

UNIVERSIDAD DE ORIENTE

NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI

ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS

DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO



**“EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA PARA LA
APLICACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE MEDICIÓN
MULTIFÁSICA PARA PRUEBAS DE PRODUCCIÓN DE LA
MACOLLA A DEL BLOQUE C2N, DIVISIÓN CARABOBO DE
LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO”**

RALIZADO POR:

EMELY DEL CARMEN MALAVER ROJAS

**TRABAJO DE GRADO PRESENTADO ANTE LA UNIVERSIDAD DE
ORIENTE COMO REQUISITO PARCIAL PARA OPTAR AL TÍTULO DE:**

INGENIERO DE PETRÓLEO

BARCELONA, MAYO DE 2025

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO



PROYECTO DE TRABAJO DE GRADO

**“EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA PARA LA
APLICACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE MEDICIÓN
MULTIFÁSICA PARA PRUEBAS DE PRODUCCIÓN DE LA
MACOLLA A DEL BLOQUE C2N, DIVISIÓN CARABOBO DE
LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO”**

PRESENTADO POR:

EMELY DEL CARMEN MALAVER ROJAS

REVISADO POR:

PROF. GELSON CARPIO (M.Sc)
TUTOR ACADÉMICO

ING. BENITO ROMERO
TUTOR INDUSTRIAL

BARCELONA, MAYO DE 2025

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO



PROYECTO DE TRABAJO DE GRADO

**“EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA PARA LA
APLICACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE MEDICIÓN
MULTIFÁSICA PARA PRUEBAS DE PRODUCCIÓN DE LA
MACOLLA A DEL BLOQUE C2N, DIVISIÓN CARABOBO DE
LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO”**

El jurado hace constar que asignó a esta tesis la calificación de:

PROF. GELSON CARPIO (M.Sc)

Tutor Académico

PROF. LORENZO ARDITI

Jurado Principal

PROF. ALICIA DA SILVA

Jurado Principal

BARCELONA, MAYO DE 2025

RESOLUCIÓN

De acuerdo con el Artículo 41 del reglamento de trabajos de grado de la Universidad de Oriente:

“Los trabajos de grado son propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados para otros fines, con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo, quien lo participará al consejo universitario, para su autorización”



DEDICATORIA

Culminar este ciclo ha sido un camino lleno de desafíos, pero también de grandes satisfacciones. Por eso, quiero dedicar este logro a quienes hicieron posible este sueño:

A **Dios y la Virgen**, por su guía y fortaleza en cada paso, especialmente en aquellos momentos donde las dificultades parecían insuperables.

A mi padre, **Carmelo Malaver**, cuyo apoyo incondicional y confianza en mí han sido el motor que me impulsó a seguir adelante. Gracias por creer en mí, incluso cuando yo dudaba.

A mi madre, **Alba Rojas** por el amor que me has dado a tu manera y por cuidar a mi bebe perruno Windeyber. Esta tesis es un reflejo de mi aprendizaje y de mi desarrollo personal, en el que tus palabras y tus acciones han tenido un impacto significativo.

Mi hermano, **Andrés Malaver**, mi más sincero crítico, mi consejero incondicional y mi mayor apoyo. Gracias por tu compañía, tu comprensión y tu cariño. Esta tesis es también tuya.

A mis amigos, compañeros de vida y confidentes incondicionales. **Elianny, Zorimar, Diego, Teomeris, Nao, Veruska, German y Alejandra**, cada uno de ustedes ha sido un pilar fundamental en mi camino.

A la **Universidad de Oriente**, la casa más alta que nos enseña la perseverancia y constancia para lograr culminar nuestra meta, profesores y grandes amigos que marcaron mi rumbo y camino en mi carrera.

AGRADECIMIENTOS

A **Dios** y la **Virgen del Valle** por darme salud, fuerza y fe durante mi vida universitaria y feliz culminación de este trabajo.

A mis padres: **Alba Rojas** y **Carmelo Malaver**, por apoyarme, gracias por sus esfuerzos para que yo pudiese alcanzar hoy esta meta. Les voy a estar agradecida por siempre. ¡Gracias por amarme!

A **Jeff Satur**, cuya música ha sido fuente constante de inspiración y motivación a lo largo de este proyecto. Sus ocurrencias, letras, melodía y puesta en escena han resonado profundamente en mí, impulsándome a seguir a adelante contra todo pronóstico. Agradezco su arte, que ha trascendido el mero entretenimiento para convertirse en un catalizador de ideas y un refugio en momentos de desafío

A mis amigos, mi tribu, mi refugio en cada momento de oscuridad. **Nao**, cuya luz siempre me guio y me recordó que no estaba sola. **Veruska**, por su apoyo silencioso en los momentos de mayor estrés. **German**, cuyo humor negro transformó cada momento de quiebre en una anécdota más. Y **Alejandra**, mi alma gemela, con quien comparto mis más icónicos gustos y conversaciones. Gracias por estar presentes en cada crisis, por ayudarme a levantarme y por no dejarme caer.

A mis amigas y compañeras de estudio **Eianny Montaña**, **Zorimar Riera** y **Teomeris Agreda**; sin su compañía, locuras, regaños y consejos no hubiera sido igual. Gracias por soportarme y por todos y cada uno de los momentos vividos. Les deseo lo mejor del mundo. A mi compañero y amigo Diego Rodríguez que, a lo largo de esta carrera, su amistad y los buenos momentos que pudimos compartir, será aquello siempre llevaré en mis recuerdos.

A mis amigas petrocaletas, **Marianna**, **Gisbel** y **Garua**, compañeras de carrera y de risas. Sus apuntes me salvaron de apuros, las vivencias que tuvimos y que casi nos volvieron locas, me enriquecieron y sus consejos que me guiaron.

A la **Universidad de Oriente**, a mis profesores que más que un apoyo son un pilar en nuestra carrera **Prof. Rafael Barrueta, Prof. Alicia Da Silva, Prof. Frank Martínez** y a todos los profesores del departamento de petróleo muchas gracias. A mi A mi querido asesor académico **Prof. Gelson Carpio**, por estar detrás de cada paso y cada letra de este trabajo con su infinito apoyo, paciencia, valiosa ayuda y buen trato. Valores totales de un excelente profesional y ser humano. Gracias profe, sin su ayuda, esta tesis no hubiera sido posible.

A la empresa **Petrovictoria** por abrirme las puertas como tesista, gracias a esas personas que compartieron conmigo **Pedro Infante, Ana Mottola y Merianny González** y sobre todo a mi tutor industrial el **Ing. Benito Romero**, quien me brindó su asesoría a lo largo del desarrollo del presente trabajo.

RESUMEN

El bloque Carabobo 2 Norte (C2N) es explotado por la empresa mixta Petrovictoria, la cual tiene 15 pozos horizontales activos. La producción de petróleo fluye a través de facilidades de línea desde Macolla A hasta Macolla 7 en custodia de Emx. Petromonagas S.A. A su vez, es transferida a las instalaciones del Centro Operativo de Petromonagas (COPEM) para su reconocimiento y fiscalización diaria. De manera que la producción de ambas empresas fluye por una misma línea de flujo, sin medidores que cuantifique la producción de crudo de la Macolla A.

El objetivo principal de este proyecto es evaluar la viabilidad técnica de la aplicación de tecnologías de medición multifásica en las pruebas de producción de la Macolla A. Para lograrlo, se identificaron los pozos con mayor índice productivo, basados en un análisis del modelo geológico de los yacimientos y los historiales de producción asociados a la Macolla C2N-A. Posteriormente, se realizó una investigación exhaustiva para describir las opciones tecnológicas de medición multifásica. Se presentaron tablas y esquemas que detallan aspectos técnicos, condiciones operativas y ambientales, características físicas y principios de funcionamiento de los equipos ofrecidos por las empresas Vox Analyzer, Yokogawa, AgarCorp Venezuela y Pietro Fiorentini. En total, se evaluaron nueve equipos de medición multifásica mediante una matriz de evaluación que combinó aspectos cuantitativos y cualitativos, con el fin de identificar la alternativa más adecuada para el proceso de producción en la Macolla A y su posterior implementación en el Bloque C2N. Como resultado, se determinó que seis equipos eran aplicables, pero no factibles, mientras que tres tecnologías destacaron por su aplicabilidad y factibilidad: el Vox-X4 de Vox Analyzer, el MPFM-50 de AgarCorp Venezuela y el Totem de Pietro Fiorentini. De estos, el equipo Vox-X4 de Vox Analyzer sobresale con una compactibilidad del 97%, asegurando el cumplimiento de los requisitos específicos del proyecto y brindando confiabilidad y precisión en las mediciones de producción.

CONTENIDO

RESOLUCIÓN	iv
AGRADECIMIENTOS	vi
RESUMEN	viii
CONTENIDO	ix
LISTA DE FIGURA	xiii
LISTA DE TABLAS	xv
CAPÍTULO I	17
EL PROBLEMA	17
1.1. Planteamiento del Problema.....	17
1.2. Objetivo de la Investigación.....	18
1.2.1. Objetivo General.....	18
1.2.2. Objetivos Específicos	19
CAPÍTULO II	20
ANTECEDENTES Y MARCO TEÓRICO	20
2.1. Antecedentes de la Investigación.....	20
2.2. Descripción del Área de Estudio	21
2.2.1. Ubicación del Bloque Carabobo.....	21
2.3. Bases Teóricas	23
2.3.1. Yacimiento de Petróleo.....	23
2.3.2. Clasificación del Petróleo	23
2.3.3. Reservas de los Yacimientos	24

2.3.4.	Pozos Horizontales	25
2.3.5.	Pruebas de Producción.....	25
2.3.6.	Potencial de Producción (PT)	25
2.3.7.	Producción Disponible (PD).....	25
2.3.8.	Producción Diferida (PDif).....	26
2.3.9.	Producción Fiscalizada (PF)	26
2.3.10.	Factor de Campo	26
2.3.11.	Dilución de Crudo Extrapesado	26
2.3.12.	Tasa de Petróleo (q_o).....	27
2.3.13.	Corte de Agua (%AyS)	27
2.3.14.	Relación Gas- Petróleo (RGP)	27
2.3.15.	Flujo Multifásico.....	28
2.3.16.	Patrones de Flujo para Tuberías Horizontales	28
2.3.17.	Patrones de flujo para Tubería Vertical	30
2.3.18.	Facilidades de Superficie	32
2.3.19.	Medidores Multifásico	33
2.3.20.	Categorías de los Medidores Multifásico.....	34
2.3.21.	Principios de Medición	39
2.3.21.1.	Métodos para determinar velocidades de fase y caudal volumétrico....	40
2.3.21.2.	Métodos para determinar la fracción de cada fase	42
CAPÍTULO III		47
MARCO METODOLÓGICO		47
3.1.	Revisión bibliográfica y recopilación de información	47

- 3.2. Identificación de los pozos con mayor índice productivo perteneciente a la Macolla A del Bloque C2N..... 47
 - 3.2.1. Características de los yacimientos del Bloque Carabobo 2 Norte 49
 - 3.2.2. Comportamiento de producción de los pozos pertenecientes a la Macolla C2N-A 50
 - 3.2.3. Esquema de producción en superficie de la Macolla C2N-A..... 51
- 3.3. Descripción de las opciones tecnológicas en función de las características del yacimiento de la Macolla A del Bloque C2N 55
 - 3.3.1. Parámetros considerados para la descripción de las diferentes tecnológicas de medición multifásica 56
- 3.4. Selección de la tecnología de medición multifásica para el proceso de producción en la Macolla A 57
 - 3.4.1. Pasos de la construcción de la matriz 57
- CAPÍTULO IV 62**
- ANÁLISIS DE RESULTADOS 62**
- 4.1. Identificación de los pozos con mayor índice productivo perteneciente a la Macolla C2N-A..... 62
 - 4.1.1. Características de los yacimientos del Bloque Carabobo 2 Norte 62
 - 4.1.2. Comportamiento producción de los Pozos pertenecientes a la Macolla C2N-A 69
 - 4.1.2.1. Yacimiento OFIMS CNX 18 69
 - 4.1.2.2. Yacimiento OFIMI CNX 20 73
 - 4.1.2.3. Yacimiento OFIMM CNX 26 84
 - 4.1.3. Esquema de producción en superficie de la Macolla C2N-A..... 90
 - 4.1.4. Estudio de producción de la Macolla C2N-A..... 91

4.2. Descripción de las opciones tecnológicas en función de las características de los yacimientos de la Macolla A del Bloque C2N	94
4.2.1. Vox Analyzer	95
4.2.2. Yokogawa	99
4.2.3. AgarCorp Venezuela.....	104
4.2.4. Prieto Fiorentini	108
4.3. Selección de la tecnología de medición multifásica para el proceso de producción en la Macolla A	114
CONCLUSIONES	121
RECOMENDACIONES	122
BIBLIOGRAFÍA	123
ANEXO A	126
MATRIZ DE EVALUACIÓN DE LAS DIFERENTES TECNOLOGÍAS DE MEDICION MULTIFASICA	126
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:	130

LISTA DE FIGURA

Figura 3.1: Base de datos de pozos	50
Figura 3.2: Base de datos de producción en la Macolla C2N-A49	3. 3:
Visualización de gráficas	51
Figura 3.4: Panel de configuración de unidades de dibujo	52
Figura 3.5: Comandos de AutoCAD	53
Figura 3.6: Panel de herramientas de dibujos	54
Figura 3.7: Visualización previa de la matriz de evaluación	61
Figura 4. 1: Vista 2D del mapa base de la ubicación de los pozos del Bloque Carabobo 2 Norte.	65
Figura 4. 2: Categorías de los pozos	66
Figura 4. 3: Vista 3D de la Macolla A	67
Figura 4. 4: Columna estratigráfica del área asociada a la Macolla C2N-A.	68
Figura 4. 5: Tasa de petróleo (Qo) y Petróleo acumulado (NP)	71
Figura 4. 6: Tasa de gas (Qg) y Gas acumulado (GP)	72
Figura 4. 7: Tasa de agua (Qa) y Agua acumulada (Wp)	73
Figura 4. 8: Producción acumulada y relación gas/petróleo	74
Figura 4. 9: Producción general de yacimiento OFIMI CNX 20	75
Figura 4. 10: Tasa de petróleo (Qo) y Petróleo acumulado (NP)	76
Figura 4. 11: Tasa de gas (Qg) y Gas acumulado (GP)	77
Figura 4. 12: Tasa de agua (Qa) y Agua acumulada (Wp)	78
Figura 4. 13: Tasa de petróleo (Qo) y Petróleo acumulado (NP)	79
Figura 4. 14: Tasa de gas (Qg) y Gas acumulado (GP)	80
Figura 4. 15: Tasa de agua (Qa) y Agua acumulada (Wp)	81
Figura 4. 16: Tasa de petróleo (Qo) y Petróleo acumulado (NP)	82
Figura 4. 17: Tasa de gas (Qg) y Gas acumulado (GP)	83

Figura 4. 18: Tasa de agua (Qa) y Agua acumulada (Wp)	84
Figura 4. 19: Producción acumulada y relación gas/petróleo	85
Figura 4. 20: Tasa de petróleo (Qo) y Petróleo acumulado (NP)	86
Figura 4. 21: Tasa de gas (Qg), Gas acumulado (GP)	87
Figura 4. 22: Tasa de agua (Qa), Agua producida (Wp)	88
Figura 4. 23: Producción acumulada y relación gas/petróleo	89
Figura 4. 24: Esquema de la Macolla C2N-A	90
Figura 4. 25: Esquema de red de recolección de producción de DCO	91
Figura 4. 26: Inyección de diluyente y producción de DCO	92
Figura 4. 27: Producción de gas y agua	93
Figura 4. 28: Medidor de flujo multifásico Vox-X4 ^[16]	95
Figura 4. 29: Diagrama del medidor de flujo multifásico Vox-X4 ^[16]	98
Figura 4. 30: Medidor de flujo multifásico serie Rotamass Total Insight (TI) ^[16]	99
Figura 4. 31: Esquema del caudalímetro Rotamass	101
Figura 4. 32: MPFM-50 ^[18]	103
Figura 4. 33: Diagrama del medidor MPFM-50	105
Figura 4. 34: Medidores de flujo multifásico series Totem y Flowatch ^[16]	107
Figura 4. 35: Diagrama del medidor Totem	109
Figura 4. 36: Diagrama del medidor Totem HS	110
Figura 4. 37: Diagrama del medidor Flowatch 3I	110
Figura 4. 38: Diagrama del medidor Flowatch HS	111
Figura 4. 39: Ponderación de los criterios	113
Figura 4. 40: Puntuación de las diferentes tecnologías de medición multifásica	114
Figura 4. 41: Resultados de la matriz de evaluación	115

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1: Cuadro comparativo de los tipos de crudo	25
Tabla 3.1: Categorías de división de los pozos de acuerdo al estado por la herramienta Centinela	51
Tabla 3.10: Rango de valores para la clasificación	61
Tabla 3.2: Unidades de medición utilizadas	52
Tabla 3.3: Unidades de medición utilizadas	56
Tabla 3.4: Definición de las variables claves para la descripción de las opciones tecnológicas de medición	57
Tabla 3.5: Nomenclatura de los criterios	59
Tabla 3.6: Definición teórica y parámetros de cada uno de los criterios	59
Tabla 3.7: Rango de ponderación por su nivel de importancia	60
Tabla 3.8: Ponderación preliminar de la valoración de los criterios	60
Tabla 3.9: Rango de puntuación por su nivel de compatibilidad	60
Tabla 4.1: Datos básicos del yacimiento del Bloque Carabobo 2 Norte	63
Tabla 4.2: Pozos horizontales que integran la Macolla A	65
Tabla 4.3: Sumario petrofísico de los yacimientos asociados a la Macolla A	68
Tabla 4.4: Rangos de Clasificación	89
Tabla 4.5: Clasificación del comportamiento de los pozos	89
Tabla 4.6: Opciones Tecnológicas evaluadas	94
Tabla 4.7: Especificaciones técnicas del Medidor de flujo multifásico Vox-X4	96
Tabla 4.8: Especificaciones técnicas de los medidores Rotamass Total Insight	100
Tabla 4.9: Beneficios y limitaciones de los equipos de Rotamass Total Insight.	102
Tabla 4.10: Especificaciones técnicas del MPFM-50	104
Tabla 4.11: Beneficio y limitaciones del MPFM-50	106
Tabla 4.12: Especificaciones técnicas de los medidores de flujo multifásico series Totem y Flowatch	108

Tabla 4.13: Beneficios y limitaciones de los medidores de flujo multifásico series Totem y Flowatch	111
Tabla 4.14: Parámetros de cada criterio	112
Tabla 4.15: Clasificación final de los medidores multifásico	116
Tabla A.1: Matriz de Evaluación de Criterios Técnicos	124
Tabla A.2: Matriz de Evaluación de Criterios de Diseño	125
Tabla A.3: Matriz de Evaluación de Criterios Ambientales	126

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1. Planteamiento del Problema

La Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) representa la región de reservas de hidrocarburos más grandes de Venezuela, con una superficie aproximada de 55.314 km² y un volumen de petróleo en sitio (POES) cuantificado en 1,36 MMBbls. Está dividida en 4 grandes bloques: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo. ^[1]

La República Bolivariana de Venezuela asignó la explotación del bloque Carabobo 2 Norte (C2N) a la Empresa Mixta Petrovictoria, formada por la Corporación Venezolana de Petróleo (CVP), Filial de Petróleos de Venezuela y Petromost SLR (Rusia). Actualmente, la Emx. Petrovictoria S.A., cuenta con 15 pozos horizontales activos con un potencial de 8.928 BNPD. La producción de petróleo fluye a través de facilidades de línea de DCO (*diluite crude oil*) de 12 pulgadas desde Macolla A (objeto del trabajo de grado) hasta el punto de transferencia en la Macolla 7 en custodia de la Emx. Petromonagas S.A. A su vez, es transferida a las instalaciones del Centro Operativo de Petromonagas (COPEM) en donde se inicia el proceso de separación, deshidratación, desalado, almacenado y bombeado para su reconocimiento y fiscalización diaria. De manera que la producción de ambas empresas fluye por una misma línea de flujo, sin medidores que cuantifique la producción de crudo de la Macolla A.

