,71

Tabla E3. Sensibilidad a la tasa inicial de producción en el balance económico pozo MUC-72

Resumen balance económico pozo MUC-72			
Tasa (BPD)	Tiempo de producción (Mes)	VPN (USD)	TIR (%)
1000	1	-780.972,32	-59,58
900	2	-375.624,61	-19,24
800	2	-478.553	-25,12
700	2	-581.481,4	-31,19
600	3	-389.088,51	-15,14
500	4	-304.674,74	-9,12
400	5	-323.361,39	-8,11
300	7	-319.302,17	-5,91
200	11	-380.093,26	-4,91

Tabla E4. Sensibilidad a la tasa inicial de producción en el balance económico pozo MUC-128 RE

Resumen balance económico pozo MUC-128 RE			
Tasa (BPD)	Tiempo de producción (Mes)	VPN (USD)	TIR (%)
1000	3	219.505,94	9,38
900	4	493.469,63	15,62
800	4	293.708,54	9,9
700	5	410.525,72	11,25
600	6	422.188,86	10,08
500	8	523.347,37	9,8
400	11	541.793,68	8,1
300	18	481.940,36	5,65
200	18	-112.699,83	-0,19

Tabla E5. Sensibilidad a la tasa inicial de producción en el balance económico pozo SBC-146

Resumen balance económico pozo SBC-146			
Tasa (BPD)	Tiempo de producción (Mes)	VPN (USD)	TIR (%)
1000	3	177.144,33	7,86
900	3	29.499,18	2,16
800	4	228.935,75	8,09
700	5	315.415,01	9,15
600	6	298.600,91	7,74
500	8	327.628,36	6,97
400	13	339.814,24	5,65
300	14	-44.780,56	0,37
200	12	-502.854,29	-7,36

Tabla E6. Sensibilidad a la tasa inicial de producción en el balance económico pozo SBC-23

Resumen balance económico pozo SBC-23			
Tasa (BPD)	Tiempo de producción (Mes)	VPN (USD)	TIR (%)
1000	2	-290.063,42	-14,52
900	2	-391.255,04	-20,18
800	3	-118.442,97	-3,74
700	3	-266.385,13	-9,9
600	4	-153.793,24	-4,0
500	5	-146.697,91	-3,06
400	7	-108.473,54	-1,33
300	13	-70.634,37	-0,03
200	12	-502.854,29	-7,36