Actualmente, la asignación de crudo a Petrovictoria, se realiza bajo un acuerdo de servicio con Petromonagas, calculado mediante la aplicación de un factor de medición de campo (FC) que se soporta con antecedentes de la medición en el 2021, lo que genera una alta incertidumbre en los cálculos y una potencial subestimación o sobreestimación de la producción. Por lo que, la empresa Petrovictoria propone la implementación de un medidor multifásico totalizador en la Macolla A para garantizar la medición en línea de la producción diaria. El punto de partida del plan de trabajo

propuesto por la empresa mixta está definido en dos (2) etapas: La primera corresponde al tema de grado en donde se evalúa la factibilidad técnica en la aplicación de tecnologías de medición multifásica para pruebas de producción como parte de la solución de la problemática. La segunda etapa de acción tiene como base principal los resultados de este tema de grado que sirve de insumo para otras tesis de grado en donde se evaluará con simulación el diseño y masificación en las facilidades de producción del bloque C2N. Como ya se mencionó, esto representa otra tesis de grado para otros estudiantes de la universidad de oriente.

La problemática a resolver en este tema de grado, se realizará mediante la evaluación de la factibilidad técnica en la aplicación de tecnologías de medición multifásica para pruebas de producción. La solución pasa por las actividades relacionadas con la identificación de los pozos con mayor índice productivo partiendo de un análisis del modelo geológico de los yacimientos e históricos de producción asociados a la Macolla C2N-A. Seguidamente, se realizará una investigación exhaustiva para la descripción de las opciones tecnológicas de medición multifásica que ofrecen las diferentes empresas, tales como, Vox Analyzer, Yokogawa, AgarCorp Venezuela y Prieto Fiorentini. Finalmente, seleccionar la tecnología que cumpla con las necesidades medición multifásica para el proceso de producción en la Macolla A considerando aspectos cuantitativos y cualitativos para la evaluación efectiva las diferentes alternativas. Nuevamente, los resultados obtenidos serán la base para el diseño y masificación de las facilidades de superficie del bloque C2N.

1.2. Objetivo de la Investigación

1.2.1. Objetivo General

Evaluar la factibilidad técnica para la aplicación de tecnologías de medición multifásica para pruebas de producción en la Macolla A del Bloque C2N.

1.2.2. Objetivos Específicos

1. Identificar los pozos con mayor índice productivo perteneciente a la Macolla A del Bloque C2N.
2. Describir las opciones tecnológicas de medición en función de las características del yacimiento de la Macolla A del Bloque C2N.
3. Seleccionar la tecnología de medición multifásica para el proceso de producción en la Macolla A.

CAPÍTULO II

ANTECEDENTES Y MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes de la Investigación

Emx. Petrovictoria, presenta los avances de los planes de Construcción y/o Adecuación de las Unidades de Medición Fiscal de Crudo y Gas donde las macollas contempladas en la fase de producción temprana anticipada Fase (I), contarán con equipos para la medición de la producción por pozo a través de Separadores de Pruebas y un sistema totalizador para los puntos de transferencia y custodia por medio de medición multifásica. En este documento se recomienda, la evaluación las alternativas para la instalación de un sistema de medición multifásico en los puntos de transferencia.

[1]

Acosta y Atuesta, analizaron el desempeño de dos medidores de flujo multifásico (MFM), para el desarrollo de pruebas de pozo en un campo de crudo extra pesado (en las instalaciones del Bloque CPO-09, ubicado en los Llanos Orientales de Colombia). Con la realización de comparaciones cualitativas y cuantitativas de los diferentes medidores y pruebas realizadas, se verificó que el medidor multifásico cumple parcialmente con los requisitos establecidos por el Ministerio de Minas y Energía (MM&E), según la comparación con un método convencional de pruebas de pozo aceptado por el ente regulador. [2]

Atkinson y Colaboradores, analizaron los avances registrados en materia de mediciones de flujo multifásico y examinaron el uso de la misma para aplicaciones de medición permanente, levantamiento artificial y pruebas de pozos móviles, tanto en tierra firme como en áreas marinas. [3]

CVP y Rosneft, mencionan en el Plan de Desarrollo el modelo depositacional del Bloque Carabobo 2, la subdivisión del Miembro Morichal en 3 unidades, esquemas para el plan de desarrollo del Área Carabobo 2 Norte, incluyendo información sobre los pozos. Se describe de manera resumida el desarrollo de la infraestructura requerida, la producción inicial y criterios de diseño para facilidades de superficie. ^[4]

2.2. Descripción del Área de Estudio

2.2.1. Ubicación del Bloque Carabobo

El área de Carabobo, como se observa en la figura 3.1, corresponde al sector más oriental de la Faja Petrolífera del Orinoco. Se extiende desde el Sureste del Estado Anzoátegui y ocupa la parte Sur del Estado Monagas y un sector de occidente del Estado Delta Amacuro. Tiene una superficie total de 2.331km.

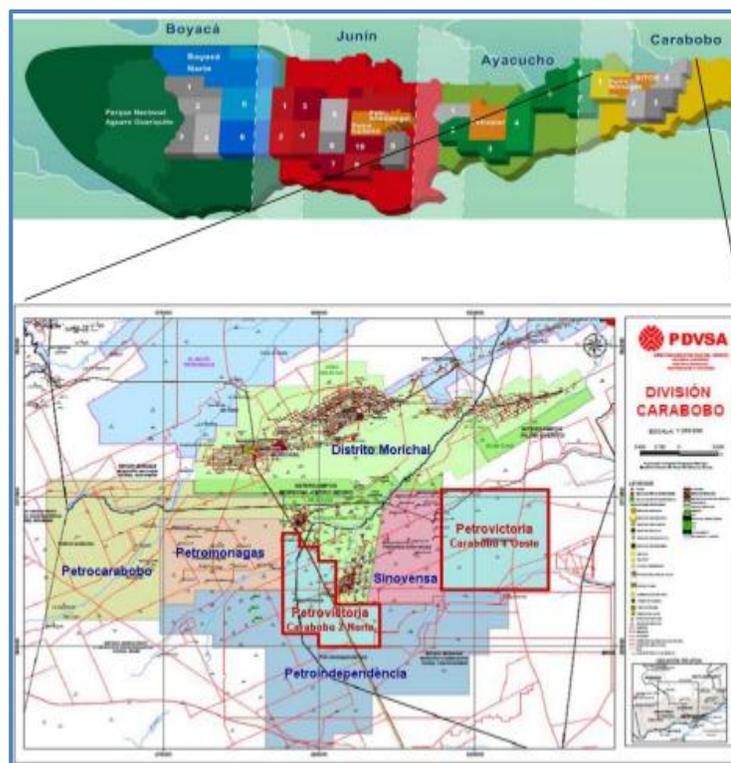


Figura 2. 1: Ubicación del Área de Carabobo. ^[5]

El Bloque Carabobo 2 está ubicado en la parte centro-sur del área, ocupando una superficie total de 468 km, a unos 60 Km al Noreste de Ciudad Bolívar y 70 Km al Noroeste de la ciudad de Puerto Ordaz (figura 3.2). Este bloque colinda con las Empresas Mixtas Petromonagas, Petroindependencia, Petrolera Sinovensa y con el Distrito Morichal. La Macolla A, está ubicada en el área de concesión de Petrovictoria en la zona Norte del Bloque Carabobo C2N, Estado Anzoátegui, Municipio Independencia. Posee un total de 15 pozos que se distribuyen en el Miembro Morichal superior e inferior (figura 3.3).

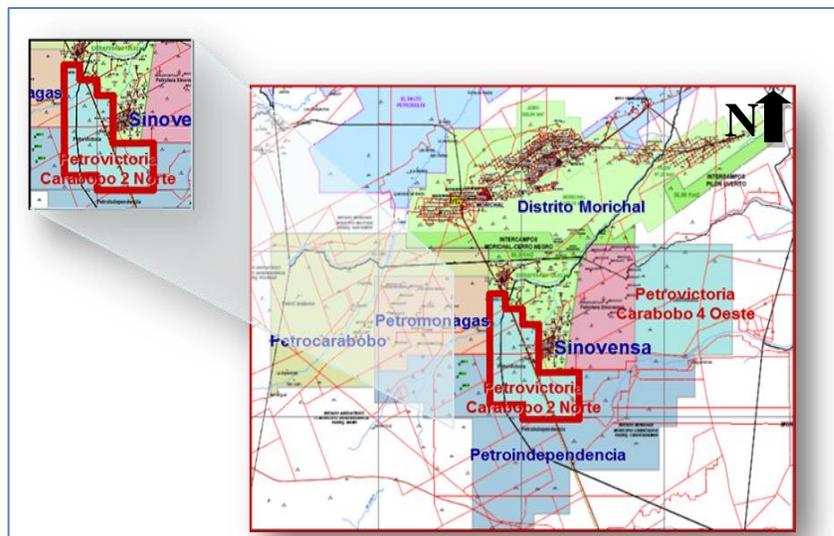


Figura 2. 2: Ubicación del Bloque Carabobo 2 Norte (C2N). ^[5]

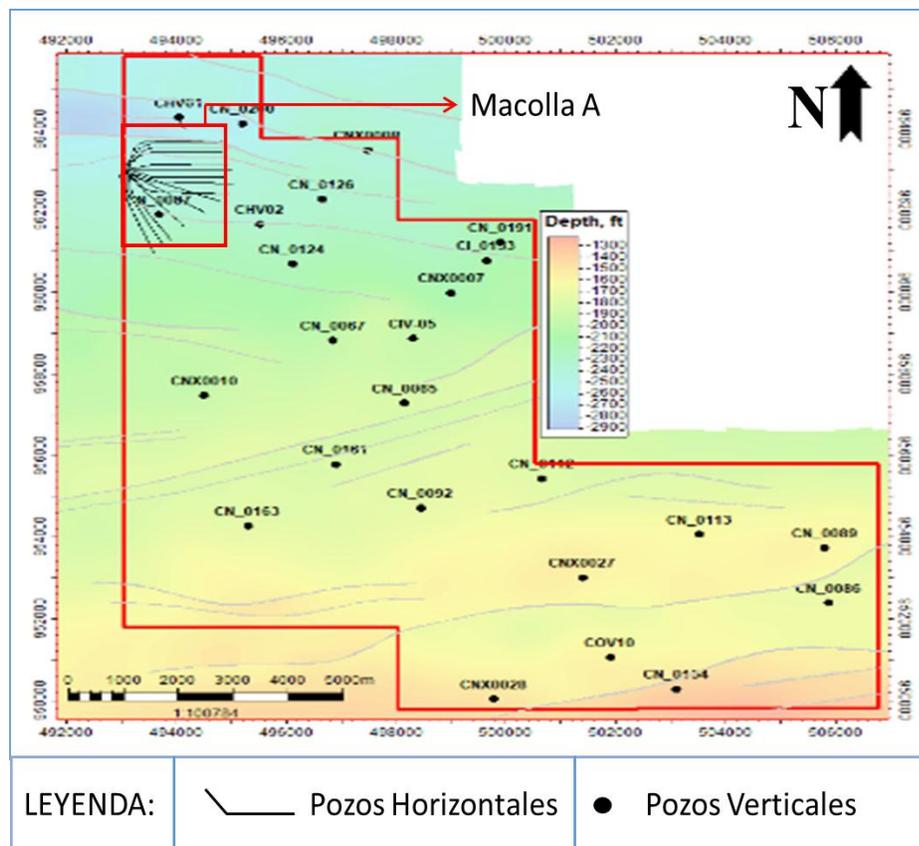


Figura 2. 3: Ubicación de la Macolla A. ^[5]

2.3. Bases Teóricas

2.3.1. Yacimiento de Petróleo

El Yacimiento de hidrocarburos es una acumulación de gas o petróleo en las rocas del subsuelo, formado por plegamientos o deslizamientos, como resultado de fenómenos físicos y químicos que ocurrieron en la corteza terrestre hace miles de millones de años. ^[6]

2.3.2. Clasificación del Petróleo

La industria mundial de hidrocarburos líquidos clasifica el petróleo de acuerdo con su densidad en Grados API (*American Petroleum Institute*) que diferencia las calidades del crudo. La clasificación de los crudos por rangos de gravedad °API utilizado en la industria venezolana de los hidrocarburos a condiciones normales se muestran en la tabla 2.1. ^[6]

Tabla 2.1: Cuadro comparativo de los tipos de crudo. ^[6]

Petróleo	Densidad (g/cm ³)	Densidad °API
Extrapesado	>1,0	<10
Pesado	1,00 - 0,92	10- 22,3
Mediano	0,92 - 0,87	22,3 – 31,1
Ligero	0,87 - 0,83	31,1 - 39,0
Superligero	< 0,83	> 39

La densidad, la gravedad específica o los grados API denota la relación correspondiente de peso específico y de fluidez de los con respecto al agua. ^[7]

2.3.3. Reservas de los Yacimientos

Las reservas son volúmenes de hidrocarburos presentes en los yacimientos que pueden ser recuperados por técnicas tradicionales o recobro primario. El concepto puede ampliarse cuando se piensa en inducir energía de yacimiento o cambios físico-químicos a la matriz de la roca y reología de los fluidos obteniéndose una recuperación de los yacimientos que mantiene el estado venezolano se clasifica las reservas de acuerdo al grado de certidumbre que se tenga de ellas. ^[7]

- **Reservas Probadas:** se considera reservas probadas el volumen de hidrocarburos contenido en yacimiento, que sido constatados mediante pruebas de producción y que, según la información geológica y de ingeniería de yacimiento disponible, puedan ser producidos comercialmente. ^[7]
- **Reservas Probables:** son aquellos volúmenes contenidos en áreas donde la información geológica y de ingeniería indica, desde el punto de vista de su recuperación, un grado menor de certeza comparado con el de las reservas probadas. ^[7]

- **Reservas Posibles:** son aquellos volúmenes contenidos en áreas donde la información geológica y de ingeniería un grado menor de certeza comparado con el de las reservas probables. ^[7]

2.3.4. Pozos Horizontales

Los pozos horizontales tienen un trazado con una sección recta, una sección de desvío, una sección de tangente, una segunda sección de desvío (la mayoría de las veces) y una sección horizontal. El pozo se perfora hasta un punto sobre el reservorio; luego se desvía y el ángulo aumenta hasta que alcanza generalmente los 90 grados. ^[8]

2.3.5. Pruebas de Producción

Es la medida de los fluidos producidos por un pozo en un periodo estable de producción. ^[9]

2.3.6. Potencial de Producción (PT)

Es la tasa máxima de producción estable de un pozo que puede ser alcanzada bajo condiciones óptimas de operación, el cual puede ser activo o inactivo con disponibilidad inmediata de producción, conectado a instalaciones de superficie y cumpliendo con las leyes, reglamentos y normas aplicables en materia de seguridad, ambiente y de utilización del gas. El potencial de un yacimiento o campo se expresa como la sumatoria de las medidas individuales del potencial de los pozos. El potencial de producción de un pozo se determina mediante pruebas de producción representativas. ^[9]

$$PT = \sum \text{Potenciales indiv. de los pozos en cat. 1 y 2 (B/D)}^{[9]} \quad (\text{Ec. 2.1})$$

2.3.7. Producción Disponible (PD)

Es el volumen de petróleo proveniente de los pozos activos medido en condiciones normales de operación. ^[9]

$$PD = (PT - PDif) \times FC \text{ }^{[9]} \quad (\text{Ec. 2.2})$$

Donde:

- PD: producción disponible (B/D)
- PT: potencial de producción (B/D)
- PDif: producción diferida (B/D)
- FC: factor de campo

2.3.8. Producción Diferida (PDif)

Es la porción del potencial de producción que no puede ser extraída, por no haberse alcanzado las condiciones óptimas de operación o por cierres eventuales planificados o no planificados. Corresponde a la diferencia entre el potencial promedio y la producción.^[9]

2.3.9. Producción Fiscalizada (PF)

El volumen de petróleo producido y medido en los puntos de fiscalización en presencia de representantes del Ente Regulador de Hidrocarburos.^[9]

2.3.10. Factor de Campo

Es la relación que expresa la precisión de la medición y la eficiencia de la infraestructura en el proceso de producción.^[9]

$$FC = \frac{\text{Prod. Fiscalizada Acumulada}}{\Sigma \text{ Pruebas de Pozos Representativas}} \times \text{días en prod. [adim]}$$

(Ec.2.3)

2.3.11. Dilución de Crudo Extrapesado

La dilución de crudos extrapesado (XP) es un proceso mediante el cual se mezcla un crudo XP (flujo primario) con otro fluido menos viscoso, el cual recibe el nombre de

diluyente. Esto permite obtener una mezcla de hidrocarburos con una viscosidad intermedia entre la del fluido primario y la del menos viscoso. El diluyente puede ser un crudo liviano o un crudo mediano, también se pueden usar derivados, tales como: kerosén, nafta, entre otros. ^[10]

La inyección del diluyente puede realizarse en el fondo o en la superficie del pozo. A su vez, la inyección en fondo puede hacerse en la succión o en la descarga de la bomba. La ventaja de hacerlo en la succión es que la viscosidad de los fluidos a la entrada de la bomba disminuye, lo cual propicia un mayor llenado de la cavidad, aumentando la eficiencia volumétrica. Por otro lado, la bomba maneja no solo fluidos del yacimiento, sino también el caudal del diluyente, lo cual disminuye la eficiencia global del sistema. ^[10]

2.3.12. Tasa de Petróleo (q_o)

Es la cantidad de petróleo extraído de un pozo o yacimiento en un periodo de tiempo específico, generalmente expresada en barriles por día. ^[11]

2.3.13. Corte de Agua (%AyS)

Es la proporción de agua producida en comparación con el volumen total de líquidos producidos en un pozo. Se expresa como porcentaje y es un indicador clave de la eficiencia de producción y de la cantidad de agua no deseada que se extrae junto con el petróleo. ^[11]

2.3.14. Relación Gas- Petróleo (RGP)

Es la relación entre el volumen de gas producido y el volumen de petróleo producido, esta relación es crucial para entender el comportamiento del yacimiento y planificar la producción. ^[11]

2.3.15. Flujo Multifásico

En el estudio del flujo multifásico, conocer el comportamiento de cada fase de la mezcla individualmente y a la vez cómo afecta su movimiento e interacción a las demás es fundamental. A continuación, se describirán las propiedades de los tres fluidos que conforman la mezcla (petróleo, gas y agua).^[12]

2.3.16. Patrones de Flujo para Tuberías Horizontales

Se definen siete regímenes principales de flujo para describir el flujo en una tubería horizontal o ligeramente inclinada. Estos regímenes se describen abajo en orden creciente de velocidad del vapor.^[12]

- a) **Flujo Estratificado:** el vapor fluye a lo largo del tope de la tubería y el líquido fluye a lo largo del fondo. La interfase es relativamente suave y la fracción ocupada por el gas y el líquido permanece constante.^[12]
- b) **Flujo Ondulante:** ocurre cuando el flujo de vapor aumenta con relación al flujo de líquido y la fricción resultante en la interfase forma olas de líquido. La amplitud de las olas se incrementa con el aumento del flujo de vapor.^[12]
- c) **Flujo tapón y Flujo Bache:** cuando el flujo de vapor alcanza cierto valor crítico, las crestas de las olas de líquido tocan el tope de la tubería y forman tapones espumosos. La velocidad promedio de líquido. En la estructura del tapón de vapor, el líquido es presionado de manera que el líquido es presionado de manera que el vapor ocupe la mayor parte del área de flujo en ese punto.^[12]
- d) **Flujo Burbuja:** la tubería se encuentra prácticamente llena de líquido y la fase de gas libre se presenta en pequeñas burbujas las cuales se mueven a diferentes velocidades exceptuando aquellas que por su densidad tienen pequeños efectos en el gradiente de presión.^[12]

- e) **Flujo Anular:** ocurre a muy altas de flujo de gas, en éste el líquido fluye como una película anular de espesor variable a lo largo de la pared, mientras que el vapor fluye como un núcleo a alta velocidad en el centro. Hay gran cantidad de deslizamiento entre las fases. Parte del líquido es extraído fuera de la película por el vapor y llevado al centro como gotas arrastradas. La película anular en la pared es más espesa en el fondo que en el tope de la tubería y esta diferencia decrece al distanciarse de las condiciones de flujo de tipo tapón. Corriente abajo de los codos, la mayor parte del líquido se moverá hacia el lado de la pared externa. ^[12]
- f) **Flujo Neblina:** cuando la velocidad del vapor en flujo anular se hace lo suficientemente alta, toda la película de líquido se separa de la pared y es llevada por el vapor como gotas arrastradas. Este régimen de flujo es casi completamente independiente de la orientación de la tubería o de la dirección del flujo. ^[12]

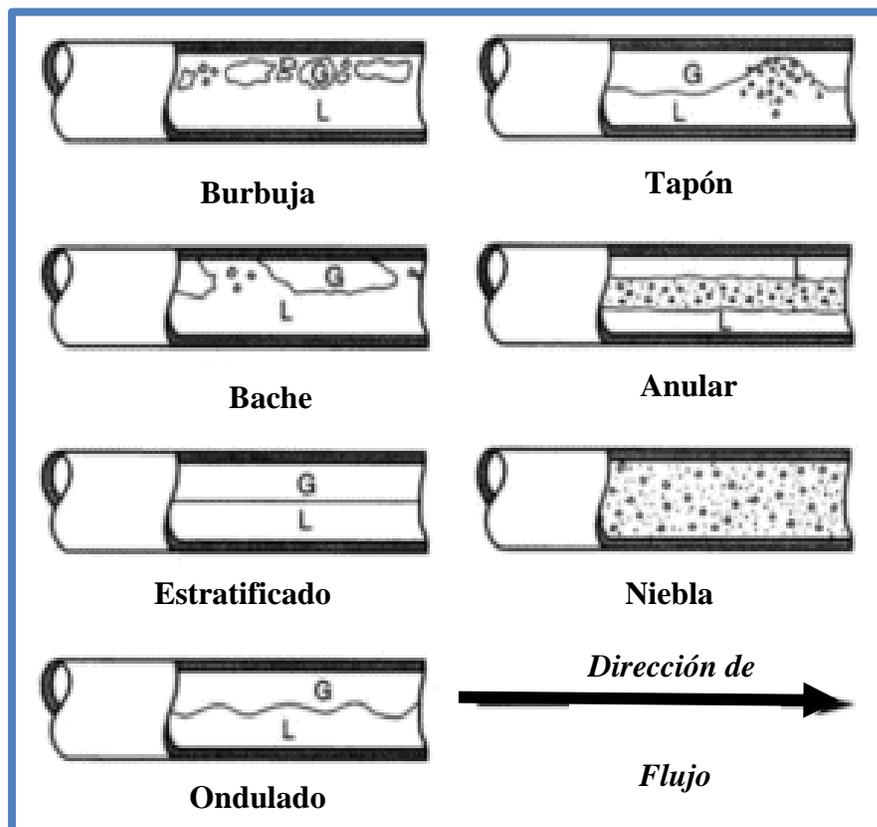


Figura 2.4: Patrones de Flujo para Tuberías Horizontal. ^[12]

2.3.17. Patrones de flujo para Tubería Vertical

El comportamiento del flujo en tuberías verticales donde la gravedad juega un papel muy importante, ha sido menos investigado que el flujo en tuberías horizontales. La mayor parte de la información disponible para flujo vertical se refiere a flujo ascendente.

Las condiciones bajo las cuales existen ciertos tipos de regímenes de flujo, dependen principalmente de la orientación de la tubería y de la dirección del flujo. En una situación donde el flujo ondulado y estratificado existiera en una tubería horizontal, inclinando la tubería en forma descendente, la velocidad relativa del líquido aumenta, quedando una mayor parte del área de flujo para el vapor. Por otro lado, inclinando la tubería en forma ascendente el líquido se drena, acumulándose hacia abajo hasta bloquear por completo la sección transversal. El vapor puede entonces no llegar a pasar a través del líquido y por lo tanto empuja tapones de líquidos a través de la sección inclinada de la tubería. Se han definido cinco regímenes de flujo principales para describir el flujo vertical. ^[12]

- a) **Flujo tipo Burbuja:** el líquido fluyendo en forma ascendente representa la fase continua, con burbujas dispersas de vapor subiendo a través de éste. La velocidad de la burbuja excede la del líquido debido a la flotabilidad. Cuando el flujo de vapor es incrementado, el tamaño, número y velocidad de las burbujas aumenta. Cuando el flujo de vapor es mayor que en tuberías horizontales, las burbujas mantienen su individualidad, sin unirse en tapones. ^[12]
- b) **Flujo tipo Tapón:** a medida que el flujo de vapor aumenta, las burbujas se unen y forman tapones los cuales ocupan la mayoría del área de sección transversal. Alrededor de cada tapón de vapor hay una película laminar de líquido la cual fluye hacia el fondo del tapón. Cuando el flujo de vapor se incrementa, la longitud y la velocidad de los tapones aumentan. ^[12]

- c) **Flujo Agitado:** cuando el flujo de vapor se incrementa aún más, la película laminar de líquido se destruye por la turbulencia del vapor y los tapones de vapor se hacen más irregulares. El mezclado de burbujas de vapor con el líquido se incrementa y se forma un patrón turbulento y desordenado donde los tapones de líquido que separan los sucesivos tapones de vapor se van reduciendo. ^[12]

- d) **Flujo Anular:** este régimen de flujo es similar al flujo anular en tuberías horizontales excepto que la separación entre las fases es afectada por la gravedad. Hacia arriba, la película de líquido anular baja por gravedad, lo cual incrementa la diferencia de velocidad entre el vapor y el líquido. Hacia abajo, ocurre lo contrario, la gravedad acelera el líquido y reduce la diferencia de velocidades entre el vapor y el líquido. En otras palabras, el espesor de la película de líquido es más uniforme alrededor de la circunferencia de la tubería que en el flujo horizontal. ^[12]

- e) **Flujo Burbuja Finamente Dispersa:** este régimen de flujo es esencialmente el mismo que el flujo tipo niebla en tuberías horizontales. Los altos flujos de vapor requeridos para dispersar completamente el líquido, eliminan esencialmente los efectos de la orientación y dirección del flujo. ^[12]

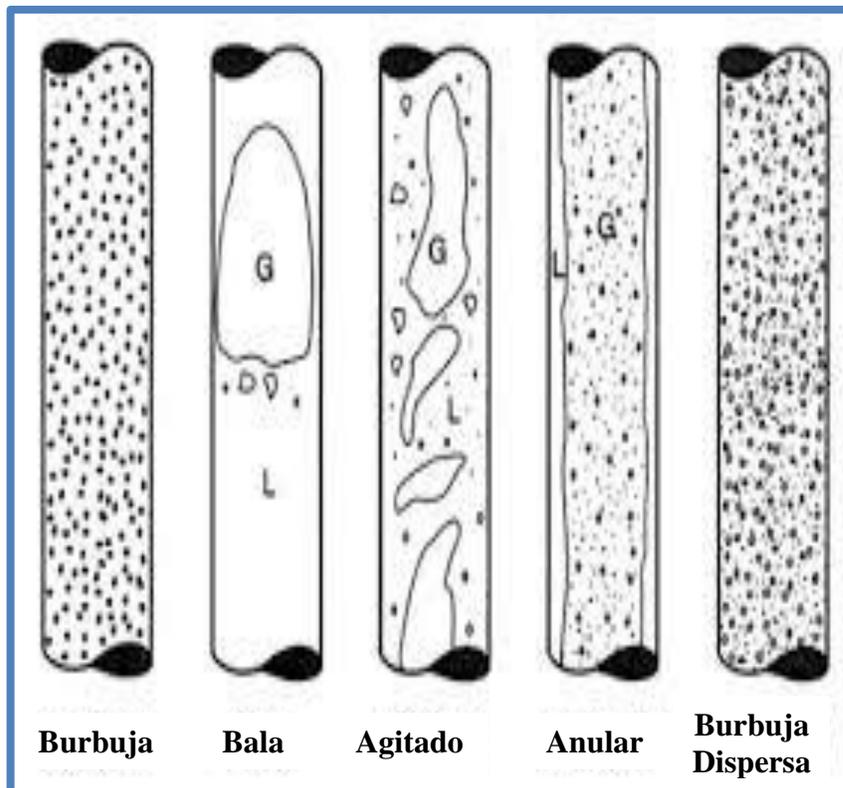


Figura 2. 5: Patrones de Flujo para Tuberías Verticales. ^[12]

2.3.18. Facilidades de Superficie

Son un conjunto de instalaciones y equipos ubicados en la superficie que se encargan de procesar, tratar y almacenar el petróleo. Está conformada por:

- **Sistema de Producción:** se basa en un conjunto de instalaciones cuyo objetivo consiste en el manejo de la mezcla de gas-petróleo desde que se extrae del yacimiento hasta que se realizan las operaciones de comercialización del petróleo y del gas. ^[13]
- **Estaciones de flujo:** es un conjunto de equipos interrelacionados entre sí con el objeto de separar, almacenar temporalmente y bombear los fluidos provenientes de los pozos que convergen en ella. En estas estaciones el crudo proveniente de los pozos productores es tratado en una primera instancia separando parte del gas contenido en el crudo mediante separadores. ^[13]

- **Separadores:** en estos dispositivos se realiza la separación del gas y los líquidos, ellos pueden trabajar a diferentes presiones, lo cual depende de la presión de la línea de flujo desde el pozo hasta la estación, y luego para el sistema de deshidratación. ^[13]
- **Múltiples de Producción:** es un conjunto de válvulas y tuberías donde convergen las líneas de flujo proveniente de los pozos, recolectando de esta forma los fluidos producidos. ^[13]
- **Tanques:** utilizados para almacenar el crudo y el gas después de la separación. Los tanques de lavado ayudan a separar el petróleo del agua residual. ^[13]
- **Bombas:** equipos que impulsan el crudo y el gas través de las tuberías hacia las estaciones de descarga o almacenamiento. ^[13]
- **Oleoductos:** es un sistema de tuberías diseñado para transportar petróleo y sus derivados a largas distancias, desde los yacimientos o refinerías hasta los puntos de consumo o exportación. ^[13]

2.3.19. Medidores Multifásico

A diferencia de los separadores convencionales, los medidores de flujo multifásico (MFM) miden continuamente el flujo de gas, petróleo y agua sin separar físicamente la corriente de flujo en fases de fluidos individuales. Los medidores de flujo multifásico reciben los fluidos trifásicos directamente desde una línea de flujo, realizan las mediciones e inmediatamente devuelven los fluidos a la línea de flujo (abajo). Estos medidores muestran los resultados de las mediciones a los pocos minutos de ser puestos en operación. La caída de presión producida en los medidores de flujo multifásico es significativamente menor que la que se produce en los separadores convencionales, lo que permite que las pruebas de pozos se realicen en condiciones de producción similares a las reales. ^[2]

2.3.20. Categorías de los Medidores Multifásico

Las siguientes son las principales categorías que pueden ser aplicadas en los MFM.

- Medidores In-line
- Medidores de separación
 - a) Separación completa de dos fases gas/líquido
 - b) Separación parcial
 - c) Separación en línea de muestreo

A continuación, se muestran las principales características de estos medidores y por qué son considerados de tipo multifásico, así como los principios de medición más comunes que utilizan. ^[14]

2.3.20.1. Medidores In-line: la característica principal de estos medidores es que todas las mediciones de las fracciones individuales de cada fase y el gasto total o individual de cada fase se realizan directamente en la línea de flujo multifásico, por lo tanto, no se requiere de separación y/o muestreo de los fluidos. El volumen de flujo de cada fase es representado por la fracción del área ocupada por dicha fase multiplicada por la velocidad de cada fase. Esto significa que un mínimo de seis parámetros tiene que ser medidos o estimados. Algunos MFM asumen que cualesquiera de las dos o tres fases viajan a la misma velocidad, así se reduce el número de requerimientos en la medición. En este caso, se debe emplear un mezclador o se deben establecer una serie de factores de calibración. ^[14]

Los MFM en línea emplean comúnmente una combinación de dos o más de las siguientes tecnologías y técnicas de medición:

- Principios de medición electromagnética ^[14]
 - ❖ Tecnología de microondas
 - ❖ Capacitancia
 - ❖ Conductancia

- Densitometría o espectrometría de rayos gamma
- Presión diferencial usando un tubo Venturi, V-cone u otros tipos de restricción.
- Desplazamiento positivo
- Ultrasónico
- Correlación cruzada de señales electromagnéticas, radiactivas, ultrasónicas (para calcular velocidades de flujo)

2.3.20.2. Medidores de separación: esta clase de medidores se caracterizan por realizar una separación completa o parcial de la corriente multifásica, seguida de una medición en línea de cada una de las tres fases, para después reintegrar las fases a una sola línea de flujo. El separador de prueba que podemos encontrar en casi cualquier plataforma de producción es básicamente un medidor de separación de dos fases o tres fases. ^[14]

a) Separación completa de dos fases gas/líquido: aquí la cualidad principal es la separación de la corriente multifásica, usualmente una separación total de gas y líquido. La corriente de gas es medida usando un medidor de gas con alta tolerancia al arrastre de líquidos, y el gasto de líquidos es determinado usando algún otro medidor. El gasto de agua puede ser medido posteriormente por un medidor de corte de agua.

[14]

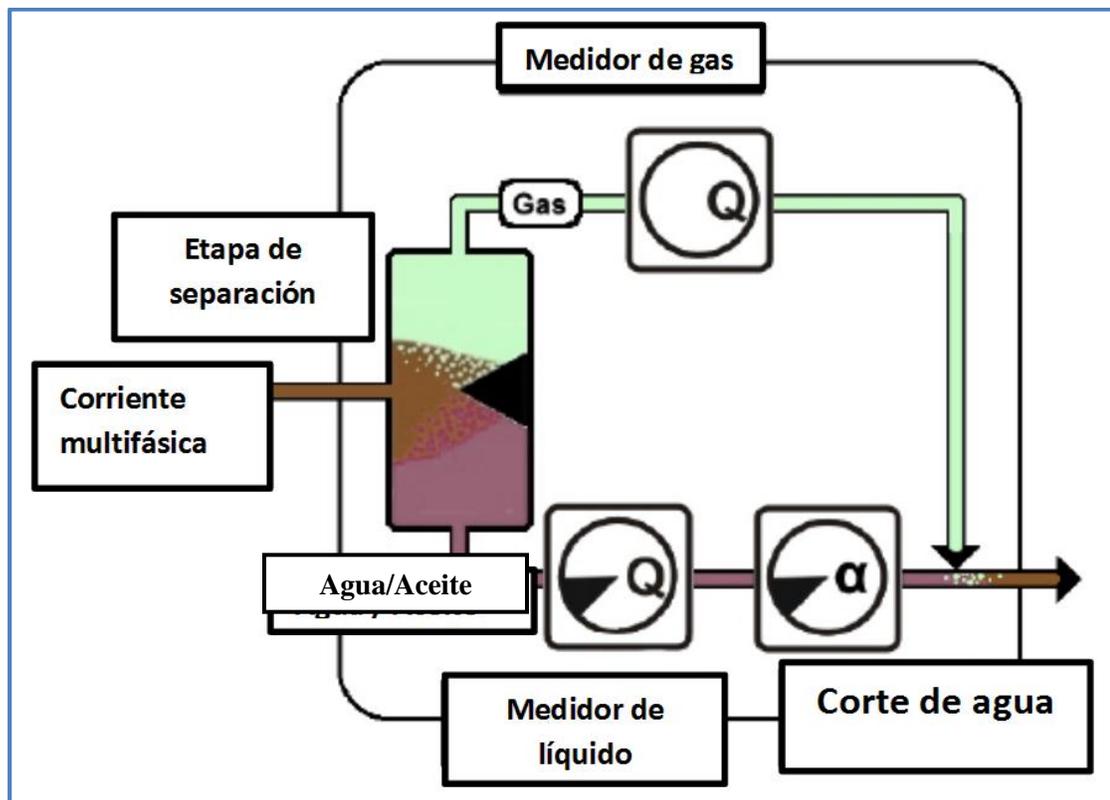


Figura 2. 6: Diseño de un medidor de separación completa. ^[14]

b) Separación parcial: contrario al anterior, ahora solamente una parte del gas se separa de la corriente multifásica a una línea secundaria de medición. Ya que la separación es parcial únicamente, debemos esperar que algo de líquido sea arrastrado con la corriente de gas, por lo que es necesario emplear un medidor de gas húmedo. La corriente multifásica restante tendrá una baja GVF (*gas volumen fraction*), por lo tanto, puede operar dentro de los parámetros de diseño de algún medidor convencional. ^[14]

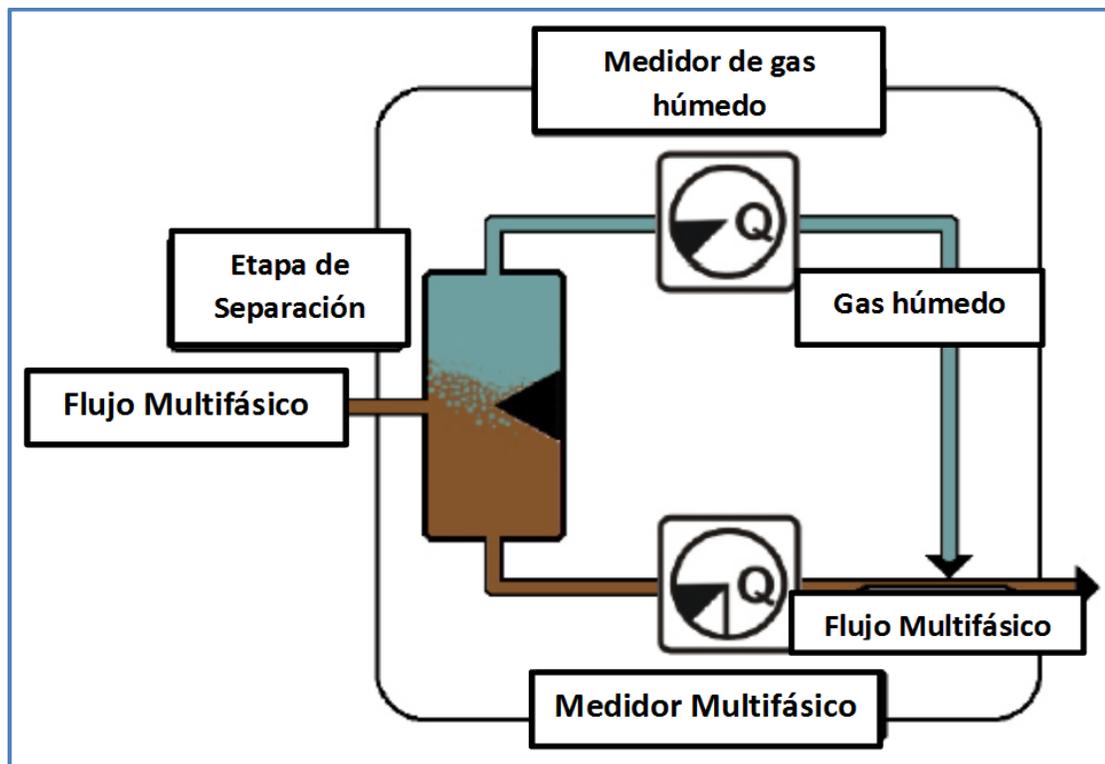


Figura 2. 7: Principio de diseño de un medidor de separación parcial. ^[14]

c) **Separación en línea de muestreo:** en este caso, la separación no es realizada como tal en la línea de flujo multifásico, sino en una tubería hacia la cual se desvía el flujo. La muestra es típicamente separada en gas y líquido, donde después puede determinarse la cantidad de agua que está inmersa en el aceite haciendo uso de un medidor de corte de agua. El gasto total de gas/líquido debe ser medido en la línea de flujo principal asumiendo que la línea hacia la cual se desvía el flujo es representativa de la principal. ^[14]

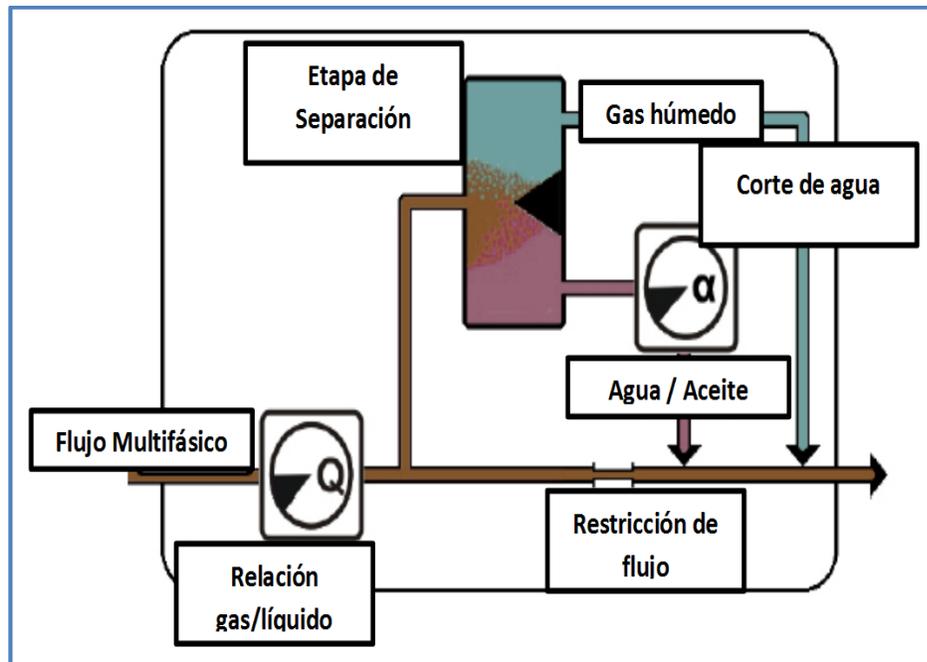


Figura 2. 8: Principio de un MFM con separación en la línea de muestra. ^[14]

En esta configuración se requieren tres mediciones para determinar la masa y el volumen de las tres fases. Las tecnologías comúnmente usadas son:

- Relación gas/líquido (RGL)
 - ❖ Atenuación gamma
 - ❖ Tubo vibratorio
 - ❖ Irrigación de neutrones
 - ❖ Ponderación
- Gasto multifásico
 - ❖ Correlación cruzada usando señales radiactivas, acústicas o eléctricas.
 - ❖ Diferenciales de presión usando Tubo Venturi, Cono V o Tubo Dalí
 - ❖ Mecánicas.
- Relación de agua en el líquido (WLR, *Water-in-Liquid Ratio*)
 - ❖ Impedancia eléctrica
 - ❖ Tubo vibratorio

2.3.21. Principios de Medición

Una corriente multifásica consiste de tres fases: petróleo, gas y agua. Para poder deducir el flujo volumétrico individual de estas fases, las fracciones y velocidades de cada una tienen que estar definidas, sabemos que al menos seis parámetros deben ser medidos o estimados. ^[14]

$$q_v = \alpha \times v \quad (\text{Ec. 2.4})$$

Donde:

- q_v : Tasa volumétrica correspondiente a la fase (m^3/s)
- α : Fracción de la fase (m^2)
- v : Velocidad de dicha fase (m/s)

Un medidor de flujo ideal tiene que realizar tres mediciones: fracción ocupada por cada fase, velocidad de cada fase y densidad de cada una. Dado todo esto, el gasto másico de cada fase puede ser calculado de la siguiente manera. ^[14]

$$q_m = q_v \times \rho \quad (\text{Ec. 2.5})$$

Donde:

- q_m : Tasa másica correspondiente a la fase (kg)
- q_v : Tasa volumétrica correspondiente a la fase (m^3/s)
- ρ : Densidad de la fase (kg/m^3)

La densidad del petróleo y agua se obtienen mediante una prueba PVT. Por lo tanto, los MFM son diseñados para medir la velocidad de los componentes y las fracciones de dos fases, ya que la suma de las fracciones debe ser igual a 1. La tasa de cada fase se encuentra al combinar la medida de cada fracción, de su densidad y su velocidad. ^[14]

2.3.21.1.Métodos para determinar velocidades de fase y caudal volumétrico

a. Medidor Venturi

Son usados usualmente para determinar la velocidad del flujo multifásico. En ellos la diferencial de presión a lo largo de la línea de flujo y la garganta del dispositivo es medida y puede ser relacionada al gasto a lo largo del tubo Venturi. ^[14]

Este medidor se basa en hacer pasar flujo por un área hidráulica reducida para provocar una caída de presión, la cual varía con el gasto, lo que permite determinar el gasto, conocida la caída de presión, esto, previa calibración del medidor que se emplee. El medidor Venturi generalmente se hace en una sola pieza y consta de los siguientes elementos, mostrados en la figura 2.9, una sección corriente arriba de igual diámetro de la tubería y provista de un anillo de bronce con una serie de aberturas piezométricas para medir la presión estática en esa sección, una sección cónica convergente, una garganta cilíndrica provista de un anillo piezométrico de bronce, una sección cónica con una divergencia gradual hasta alcanzar el diámetro original de la tubería. El ángulo cónico del cono divergente es entre 5° y 7° , los anillos piezométricos se conectan a uno y otro extremo respectivamente de un manómetro diferencial (o bien a un piezómetro cada uno de ellos). En este medidor, así como en el de placa de orificio, es necesario tener tramos rectos de la tubería adyacentes al medidor. ^[14]

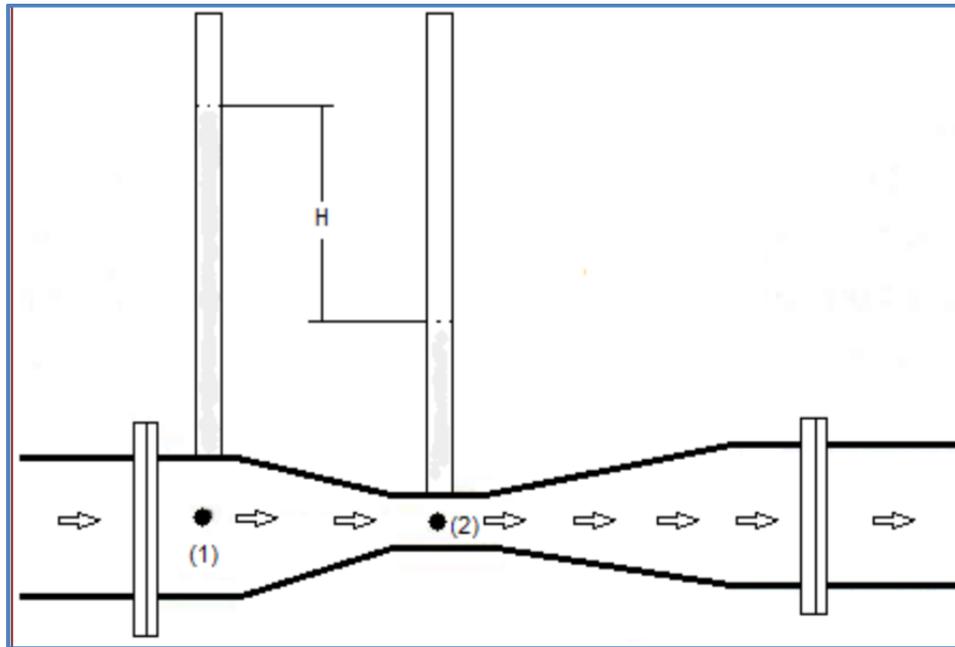


Figura 2.9: Medidor tipo Venturi. ^[14]

b. Correlación Cruzada

Medir la velocidad haciendo uso de una correlación cruzada es un método de procesamiento de señales común para determinar velocidades de flujo. Algunas propiedades de flujo son medidas por dos sensores idénticos en dos puntos distintos separados por una distancia conocida. Conforme el flujo pasa por los dos sensores, el patrón medido por el primer sensor será repetido por el segundo, pasando un periodo de tiempo (dt) correspondiente al tiempo que le toma a la corriente viajar del primer al segundo sensor. Las señales de ambos sensores pueden ser datos de entrada para una iteración de alguna correlación cruzada, en la cual la señal recibida en el segundo sensor es trasladada a la del primero en tiempo. El cambio en el tiempo que dé el mejor resultado entre las dos señales corresponde al tiempo que le toma a la corriente ir de un lugar a otro. Sabiendo la distancia entre los sensores, es posible calcular la velocidad de flujo.

c. Desplazamiento Positivo

Estos medidores miden el flujo volumétrico de un líquido o gas al separar la corriente en volúmenes conocidos y comparándolos con el tiempo que tardan en transitar. Veletas, engranes, pistones o diafragmas pueden ser usados para separar los fluidos. Como parte del MFM, un medidor de desplazamiento positivo medirá usualmente el volumen total del flujo multifásico. ^[14]

Este dispositivo es esencialmente de “cantidad de flujo”, es decir, toma una cantidad o porción definida del fluido entre dos aletas conectadas al rotor, y al girar éste, transmite el movimiento a un contador con la ayuda de un sistema de engranes, después, toma la siguiente porción y así sucesivamente. Sumando todas las porciones, se obtiene la cantidad total que se llevó a través del medidor. Los medidores de desplazamiento positivo se pueden dividir en cuatro clases principales, mostrados en la figura. ^[14]

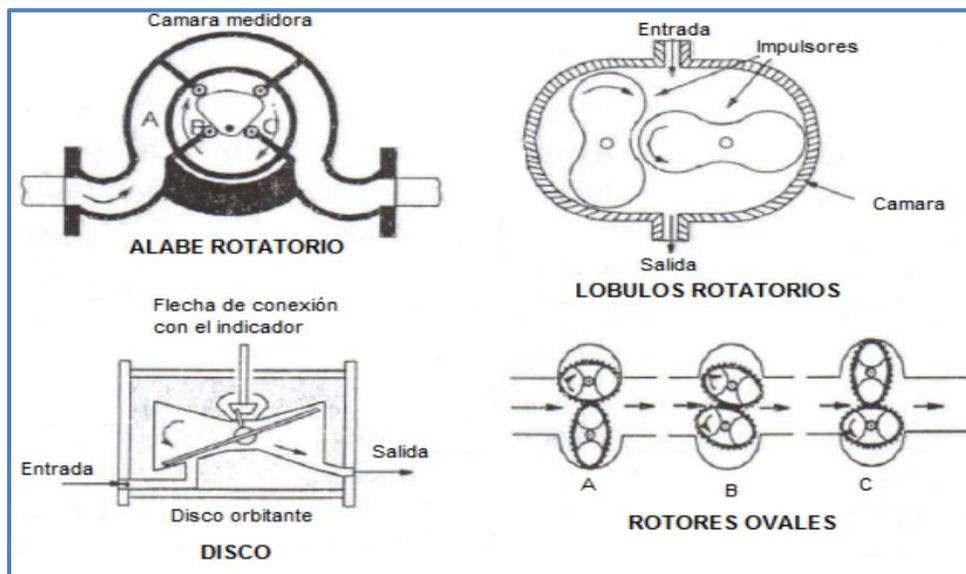


Figura 2. 10: Medidores de Desplazamiento Positivo. ^[14]

2.3.21.2. Métodos para determinar la fracción de cada fase

- a) Métodos de Rayos Gamma

El principio de medición por atenuación de rayos gamma es aplicable a todas las combinaciones posibles de caudales bifásicos y trifásicos. Hay pocas limitantes en la medición y ésta funciona en el rango 0-100 % en el corte de agua y 0-100 % en la fracción volumétrica del gas (GVF).^[14]

La medición con una fuente unitaria está basada en la atenuación de un haz estrecho ya sea de energía E, rayos gamma o rayos X. Nótese que el concepto de fuente unitaria, para ser aplicado como la única medición en el campo solamente puede ser usado en una corriente bifásica. En una tubería, con un diámetro interno d, conteniendo dos fases la atenuación es descrita como:

$$I_m(e) = I_v(e) \exp[-\sum_{i=1}^2 \alpha_i \mu_i(e) d] \quad (Ec 2.6)$$

Donde:

- $M_i(e)$: tasa medida
- $I_v(e)$: tasa medida cuando la tubería es evacuada
- μ_i : representa el coeficiente de atenuación linear para las dos fases
- α_i : fracción de las fases

b) Método de Impedancia Eléctrica

El principio del método de impedancia eléctrica para la medición de la fracción de cada componente parte de que el fluido en la sección de tubería es caracterizado como un conductor eléctrico. Al medir la impedancia eléctrica a través del diámetro de la tubería (usando electrodos de contacto o sin ellos), las propiedades de la mezcla de fluidos pueden ser determinadas. Por lo tanto, el gasto medido eléctricamente depende de la conductividad y la permitividad del aceite, gas y agua respectivamente.^[14]

La permitividad puede ser medida usando un sensor de capacitancia, usualmente se coloca un electrodo a cada lado del medio por el cual fluye la muestra,

dentro de la bobina, pero separados de la tubería de acero por un aislante eléctrico. Los electrodos actuarán como detectores de capacitancia y el resultado puede ser medido entre estos. Esta capacitancia variará cuando la permitividad cambie, esto es, cuando la cantidad fluyente de petróleo, agua o gas sea distinta. Este tipo de medición de la capacitancia funciona siempre y cuando el flujo de petróleo sea continuo, mientras el agua se mantenga dispersa en el petróleo y no forme un patrón continuo de flujo entre los electrodos. Normalmente el flujo de petróleo es continuo cuando el corte de agua se mantiene menor al 60 %, para cortes de agua mayores el flujo de agua sería más continuo. Para estos casos se tiene que reemplazar la medición de capacitancia por la conductividad.

La conductividad normalmente será medida al infundir una corriente eléctrica conocida o controlada al flujo y después medir la caída de voltaje entre los electrodos a lo largo de la sección de tubería aislada. La corriente puede ser generada por electrodos de contacto o indirectamente, induciéndola a través de bobinas. Conociendo tanto la corriente como la caída de voltaje, la resistencia o conductancia puede ser calculada usando la ley de Ohm; ya que la distancia entre los electrodos detectores también es conocida, midiendo la resistencia podemos transformarla en una medición de conductividad. ^[14]

c) Tecnología de Microondas

Las mediciones con microondas son también mediciones dieléctricas, pero son significativamente distintas de las de capacitancia ya que ambas frecuencias son más altas y los principios de operación de los sensores son distintos. ^[14]

- 1) Sensores de transmisión, medición en una sola frecuencia:** dos sondas son usadas, una para transmitir una señal y la otra para recibir la misma después de la transmisión a través del medio. Se debe tener mucho cuidado para evitar reflejos en la tubería. Alternamente, algunos tipos de sensores de transmisión de ondas

guiadas pueden ser usados. El sensor podría estar basado en la medición de la atenuación o el cambio de fase. ^[14]

2) Sensores de transmisión, medición en frecuencias variadas: porque la atenuación en fluidos con mucha agua es alta a altas frecuencias, es una ventaja el cambiar la frecuencia de medición con la permitividad del fluido. Algo particularmente útil es medir el cambio de fase tal que el medidor detecte la frecuencia: donde el cambio de fase es constante, el medidor buscará la frecuencia a la cual el cambio de fase es igual al valor establecido. ^[14]

3) Sensor resonador. La frecuencia de resonancia cambia con la permitividad del medio de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\varepsilon = \left(\frac{f_o}{f_r}\right)^2 \quad (\text{Ec. 2.7})$$

Donde:

- ε : es la permitividad de medio (1)
- f_o : es la resonancia del sensor lleno de aire (Hz)
- f_r : es la resonancia del sensor lleno de fluido (Hz)

Un MFM de microondas, usa el principio de resonancia para los pozos productores de petróleo y el principio de frecuencia de transmisión variable en pozos de grandes cortes de agua, usando las mismas sondas. Cuando la atenuación es baja, la tubería actúa como un resonador y cuando ésta es alta, la diferencia de fases entre las sondas receptoras es detectada. Al usar dos sets de sondas axialmente separadas por una distancia conocida, una correlación cruzada puede ser utilizada para medir la velocidad de flujo. Estos medidores tienen comúnmente un densímetro de rayos gamma para obtener las mediciones suficientes para resolver el sistema de ecuaciones. Con el densímetro es posible darnos cuenta de un alto contraste entre el líquido y el gas, mientras que con el sensor de microondas notamos un alto contraste

entre agua e hidrocarburos dado que la permitividad del agua es alta comparada con la del aceite y el gas.^[14]

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

Este capítulo presenta el desarrollo de la metodología y las actividades llevadas a cabo para el cumplimiento de los objetivos de este Trabajo Especial de Grado.

3.1. Revisión bibliográfica y recopilación de información

En esta etapa de la investigación se recopiló material referente al tema en estudio, tales como informes técnicos, libros de texto, trabajos especiales de grado, páginas web, publicaciones de la Sociedad de Ingeniero de Petróleo (SPE) e información técnica proporcionada por EMX. Petrovictoria; tales como el Plan de Construcción y/o Adecuación de las unidades de medición fiscal de crudo y gas, Memoria Descriptiva de Avance de Plan de Desarrollo, entre otros. Además, se consideró, las sugerencias y experiencias de distintos profesionales de las Gerencia de Yacimiento, Geociencias, Planificación y Producción.

Posteriormente se realizó la revisión bibliográfica relacionada con las características geológicas del área de estudio, histórico de pruebas de producción de cada pozo asociado a la Macolla C2N-A, producción de DCO (*dilute crude oil*), así como antecedentes relacionados al trabajo, necesarios para fundamentar una base teórica de todos los aspectos a desarrollar a lo largo de la investigación, que pudieran aportar mejoras para facilitar el cumplimiento de los objetivos subsiguientes.

3.2. Identificación de los pozos con mayor índice productivo perteneciente a la Macolla A del Bloque C2N

La etapa de revisión y recopilación de datos permitió crear un sistema de almacenamiento de información digitalizada y organizada para el manejo de datos: como la cantidad y estado de los pozos ubicados en el Bloque Carabobo 2 Norte e información del modelo geológico de los yacimientos asociados a la Macolla C2N-A.

A partir de los históricos de producción correspondientes a cada pozo en estudio, fue creado para cada uno de ellos un registro de los datos de la tasa de producción de petróleo, agua y gas, relación gas-petróleo e información de producción de DCO (*dilute crude oil*) de la Macolla C2N-A. En la figura 3.1 y figura 3.2, se muestra un ejemplo de la base de datos utilizada en el desarrollo del trabajo de grado.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1										
2	FECHA	POZO	TIEMPO (DÍAS)	NP MENSUAL (BN)	GP MENSUAL (PCN)	WP MENSUAL (BN)	RGP (PCN/BN)	Qo (BND)	Qg (PCND)	Qa (BND)
3	31/01/2018	CHV-A07	0	0	0	0		0	0	0
4	28/02/2018	CHV-A07	0	0	0	0		0	0	0
5	31/03/2018	CHV-A07	0	0	0	0		0	0	0
6	30/04/2018	CHV-A07	0	0	0	0		0	0	0
7	31/05/2018	CHV-A07	0	0	0	0		0	0	0
8	30/06/2018	CHV-A07	0	0	0	0		0	0	0
9	31/07/2018	CHV-A07	0	0	0	0		0	0	0
10	31/08/2018	CHV-A07	0	0	0	0		0	0	0
11	30/09/2018	CHV-A07	0	0	0	0		0	0	0
12	31/10/2018	CHV-A07	25	3.972	468.682	165	118	159	18.747	7
13	30/11/2018	CHV-A07	30	5.886	694.494	24	118	196	23.150	1
14	31/12/2018	CHV-A07	31	5.257	620.348	219	118	170	20.011	7
15	31/01/2019	CHV-A07	29	6.535	771.094	272	118	225	26.589	9
16	28/02/2019	CHV-A07	15	3.237	382.023	135	118	216	25.468	9
17	31/03/2019	CHV-A07	22	4.115	485.623	171	118	187	22.074	8
18	30/04/2019	CHV-A07	25	7.827	923.593	326	118	313	36.944	13
19	31/05/2019	CHV-A07	20	6.108	720.706	254	118	305	36.035	13
20	30/06/2019	CHV-A07	22	8.316	981.335	347	118	378	44.606	16

Figura 3.1: Base de datos de pozos

BASE DE DATOS (Autoguardado) - Microsoft Excel

Inicio Insertar Diseño de página Fórmulas Datos Revisar Vista

Calibri 11 Fuente Alineación Número Formato condicional Dar formato como tabla Estilos de celda Insertar Eliminar Celdas

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
	FECHA	PRODUCCIÓN OPERADA VOL NETOS (Bls)	DILUYENTE INYECTADO (Bls)	*API DEL DILUYENTE INYECTADO	PRODUCCIÓN DE DCO (Bls)	*API DEL DCO	GAS PRODUCIDO (MMPCND)	AGUA PRODUCIDA	%AyS	POZOS EN CATEGORIA 1	POZOS EN CATEGORIA 2
1											
2	01-Ene-24	5054	1621	50,00	6675	15,20	0,641	279	4,50	13	2
3	02-Ene-24	5046	1630	54,80	6676	15,30	0,641	282	4,60	13	2
4	03-Ene-24	5087	1650	50,70	6737	15,70	0,641	242	4,00	13	2
5	04-Ene-24	5072	1670	53,20	6742	15,80	0,641	237	4,20	13	2
6	05-Ene-24	5067	1640	56,00	6707	15,80	0,641	207	4,30	13	2
7	06-Ene-24	5064	1680	50,10	6744	15,70	0,641	209	4,30	13	2
8	07-Ene-24	5064	1680	50,10	6744	15,70	0,641	209	4,30	13	2
9	08-Ene-24	5030	1670	47,20	6700	15,70	0,641	301	4,80	13	2
10	09-Ene-24	6002	2066	49,20	8068	15,70	0,785	369	5,50	13	2
11	10-Ene-24	6510	2720	45,40	9230	15,60	0,898	393	5,60	13	2
12	11-Ene-24	7367	2952	47,50	10319	15,50	0,893	394	5,80	13	2
13	12-Ene-24	7298	3054	46,70	10352	15,80	0,897	420	5,80	13	2
14	13-Ene-24	7302	3159	52,90	10461	15,60	0,897	438	5,90	13	2
15	14-Ene-24	7306	2932	53,60	10238	15,60	0,897	426	5,80	13	2
16	15-Ene-24	7347	2457	52,40	9804	15,60	0,897	428	5,80	13	2
17	16-Ene-24	7328	2750	51,30	10078	15,60	0,878	416	5,80	13	2
18	17-Ene-24	7052	2530	45,20	9582	15,80	0,878	416	5,80	13	2
19	18-Ene-24	7080	2570	48,10	9650	15,80	0,878	432	5,50	13	2
20	19-Ene-24	7070	2580	48,60	9650	15,60	0,878	456	5,60	13	2
21	20-Ene-24	7082	2533	48,60	9615	15,70	0,878	430	5,50	13	2
22	21-Ene-24	7113	2539	47,60	9652	15,70	0,878	439	5,20	13	2
23	22-Ene-24	7420	2856	43,50	10276	15,90	0,910	473	5,90	13	2
24	23-Ene-24	7406	3072	43,10	10478	15,80	0,910	485	5,90	13	2
25	24-Ene-24	7426	3121	50,70	10547	15,60	0,910	473	5,70	13	2
26	25-Ene-24	7464	3287	57,20	10751	15,50	0,909	445	5,20	13	2
27	26-Ene-24	7475	3118	52,90	10593	15,80	0,909	416	5,20	13	2
28	27-Ene-24	7420	3282	52,10	10702	15,70	0,909	431	5,60	13	2
29	28-Ene-24	7531	2907	51,70	10438	15,20	0,909	425	4,80	13	2
30	29-Ene-24	7522	2859	58,80	10381	15,20	0,909	387	4,90	13	2
31	30-Ene-24	7478	2528	49,01	10006	15,30	0,909	390	5,50	13	2
32	31-Ene-24	7426	2996	44,80	10422	15,50	0,909	437	5,70	13	2
33	TOTAL	206909	78109	50,10	285.018	15,61	0,828	11786	5,26		
34	PROMEDIO	6674	2520	50,10	9194	15,61	0,828	380	5,26		
35	MAX.	7531	3287	58,80	10751	15,90	0,910	485	5,90		
36	MIN.	5030	1621	43,10	6675	15,20	0,641	207	4,00		
37											
38											

Hoja2 ENERO FEBRERO MARZO ABRIL MAYO JUNIO JULIO AGOSTO SEPTIEMBRE

Figura 3.2: Base de datos de producción en la Macolla C2N-A

3.2.1. Características de los yacimientos del Bloque Carabobo 2 Norte

Para esta etapa del estudio, consideró los datos oficiales de cada uno de los yacimientos involucrados en la Macolla A. También se consideró la información geológica 3D que integra los datos estructurales, estratigráfico, sedimentológico y petrofísico del Bloque Carabobo 2 Norte. La información geológica se ubicó en carpetas departamentales o servidor de la empresa, así como en el modelo 3D en Petrel. Este modelo 3D fue realizado por profesionales de la gerencia de geociencias. También se cuantificaron los pozos que corresponden a cada uno de los yacimientos y mediante la herramienta Centinela se obtuvo la clasificación por estado de los mismos. Se tomó en consideración la clasificación que se muestra en la tabla 3.1.

Tabla 3.1: Categorías de división de los pozos de acuerdo al estado por la herramienta Centinela

Categoría 1	Estados de pozos activos
Categoría 2	Estados de pozos inactivos capaces de producir inmediatamente
Categoría 3	Estados de pozos inactivos no capaces de producir inmediatamente
Categoría 5	Estados de pozos no económicos actualmente
Categoría 6	Estados de pozos de alivio de gas superficial
Categoría 7	Estados de pozos de gas
Categoría 8	Estados de pozos de inyección
Categoría 9	Estado de pozos abandonados

3.2.2. Comportamiento de producción de los pozos pertenecientes a la Macolla C2N-A

A partir de las tablas dinámicas con los datos de producción de los pozos, se realizaron gráficos por yacimiento, en escala lineal, con esquema de colores para los pozos y cada uno de los gráficos contiene:

- Tasa de petróleo, petróleo producido vs tiempo.
- Tasa de gas, gas producido vs tiempo
- Tasa de agua, agua producida vs tiempo.
- Relación gas petróleo vs tiempo.

En los gráficos utilizados, se plasma los datos de tasa de petróleo, gas, agua y relación gas/petróleo se muestran en el eje Y principal mientras que los datos de producción acumulada de petróleo, gas y agua el eje Y secundario. Estos datos se distribuyen a lo largo del eje X, que abarca un determinado periodo de tiempo de

estudio. En la figura 3.3, se puede observar la estructura de los gráficos, así como, en la tabla 3.2 se resumen las variables y unidades utilizadas

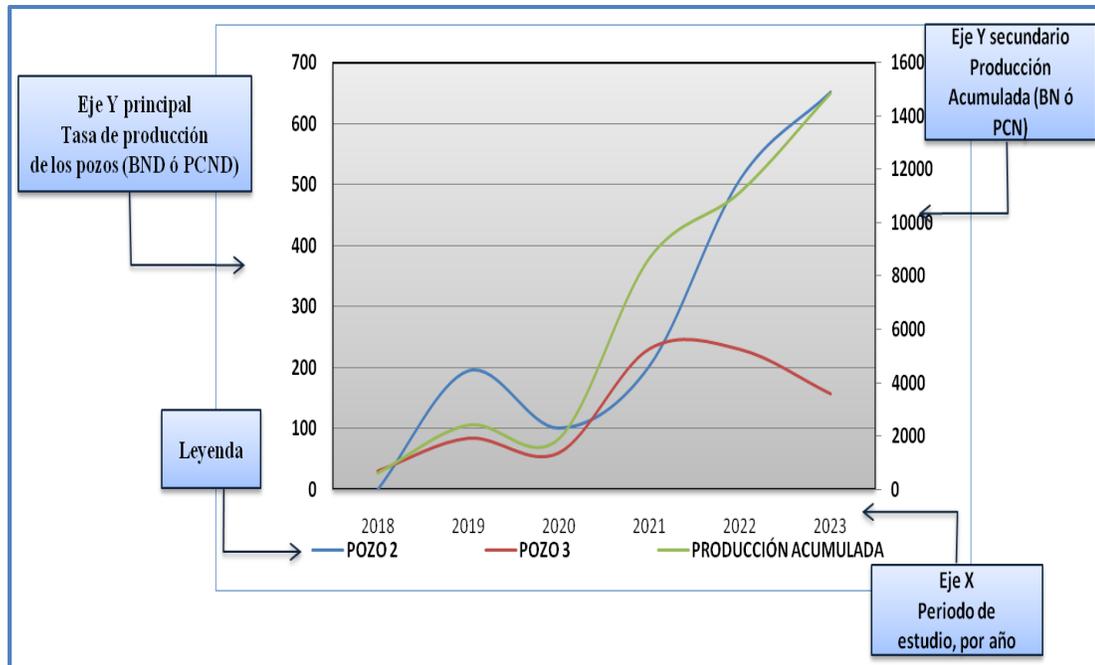


Figura 3. 3: Visualización de gráficas

Tabla 3.2: Unidades de medición utilizadas

Variables	Unidades
Tasa de petróleo (Q_o)	Barriles Normales Diarios (BND)
Tasa de agua (Q_a)	Barriles Normales Diarios (BND)
Tasa de gas (Q_g)	Pies Cúbicos Normales Diarios (PCND)
Relación gas petróleo (RGP)	Pies Cúbicos Normales entre Barriles Normales (PCN/BN)
Petróleo producido (NP)	Barriles Normales (BN)
Gas producido (GP)	Pies Cúbicos Normales (PCN)
Agua producida (WP)	Barriles Normales (BN)

3.2.3. Esquema de producción en superficie de la Macolla C2N-A

Mediante la implementación de la herramienta de software AutoCAD, programa de Diseño Asistido por Computadora (CAD), que proporcionó una amplia gama de

herramientas y funcionalidades y desarrollar un modelo digital del proceso de producción de la Macolla C2N-A. Con este modelo digital se permitió visualizar la línea de flujo de hidrocarburos desde el pozo hasta la macolla donde es diluido en el cañón principal de la misma. Se ha modelado las tuberías, válvulas y equipos. El proceso inicial considero:

- Recopilación de datos técnicos de la Macolla C2N-A
- Creación de la base del dibujo utilizando una plantilla y un sistema de coordenadas.
- Configuración de las unidades de dibujo que se muestra en la figura 3.4. La figura 3.5, muestra los principales comandos de AutoCAD 2023. En la figura 3.6, se observa el panel de herramientas de dibujos para configuración de comandos de forma manual

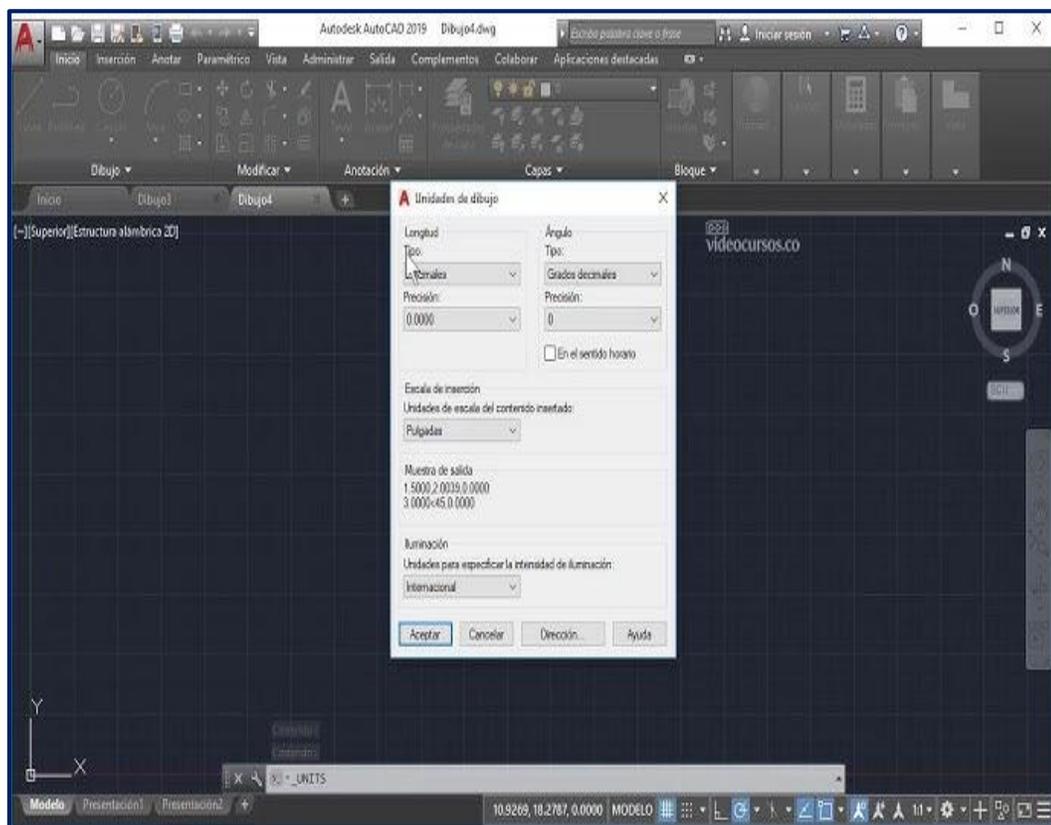


Figura 3.4: Panel de configuración de unidades de dibujo

COMANDO	ICON	QUE HACE	TECLADO	BARRA DE MENU
LINE		Dibuja segmentos de línea recta a partir de dos puntos seleccionados	L	DRAW-LINE
POLYLINE		Dibuja segmentos de polilínea en 2D	PL	DRAW-POLYLINE
PEDIT		Edita la polilínea seleccionada	PE	MODIFY-OBJECT-POLYLINE
PEDIT-JOIN		Une las líneas sueltas convirtiéndolas en una polilínea.	PE	MODIFY-OBJECT-POLYLINE
PEDIT-WIDTH		Con esta opción, asignamos espesor a las polilíneas	PE	MODIFY-OBJECT-POLYLINE
LIMITS	NO ICON	Con este comando podremos preestablecer los límites de nuestra área de dibujo	LIMITS	
GRID	NO ICON	o llamado también rejillas, es un patrón de puntos de referencia ajustable a nuestras necesidades.	F7	
EXPLODE		Explota una entidad compleja y la convierte en objetos simples. (Ej. Polilínea a Línea)	X	MODIFY-EXPLODE
DISTANCE		Mide la distancia y el ángulo entre dos puntos	DI	TOOLS-INQUIRY-DISTANCE
ERASE		Borra y elimina objetos dibujados	E	MODIFY-ERASE
OOPS	NO ICON	Restaura objetos borrados	OOPS	
ZOOM REALTIME		Aumenta o disminuye el tamaño en tiempo real	Z88	VIEW-ZOOM-REALTIME
ZOOM ALL		Ajusta todo lo dibujado al tamaño de los límites definidos.	Z8A8	VIEW-ZOOM-ALL
ZOOM EXTEND		Ajusta todo lo dibujado al cuadro del área de dibujo	Z8E	VIEW-ZOOM-EXTEND
ZOOM WINDOWS		Ajusta lo seleccionado por una ventana, al cuadro del área de dibujo.	Z8	VIEW-ZOOM-WINDOWS
ZOOM PREVIOUS		Retorna al zoom o vista anterior	Z8P8	VIEW-ZOOM-PREVIOUS
PAN REALTIME		Desplaza la pantalla en cualquier dirección	P	VIEW-PAN-REALTIME

Figura 3.5: Comandos de AutoCAD

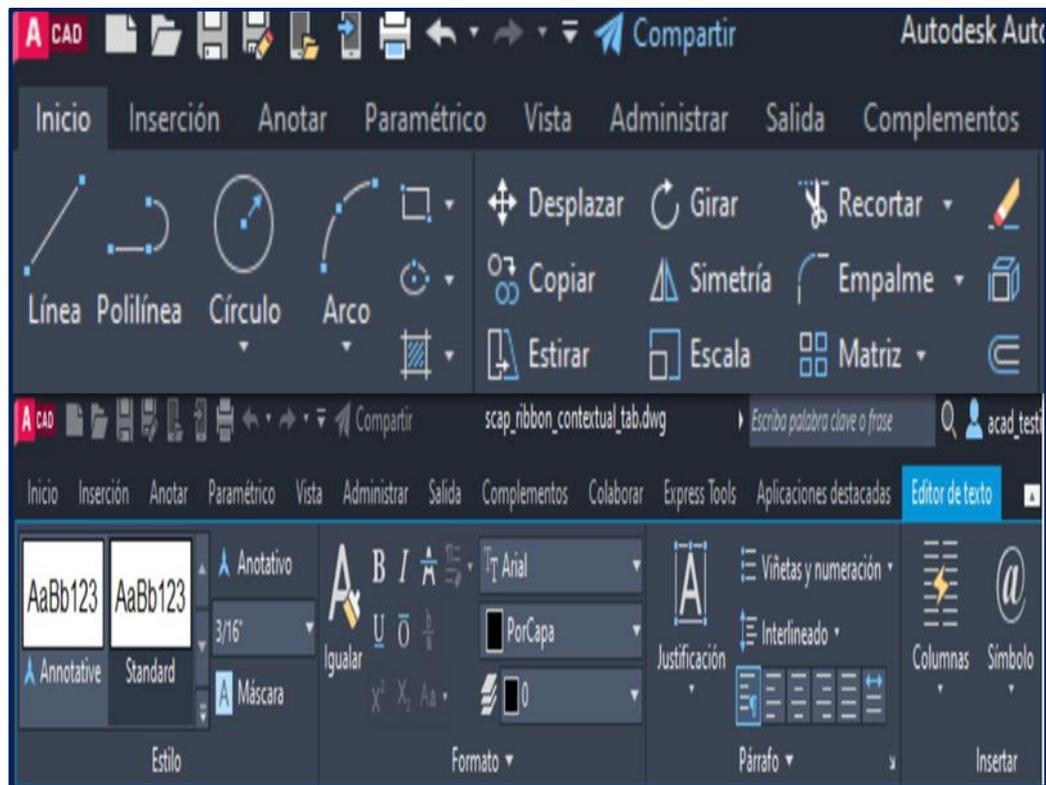


Figura 3.6: Panel de herramientas de dibujos

3.2.4. Estudio de producción de crudo diluido (DCO) de la Macolla C2N-A

A partir de reportes operacionales de producción suministrados por la empresa, se obtuvieron los datos relacionados a la inyección de diluyente y producción de crudo diluido (DCO), gas y agua. Estos datos fueron organizados de igual manera en tablas dinámicas para facilitar su manejo y elaboración de los gráficos para su estudio. En la tabla 3.3 se muestran las variables y sus respectivas unidades de medición, las cuales se mencionan a continuación:

- Inyección de diluyente y Crudo diluido producido versus Tiempo
- °API del diluyente, °API del DCO versus Tiempo
- Gas producido versus Tiempo
- Agua producida versus Tiempo

Tabla 3.3: Unidades de medición utilizadas

Variable	Unidades de Medición
Crudo extrapesado	Barriles Normales Diarios (BND)
Inyección de diluyente	Barriles Normales Diarios (BND)
Crudo diluido producido	Barriles Normales Diarios (BND)
Gas producido	Pies Cúbicos Normales Diarios (PCND)
Agua producida	Barriles Normales Diarios (BND)

3.3. Descripción de las opciones tecnológicas en función de las características del yacimiento de la Macolla A del Bloque C2N

Existen varias opciones tecnológicas para la medición multifásica, así como empresas que ofrecen estos servicios y que cuentan con amplia experiencia y conocimiento técnico en esta área. Se consideró las empresas Vox Analyzer, Yokogawa, AgarCorp Venezuela y Prieto Fiorentini, ya que cumplen con los estándares y regulaciones establecidos por el Ministerio de Hidrocarburos y posee antecedentes de servicios con PDVSA. Esto garantiza que la tecnología seleccionada esté alineada con los requisitos normativos vigentes en el país, lo que es fundamental para asegurar que las mediciones realizadas sean válidas y aceptadas por las autoridades competentes.

Durante esta fase, se llevó a cabo una investigación exhaustiva para poder hacer una descripción detallada de los métodos de medición multifásica. Se realizaron tablas para organizar de manera clara y concisa la información sobre las características técnicas de las tecnologías de medición multifásica ofrecidas por dichas empresas. Este proceso permitió obtener un panorama completo y bien estructurado de las diferentes opciones disponibles, lo que a su vez proporciona un sólido sustento técnico para describir las características y capacidades de cada una de estas soluciones de medición

multifásica. Esto fue fundamental para poder seleccionar la alternativa más adecuada a las necesidades específicas y además el cumplimiento de los estándares y regulaciones.

3.3.1. Parámetros considerados para la descripción de las diferentes tecnológicas de medición multifásica

Para realizar las tablas se consideró variables claves que permiten la evaluación completa y precisa de las tecnologías de medición. A continuación, se presentan en la tabla 3.4 los datos más relevantes:

Tabla 3.4: Definición de las variables para la descripción de las opciones tecnológicas de medición

Datos Técnicos	Rango de Medición	Valores máximos y mínimos que el equipo puede medir con precisión.
	Exactitud	Precisión del equipo en sus mediciones. Generalmente expresada como porcentaje del rango de medición.
Condiciones Operativas	Presión de Operación	Rango de presión en el que el equipo puede operar de manera eficiente.
	Temperatura de Operación	Rango de temperatura en el que el equipo puede operar de manera eficiente.
Condiciones Ambientales	Temperatura	Rango de temperatura ambiental en el que el equipo puede operar de manera eficiente.
	Humedad Relativa	Rango de humedad presente en el ambiente que puede soportar el equipo.
Características Físicas	Dimensiones	Tamaño físico del equipo.
	Materiales de Construcción	Materiales utilizados en la fabricación del equipo, importante para la durabilidad y resistencia a la corrosión.
	Interfaz de Comunicación	Sistema para la transmisión de datos, integración de sistemas y protocolo de seguridad.
Tecnologías de Medición	Principio de Funcionamiento	Tecnología utilizada para la medición.
	Tipo de Medidor	Intrusivo o no intrusivo.
	Capacidades Adicionales	Función adicional como monitoreo de salinidad, detección de arena, entre otros

3.4. Selección de la tecnología de medición multifásica para el proceso de producción en la Macolla A

La selección de un tipo de tecnología para medir el flujo multifásico depende de una serie de parámetros de diversa índole. El éxito depende de los parámetros de medida y de aplicación de mayor impacto. Para clasificar las tecnologías de medición, se realizó un esquema donde se dividieron los parámetros en tres grupos de criterios, tomando en cuenta factores de diseño, técnico y condiciones ambientales que pueden impactar en la elección de las tecnologías y en el proceso de medición.

El enfoque utilizado para facilitar este proceso se basa en el Proceso de Análisis Jerárquico (AHP) que facilita la toma de decisiones. Este método descompone un problema complejo en una jerarquía de objetivos, criterios y alternativas, lo que permite un análisis más claro y sistemático. El enfoque considera el objetivo final, las dimensiones relevantes, las preferencias de los involucrados, y una matriz de evaluación que combina aspectos cuantitativos y cualitativos. El objetivo principal de esta herramienta es crear un método estructurado y riguroso para evaluar y comparar de manera efectiva las diferentes alternativas de tecnologías de medición del flujo multifásico. De esta forma se consideró tanto datos numéricos como aspectos subjetivos relevantes en la selección de la tecnología que satisfaga de manera eficiente los requisitos y necesidades del proyecto.

3.4.1. Pasos de la construcción de la matriz

- **Definición de los parámetros**

Para comparar las características de los medidores de flujo multifásico se tomó en cuenta los parámetros más importantes para la medición de producción de la Macolla A, y se distribuyó en tres criterios fundamentales, mostrados en la tabla 3.4 se muestra la nomenclatura utilizada y la tabla 3.5.

Tabla 3.5: Nomenclatura de los criterios

GRUPO	1	2	3
Criterios	TÉCNICOS	DE DISEÑO	AMBIENTALES
Nomenclatura	T	D	A

Tabla 3.6: Definición teórica y parámetros de cada uno de los criterios

GRUPO	CRITERIO	DEFINICIÓN	PARÁMETROS
1	T	Se refieren a las especificaciones y requisitos que deben cumplir los medidores multifásicos para garantizar su precisión y fiabilidad	<ul style="list-style-type: none"> ● Rango de Funcionamiento (WC y GVF) ● Viscosidad ● Precisión ● Temperatura ● Presión ● Max. Caída de presión
2	D	Especificaciones de fabricación que deben cumplir para que sean capaces de operar de manera eficiente	<ul style="list-style-type: none"> ● Patrones de flujo ● Interfaz de comunicación ● Montaje ● Materiales de Construcción
3	A	Condiciones externas que pueden afectar a los sensores y, por lo tanto, la exactitud de las mediciones	<ul style="list-style-type: none"> ● Temperatura ● Humedad

- **Asignación de pesos a cada criterio**

Se le asignó a cada criterio un peso en porcentaje según criterios de expertos que refleja su importancia en la selección de la tecnología de medición, con suma total igual a 100%. Para establecer la importancia relativa de cada criterio en comparación con los restantes, se desarrolló una matriz de valoración de criterios (M.V.C). Esta matriz se lee por filas y tiene como objetivo establecer la importancia relativa de cada criterio en comparación con los restantes.

Para rellenar la matriz de valoración de criterios, se compara cada criterio fila con todos los criterios columna en la matriz, asignándole en las casillas de la fila. El resultado preliminar de la comparación se muestra en la tabla 3.8, de acuerdo con una escala mostrada en la tabla 3.7 y con una nomenclatura ya mostrada en la tabla 3.5.

Tabla 3.7: Rango de ponderación por su nivel de importancia

Cuantitativa	Cualitativa
0,5	Si el elemento fila es menos importante que el elemento columna.
1	Si el elemento fila es igual de importante que el elemento columna
2	Si el elemento fila es más importante que el elemento columna.
3	Si el elemento fila es mucho más importante que el elemento columna.

Tabla 3.8: Ponderación preliminar de la valoración de los criterios

M.V.C	T	A	D	Total, de la Fila
T	1	3	2	6
A	0,5	1	1	2,5
D	0,5	2	1	3,5

- **Calificación de los parámetros**

Basados en la información técnica de cada tecnología descrita en la fase anterior se evaluó cada una en función de las necesidades de medición de producción en la Macolla A y se le asignó ponderaciones numéricas mostradas en la tabla 3.9, de acuerdo a su estado de compatibilidad con dichas necesidades.

Tabla 3.9: Rango de puntuación por su nivel de compatibilidad

Cuantitativa	Cualitativa	DEFINICIÓN
2	Compatible	Se refiere a que cumple con los requisitos y puede trabajar eficazmente
1	Compatible bajo ciertas condiciones	Puede ser necesario realizar ajustes o modificaciones en el sistema para asegurar su correcto funcionamiento
0	Incompatible	No puede funcionar correctamente debido a diferencias en las especificaciones o parámetros

- **Definición de la puntuación**

Luego de evaluar cada tecnología por el peso correspondiente, se suma los resultados para obtener una puntuación total. Esta puntuación total determina la clasificación de cada una de las tecnologías en estudio. El rango de valores para la clasificación se muestra en la tabla 3.10.

Tabla 3.10: Rango de valores para la clasificación

CLASIFICACIÓN	
Cuantitativa	Cualitativa
80-100 %	APLICABLE Y FACTIBLE
50-80%	APLICABLE PERO NO FACTIBLE
0-50%	NO APLICABLE

Finalmente, en la figura 3.7, se muestra un ejemplo de la organización y visualización de la información de la matriz de evaluación. En esta se puede apreciar los criterios de evaluación, pesos asignados y puntuación final de las tecnologías de medición multifásica evaluados.

1) EVALUACIÓN DE LOS PARÁMETROS			
CRITERIOS	PARÁMETROS	TECNOLOGÍA 1	TECNOLOGÍA 2
TECNICOS 50%	TEMPERATURA	2	0
	PRESIÓN	2	1
	VISCOSIDAD	1	2
TOTAL		5 (42%)	3 (25%)

CRITERIOS	PARÁMETROS	TECNOLOGÍA 1	TECNOLOGÍA 2
DISEÑO 30%	INTERFAZ DE COMUNICACIÓN	2	0
	DIÁMETRO	2	2
	MONTAJE	2	2
TOTAL		6 (30%)	4 (20%)

CRITERIOS	PARÁMETROS	TECNOLOGÍA 1	TECNOLOGÍA 2
DE AMBIENTE 20%	TEMPERATURA	2	1
	HUMEDAD	1	0
	V. DEL VIENTO	1	0
TOTAL		5 (42%)	3 (25%)

2) CÁLCULO DE LA PUNTUACIÓN		
CRITERIOS	TECNOLOGÍA 1	TECNOLOGÍA 2
TECNICOS 50%	42%	25%
DISEÑO 30%	30%	20%
DE AMBIENTE 20%	13%	3%
TOTAL	85%	48%

3) CLASIFICACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS		
RANGO	CLASIFICACIÓN	TECNOLOGÍA
80-100 %	APLICABLE Y FACTIBLE	1
50-80%	APLICABLE PERO NO FACTIBLE	2
0-50%	NO APLICABLE	NO HAY

Figura 3.7: Visualización previa de la matriz de evaluación

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1. Identificación de los pozos con mayor índice productivo perteneciente a la Macolla C2N-A

4.1.1. Características de los yacimientos del Bloque Carabobo 2 Norte

El Bloque Carabobo 2 Norte está conformado actualmente por 8 yacimientos con crudo del 8 a 9 °API y presiones iniciales de yacimiento entre 1.300 y 671 psi. Estos yacimientos están en las unidades del Miembro Morichal (inferior, medio y superior), Jobo y Pilón. Los yacimientos son OFIP CNX 8, OFIJS CNX10, OFIJI CN105, OFIMS CNX 18, OFIMS MA 97, OFIMM CN 93, OFIMI CNX 20 y OFIMM CNX 26. Los pozos productores objetos de estudio están asociados a los yacimientos OFIMS CNX 18, OFIMI CNX 20 y OFIMM CNX 26. En la tabla 4.1, se presentan los datos básicos de los yacimientos oficiales del área.

Tabla 4.1: Datos básicos del yacimiento del Bloque Carabobo 2 Norte

Yacimiento	Unidad Estratigráfica	Ø (%)	So (%)	K (mD)	Presión Inicial (lpc)	Temperatura (°F)	POES (MMBM)
OFIP CNX 8	Pilón	31	80	4.48 3	671	108	3891,35 1
OFIJS CNX10	Jobo superior	32	77	4.35 1	760	71	2080,65 6
OFIJI CN105	Jobo inferior	31, 5	80, 8	4.58 4	716	66	404,635
OFIMS CNX 18	Morichal superior	30, 7	86, 1	4.85 9	1117	109	2497,28 5
OFIMS MA 97	Morichal superior	30, 7	86, 1	4.84 6	671	61	5206,90 9
OFIMM CN 93	Morichal medio	32	89	4.61 8	939	89	4453,76 2
OFIMI CNX 20	Morichal inferior	31, 4	84, 4	4.48 3	1296	128	600,505
OFIMM CNX 26	Morichal medio	32	89	5.69 9	1207	118	4115,68 9

En la figura 4.1, se muestra un mapa base de los pozos del Bloque C2N, el cual cuenta con un total de 39 pozos, donde 24 pozos son tipo vertical, desviados tipo slants y 15 pozos son horizontales, productores pertenecientes a la Macolla A.

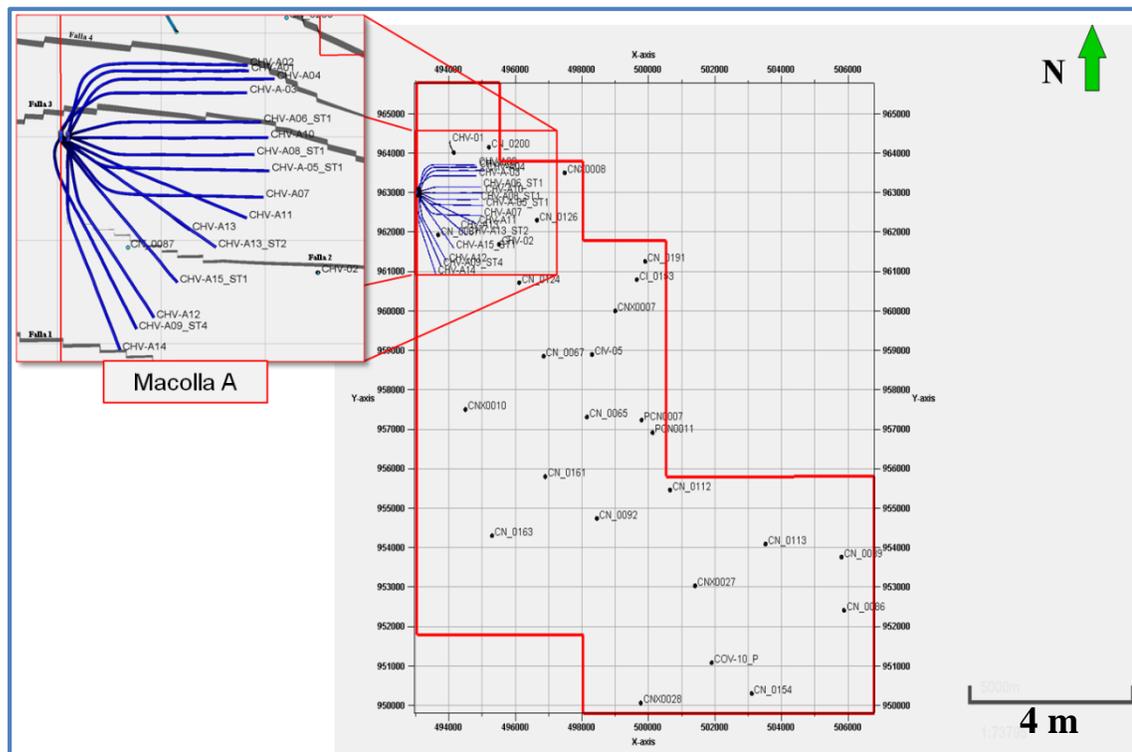


Figura 4. 1: Vista 2D del mapa base de la ubicación de los pozos del Bloque Carabobo 2 Norte.

La figura 4.2, muestra el estado de los pozos. Para el caso del Bloque Carabobo 2 Norte tienen tres (3) categorías: categoría 9 (pozos abandonados), categoría 5 (pozos no económicos actualmente) y categoría 1 (pozos activos). La mayoría de los pozos, es decir 48 % se encuentran abandonados, mientras que un 13% de los pozos están esperando abandono por no ser rentable mantenerlos produciendo y luego se tienen 38 %, (15 pozos) son pozos horizontales activos pertenecientes Macolla A (tabla 4.2) los cuales drenan los yacimientos OFIMI CNX 20, OFIMM CNX 26 y OFIMS CNX 18, pertenecientes a la Formación Oficina. La profundidad de los yacimientos oscila entre 2600 ft y 3000 ft.

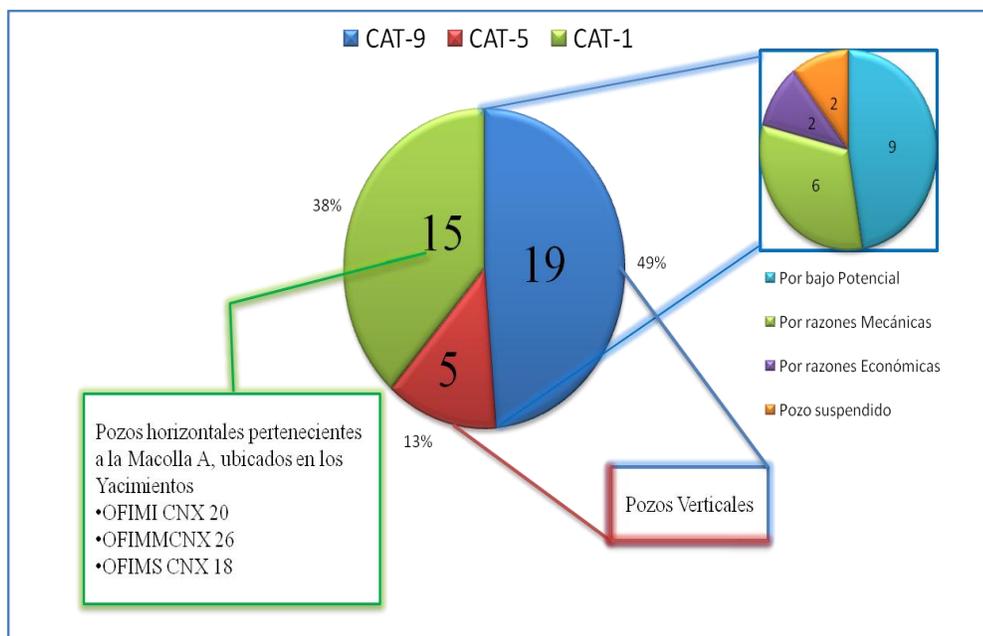


Figura 4. 2: Categorías de los pozos

Tabla 4.2: Pozos horizontales que integran la Macolla A

Yacimiento	Pozo	Miembro Estratigráfico	Estado	Tipo
OFIMS CNX 18	CHV-A01	Morichal superior	Activo	Productor
	CHV-A03		Activo	Productor
	CHV-A05		Activo	Productor
OFIMI CNX 20	CHV-A02	Morichal inferior	Activo	Productor
	CHV-A04		Activo	Productor
	CHV-A06		Activo	Productor
	CHV-A08		Activo	Productor
	CHV-A10		Activo	Productor

OFIMM CNX 26	CHV-A11		Activo	Productor
	CHV-A12		Activo	Productor
	CHV-A13		Activo	Productor
	CHV-A14		Activo	Productor
	CHV-A15		Activo	Productor
	CHV-A07	Morichal medio	Activo	Productor
	CHV-A09		Activo	Productor

▪ **Modelo Geológico**

La configuración estructural del área se interpreta como un homoclinal fallado cuyas capas presentan buzamiento entre 2° a 4° hacia el Norte. Existen dos patrones de fallas claramente definidas conformadas por fallas de rumbo Este–Oeste y fallas menores con rumbo Noroeste -Sureste. Las fallas mayores cruzan el bloque de Este a Oeste, con saltos verticales que varían alrededor de los 100 pies y 200 pies. La figura 4.1, muestra la vista 3D de la macolla A.

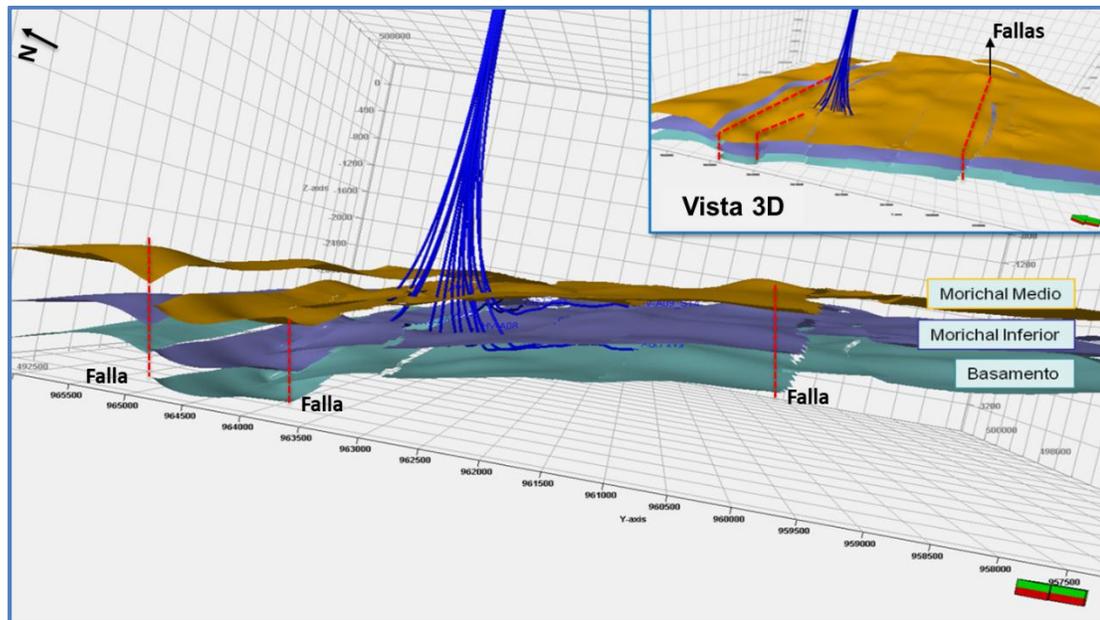


Figura 4. 3: Vista 3D de la Macolla A

▪ **Marco Estratigráfico**

La columna estratigráfica del área está constituida de tope a base por las formaciones geológicas, Mesa, Las Piedras, Freites y Oficina, las mismas suprayasen de forma discordante sobre el basamento ígneo-metamórfico de edad precámbrica. La Formación Oficina fue depositada durante el Mioceno temprano-medio y se subdivide en cuatro miembros: Pilón, Jobo, Yabo y Morichal. El Miembro Morichal, es donde se encuentra la Macolla C2N-A, éste se caracteriza por paquetes masivos de arenas y diferentes ambientes sedimentarios, que van desde fluvial en la base de la columna, pasando por un ambiente transicional en el medio de la misma y finalmente un ambiente marino somero en el tope de la columna. La trampa petrolífera del área es principalmente estratigráfica. En la figura 4.4, se muestra la columna estratigráfica del pozo vertical CN-87.

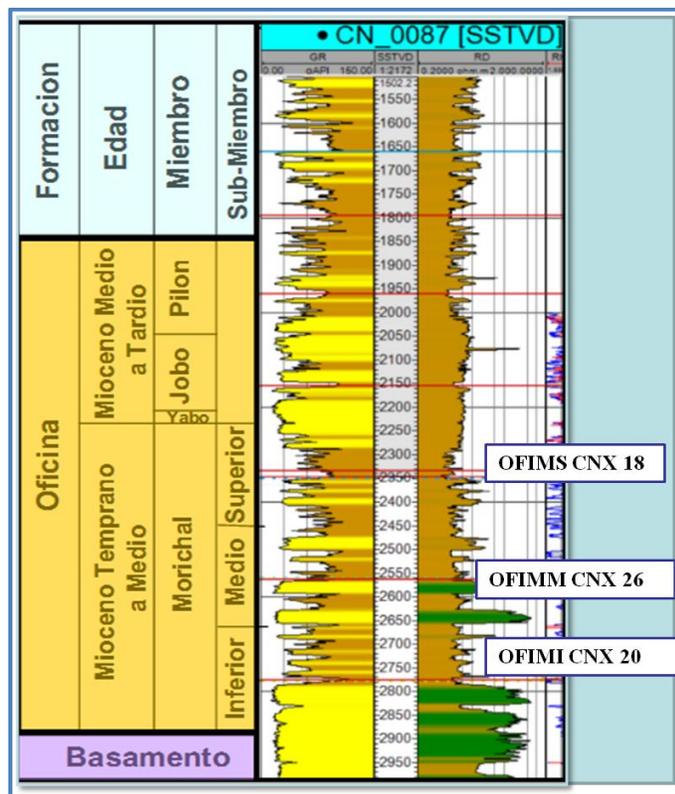


Figura 4. 4: Columna estratigráfica del área asociada a la Macolla C2N-A.

▪ Marco Sedimentario

El miembro basal Morichal está dividido en tres submiembros: Morichal inferior, Morichal medio y Morichal superior. El miembro Morichal inferior está constituido por un Intervalo predominantemente arenoso de canales fluviales. El miembro Morichal medio su ambiente es transicional de tipo estuario el cual se sedimenta en transición entre el ambiente fluvial (depositado en la base de la columna) y el ambiente marino (depositado al tope). Estas interpretaciones se basan en estudio sedimentológicos del área.

▪ Marco Petrofísico

Los yacimientos están constituidos por arenas no consolidadas, cuyas propiedades petrofísicas son el resultado de los ambientes de sedimentación predominantes en la zona. De allí que se tienen yacimientos de arenas masivas caracterizada por espesores que van de 50 ft hasta los 170 ft en Morichal inferior y en zonas lenticulares con

espesores entre 8 y 30 ft propio de ambientes deltaicos o estuarios de los miembros Morichal medio y superior.

Las zonas permeables y porosas, tienen excelentes porosidades entre 29 % a 32 % y permeabilidades 2.000 mD a 7.000 mD que permiten una alta capacidad de almacenamiento y flujo de fluidos. En la tabla 4.3, se encuentra el sumario petrofísico de los yacimientos asociados a la Macolla A.

Tabla 4.3: Sumario petrofísico de los yacimientos asociados a la Macolla A

Yacimiento: OFIMS CNX 18					
POZO	Vsh (%)	Phie (%)	Sw (%)	Swirr (%)	K(mD)
CHV-A01	5,0	32,8	11,6	11,6	8.191
CHV-A03	4,0	33,3	10,63	10,63	9.668
CHV-A05	3,0	23	15,3	9,6	7.500
Yacimiento: OFIMI CNX 20					
POZO	Vsh (%)	Phie (%)	Sw (%)	Swirr (%)	K(mD)
CHV-A02	5	33	10	9,8	8.690
CHV-A04	5,4	33	9,6	9,6	9.256
CHV-A06	5,6	33	9,6	9,6	9.000
CHV-A08	5,3	32	15,4	15,0	8.532
CHV-A10	6,9	32,5	11,6	11,5	8.477
CHV-A11	5,2	33	9,2	9,1	13.522
CHV-A12	6,8	32,5	11,4	11,3	8.938
CHV-A13	6	32	9,9	9,8	12.404
CHV-A14	9,3	33	11,0	11,3	8.789
CHV-A15	5,8	32,5	9,8	9,7	12.339
Yacimiento: OFIMM CNX 26					
POZO	Vsh (%)	Phie (%)	Sw (%)	Swirr (%)	K(mD)
CHV-07	7,8	31,3	15,3	15,2	6.338
CHV-09	5	32,2	12,36	12,36	7.940

Donde:

- Vsh: Volumen de arcilla
- Phie: Porosidad
- Sw: Saturación de agua inicial
- Swr: Saturación de agua irreducible

- K: Permeabilidad

4.1.2. Comportamiento producción de los Pozos pertenecientes a la Macolla C2N-A

La EM. Petrovictoria inició su producción en 2017, gradualmente incorporando los pozos de la Macolla A en el Bloque C2N, sin embargo, la empresa recibió su permiso de producción y fiscalización en el año 2018. A través de los siguientes gráficos se observar con detalle el comportamiento y la evolución de la producción en los 15 pozos, a lo largo del período del 2017 al 2024. En general, las tasas varían considerablemente entre pozos. La producción acumulada por pozo presenta fluctuaciones a lo largo del periodo. Estas fluctuaciones se relacionan directamente con la tasa de producción de los pozos, destacado el año 2019 cuando se registró una disminución pronunciada atribuido a factores como: la baja gravedad API del diluyente, hurto de conductores eléctricos, desperfectos en equipos de superficie (variadores de frecuencia) y subsuelo (BCP). Estos eventos culminaron en la parada de los pozos a mediados del 2020, requiriendo ajustes posteriores en la velocidad de bombeo para optimizar la producción.

4.1.2.1. Yacimiento OFIMS CNX 18

El yacimiento OFIMS CNX 18, cuenta con tres pozos; CHV-A01, CHV-A03 y CHV-A05. El pozo CHV-A05 inicio operaciones en 2018 con una tasa de producción de 84 BND de petróleo. Mientras que los pozos CHV-A01 y CHV-A03 se sumaron en el año 2019 con una producción de petróleo entre 160 BND y 200 BND. Sin embargo, en el 2020 se registró una disminución de la producción debido a fallas asociadas a equipos de superficie y subsuelo (BCP) que llevaron a detener las actividades de los pozos a mediados de año. Con la optimización de los pozos en el 2021, se recuperó la producción, variando entre 200 BND y 520 BND.

Desde el 2022, se observa en la figura 4.5 que los pozos CHV-A01 y CHV-A03 han duplicado su tasa de producción, pasando de valores iniciales a un rango de 550 BND (2021) a 700 BPD en 2024. Esta tendencia contrasta con el comportamiento sostenido del pozo CHV-A05, que ha mantenido una producción promedio de alrededor de 230 BPD durante el período analizado.

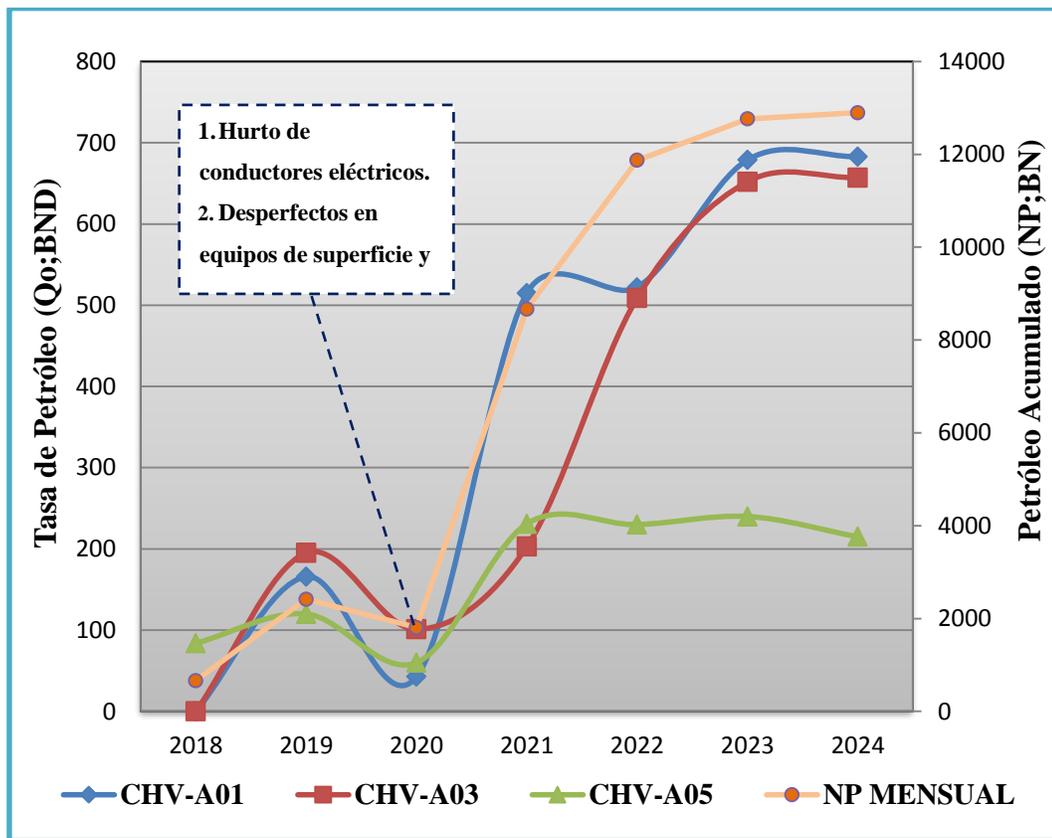


Figura 4. 5: Tasa de petróleo (Qo) y Petróleo acumulado (NP)

La producción de gas en el yacimiento muestra un comportamiento similar al observado en la figura 4.5. La tasa de gas en el año 2019 estaba entre 8.500 PCND y 30.000 PCND. Se observa que en los años posteriores entre 2021 al 2024, los pozos CHV-A03 y CHV-A01 tuvieron un crecimiento constante en la producción de gas de

33.000 PCND a 88.200 PCND y el pozo CHC-A05 mantuvo valores constantes de producción de gas entre 33.500 PCND y 37.900 PCND.

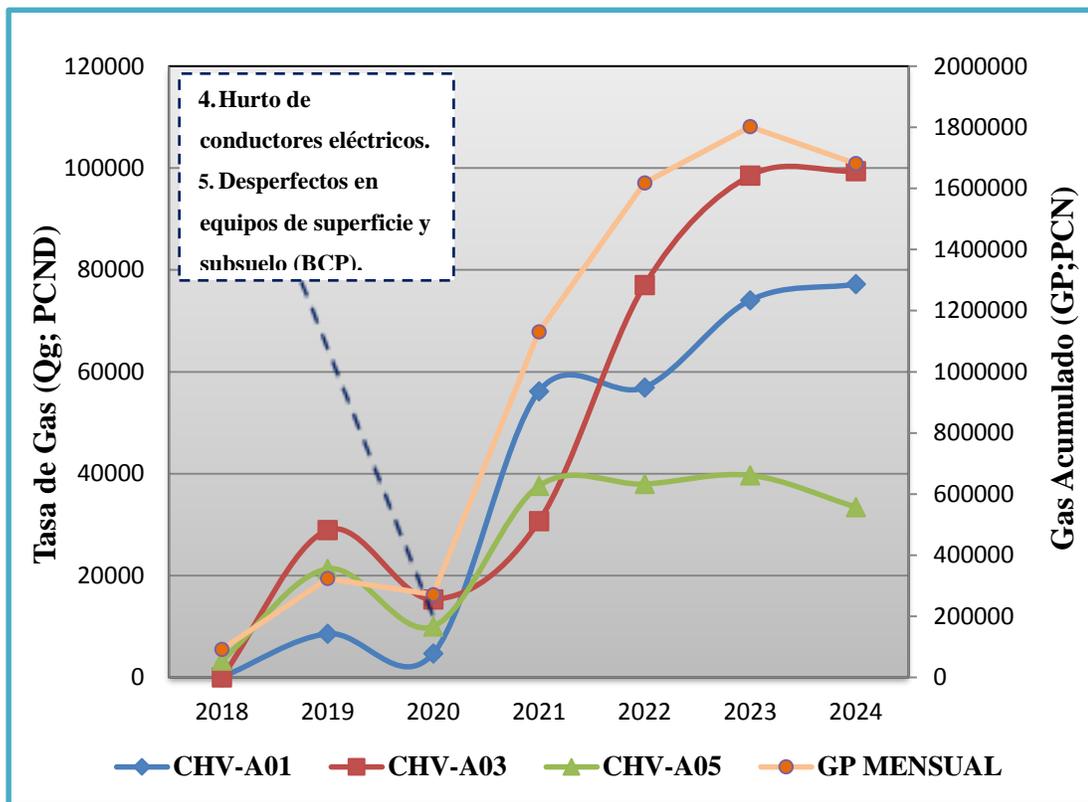


Figura 4. 6: Tasa de gas (Qg) y Gas acumulado (GP)

A diferencia de las gráficas analizadas previamente, la figura 4.7, el pozo CHV-A05 muestra un incremento exponencial en la tasa de producción de agua, pasando de 9 a 24 BND entre 2021 y 2024. Le siguió el pozo CHV-A03, con una tendencia similar, aunque menos pronunciada, alcanzando los 20 BND en 2024. El pozo CHV-A01, por su parte, mostró un crecimiento más gradual, incrementando su producción de 5 a 13 BND en el mismo período.

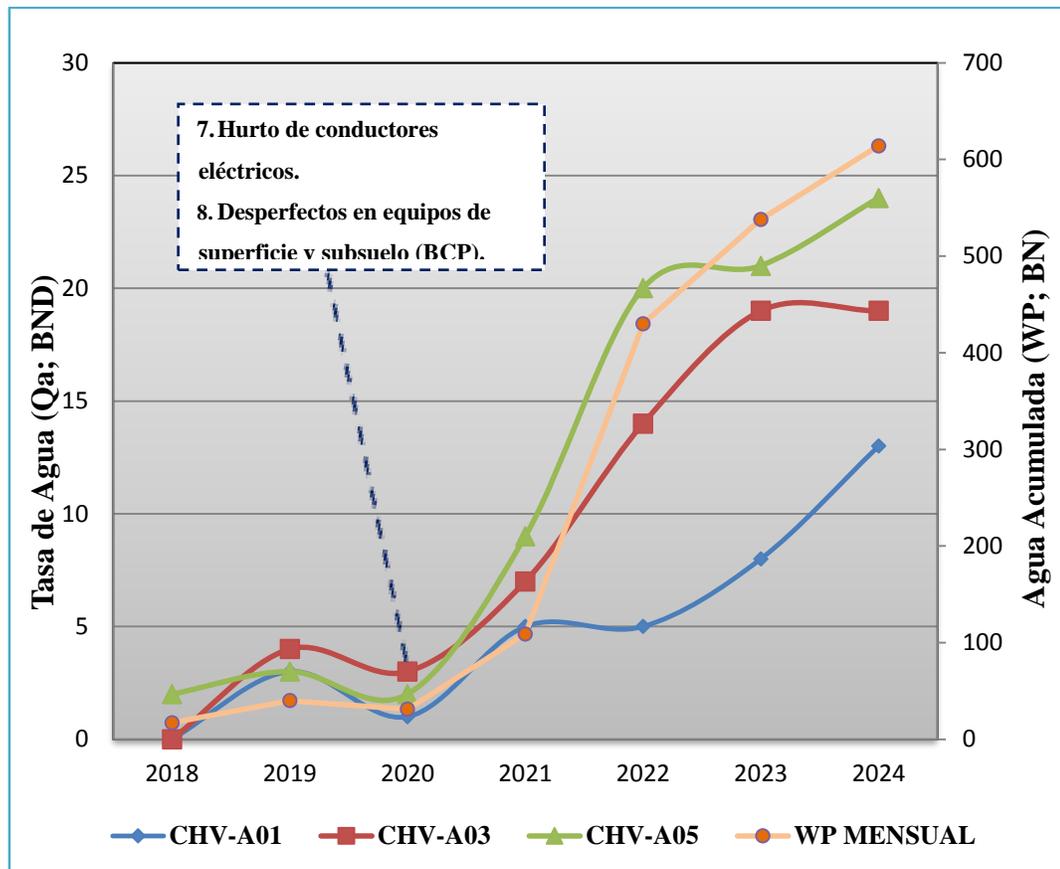


Figura 4. 7: Tasa de agua (Qa) y Agua acumulada (Wp)

La figura 4.8, evidencia una producción acumulada sostenida en el yacimiento, acompañada de una relación gas-petróleo (RGP) promedio estable en 141 PCN/BN a partir del 2021, atribuible a los ajustes en la velocidad de bombeo. El análisis individual de los pozos revela que CHV-03 y CHV-01 son los principales contribuyentes a la producción total, aportando un 38 % y 42 %, respectivamente. La producción de agua, se mantuvo por debajo de los 30 BND durante el período, con CHV-05 destacando, como el pozo con la mayor tasa de producción de agua.

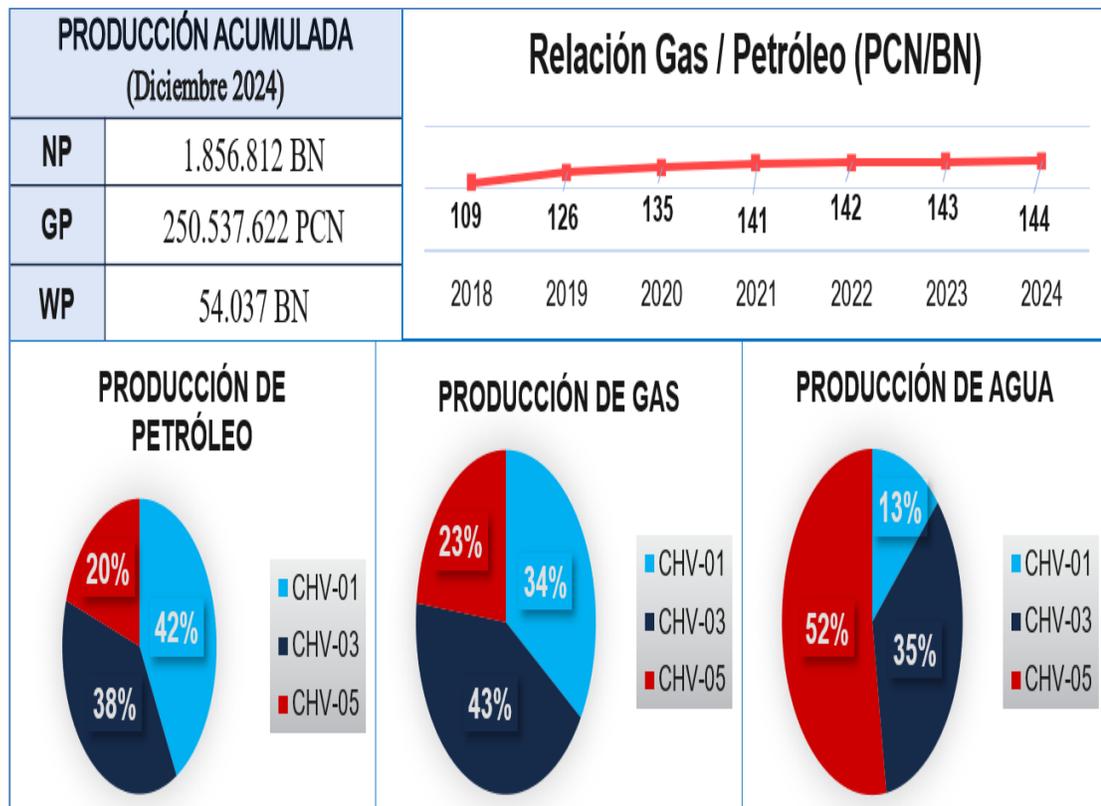


Figura 4. 8: Producción acumulada y relación gas/petróleo

4.1.2.2. Yacimiento OFIMI CNX 20

El yacimiento OFIMI CNX 20 cuenta con un total de 10 pozos. Los seis primeros (CHV-A02, CHV-A06, CHV-A08, CHV-A10, CHV-A12, CHV-A11, CHV-A04) iniciaron operaciones en 2017, a los que se sumaron cuatro más (CHV-A13, CHV-A14, CHV-A15) a mediados de 2018. Sin embargo, en el año 2019 (figura 4.9) se evidenciaron significativas disminuciones en la producción de todos los pozos debido a múltiples fallas en equipos tanto de superficie como de fondo como hurto de conductores eléctricos. Estas incidencias culminaron en una paralización completa de las operaciones durante tres meses en 2020. Tras realizar ajustes en las tasas de bombeo, se restableció la producción y alcanzando las condiciones óptimas de operación.

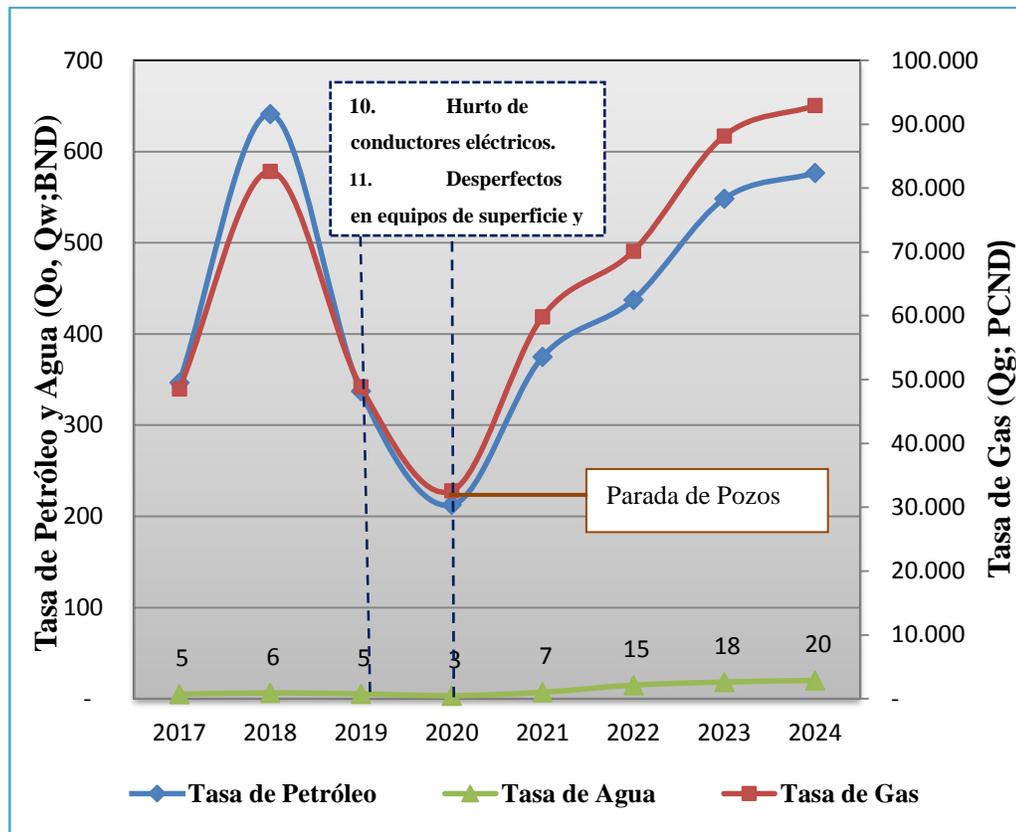


Figura 4. 9: Producción general de yacimiento OFIMI CNX 20

Con el objetivo de obtener resultados más precisos y comparables, se procedió a agrupar los pozos en estudio en función de sus características de comportamiento. El primer grupo (figura 4.10) está conformado por los pozos CHV-A02, CHV-A04, CHV-A06 y CHV-A08 con una tasa de producción entre 450 BND y 950 BND en el 2018. En los años 2019 y 2020, los pozos disminuyeron su producción a menos de 330 BND.

La producción de los pozos mostró una tendencia al alza durante los años 2021 a 2024. Si bien todos los pozos contribuyeron a este crecimiento general, se observaron variaciones significativas en el desempeño individual. Por ejemplo, los pozos CHV-A02 y CHV-A04 en su producción diaria promedio durante este lapso, pasaron de 400 BND a 570 BND. A su vez los pozos CHV-A06 y CHV-A08 tienen una producción diaria promedio de 250 BND a 400 BND.

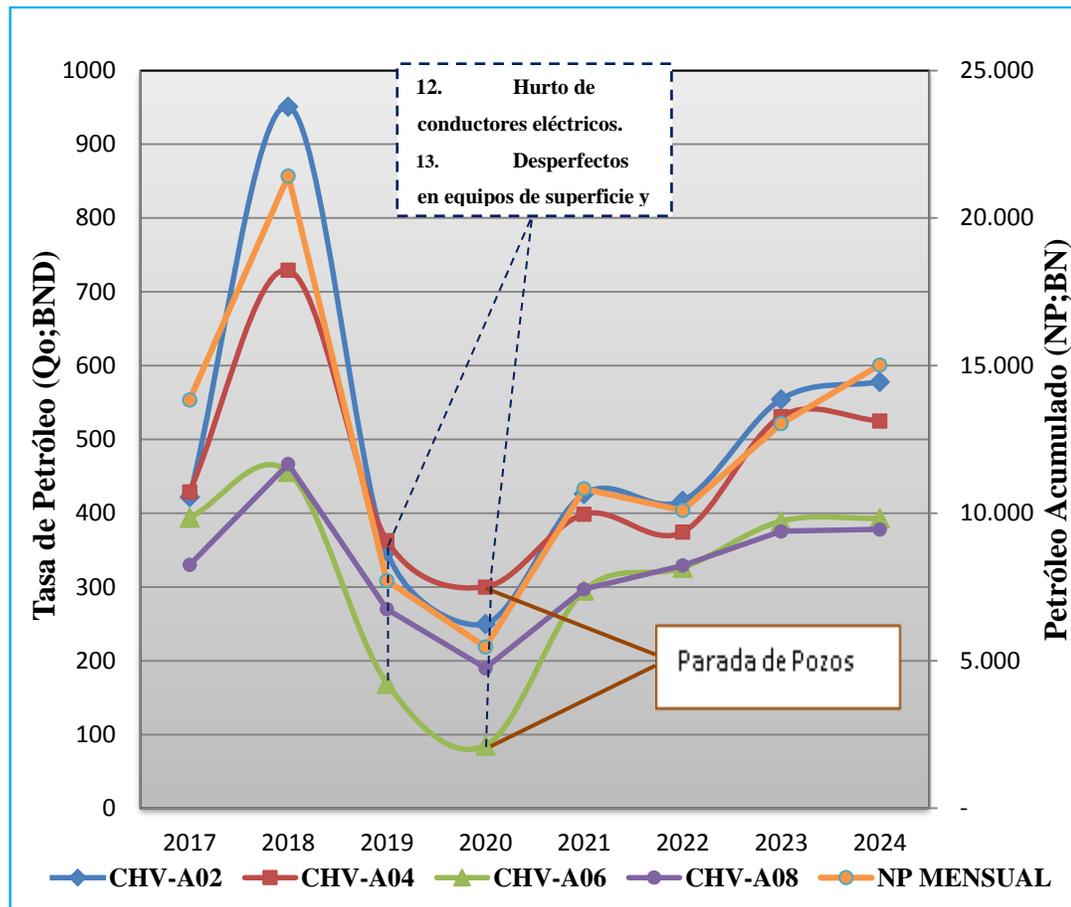


Figura 4. 10: Tasa de petróleo (Qo) y Petróleo acumulado (NP)

La figura 4.11 muestra la producción de gas en los pozos durante el periodo 2018-2024. En 2018, se observaron tasas de producción diaria de gas que oscila entre 55.000 y 120.000 PCND. En el 2020 se registró la producción con valores inferiores a 40.000 PCND. A partir de 2021, la producción mostró la recuperación gradual, alcanzando en 2024 niveles superiores a los registrados en años anteriores. En particular, los pozos CHV-A02 y CHV-A04 destacaron con una producción diaria promedio de aproximadamente 86.342 PCND, mientras que los pozos CHV-A06 y CHV-A08 mantuvieron una producción más estable, entre 50.500 y 58.000 PCND.

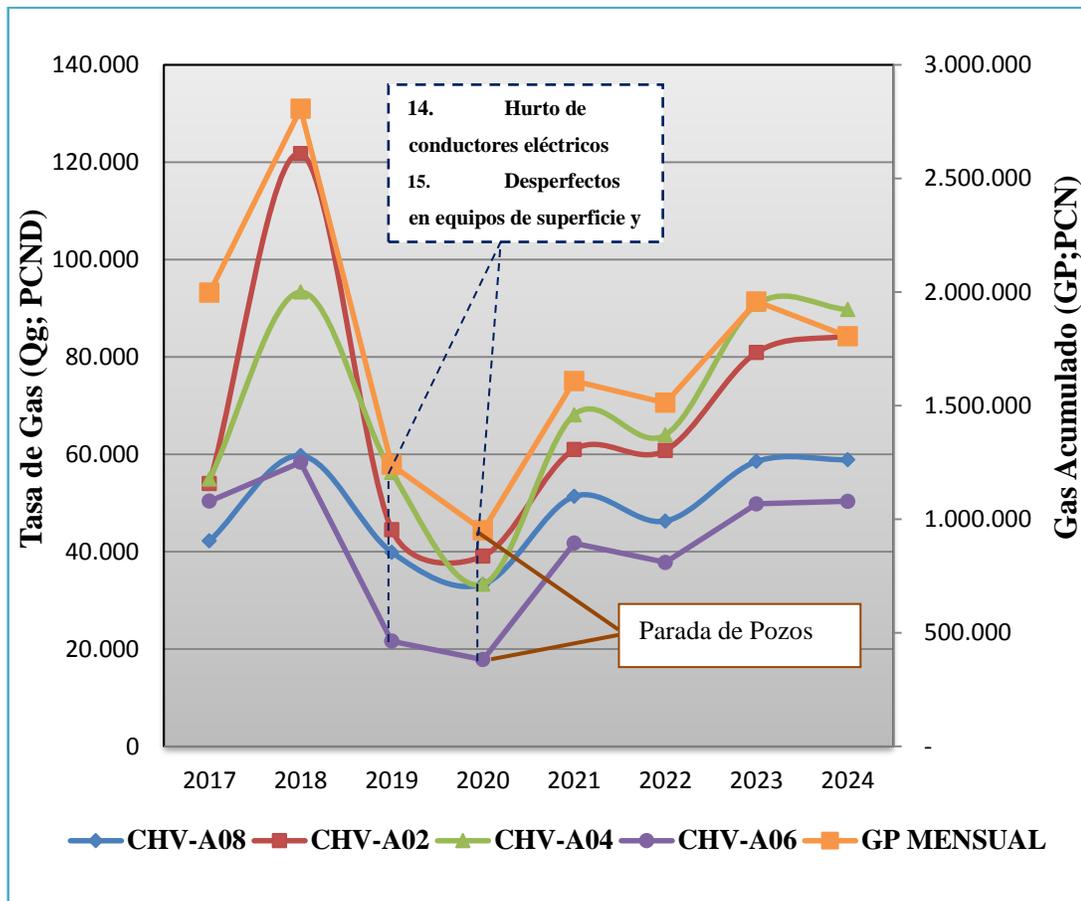


Figura 4. 11: Tasa de gas (Qg) y Gas acumulado (GP)

Los datos de producción de agua a partir de 2021 (figura 4.12) muestran una fluctuación entre 5 y 20 BPD, destacando el pozo CHV-A06 como el de mayor producción durante este período. Para 2024, se observa un incremento significativo en la tasa de producción, situándose entre 15 y 35 BPD.

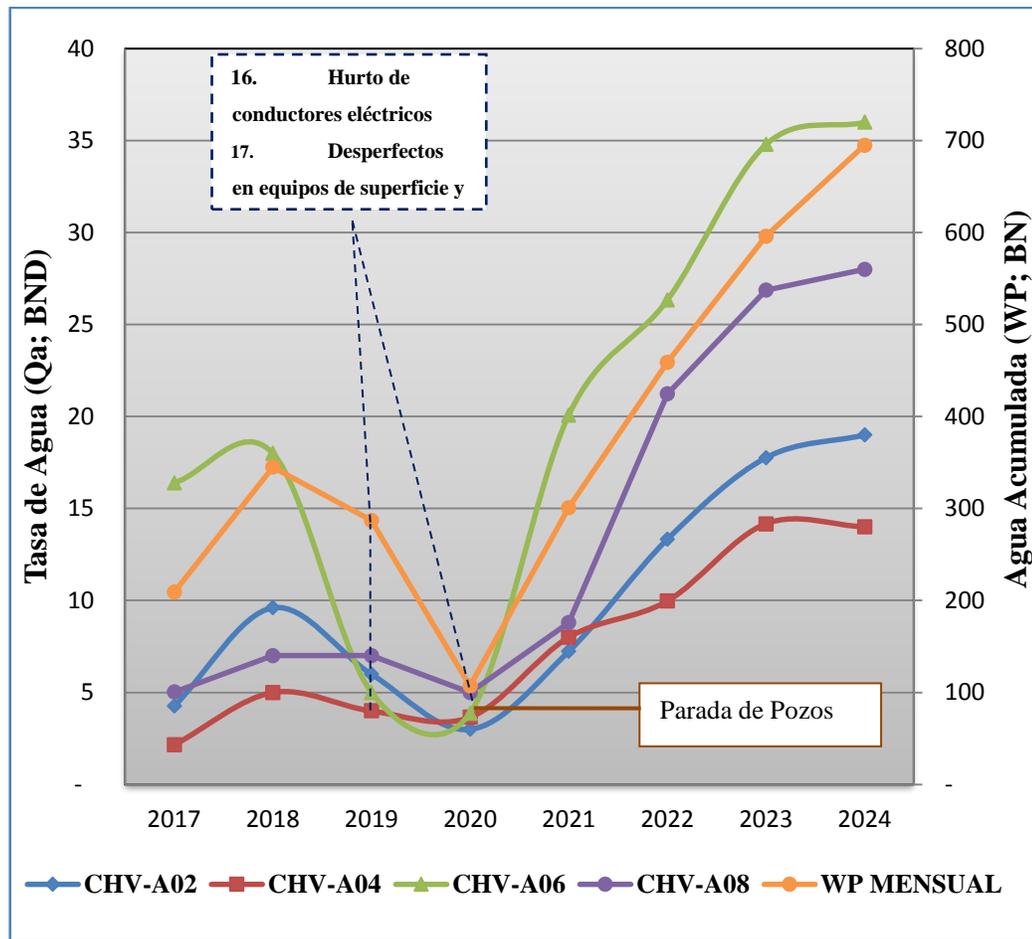


Figura 4. 12: Tasa de agua (Qa) y Agua acumulada (Wp)

El segundo grupo mostrado en la figura 4.13, la grafica está conformado por los pozos CHV-A12, CHV-A10 y CHV-A11 con una tasa de producción entre 450 BND y 850 BND en el 2018. En los años 2019 y 2020, los pozos disminuyeron su producción a volúmenes entre 150 BND y 330 BND. La producción de petróleo de los pozos mostró una tendencia al alza durante los años 2021 a 2024. Su producción diaria promedio durante este lapso, pasaron de 330 BND a 700 BND.

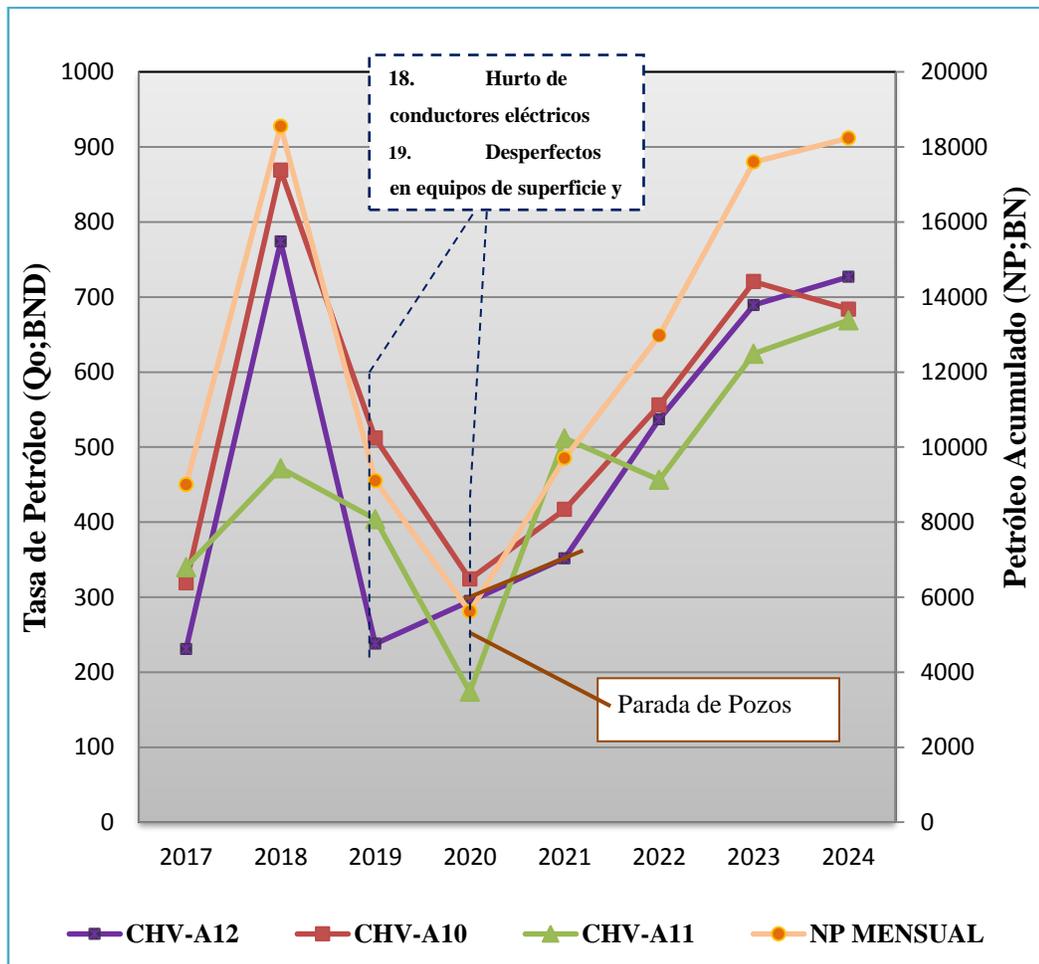


Figura 4. 13: Tasa de petróleo (Qo) y Petróleo acumulado (NP)

Las tasas diarias de gas en el 2018 oscilaban entre 60.000 y 100.000 PCND. En el 2020 se registró la producción con valores inferiores a 50.000 PCND. Se muestra en la figura 4.14, que partir de 2021, la producción mostró aumento gradual, alcanzando en 2024 niveles superiores a los registrados en años anteriores, aproximadamente 90.000 PCND y 140.00 PCND.

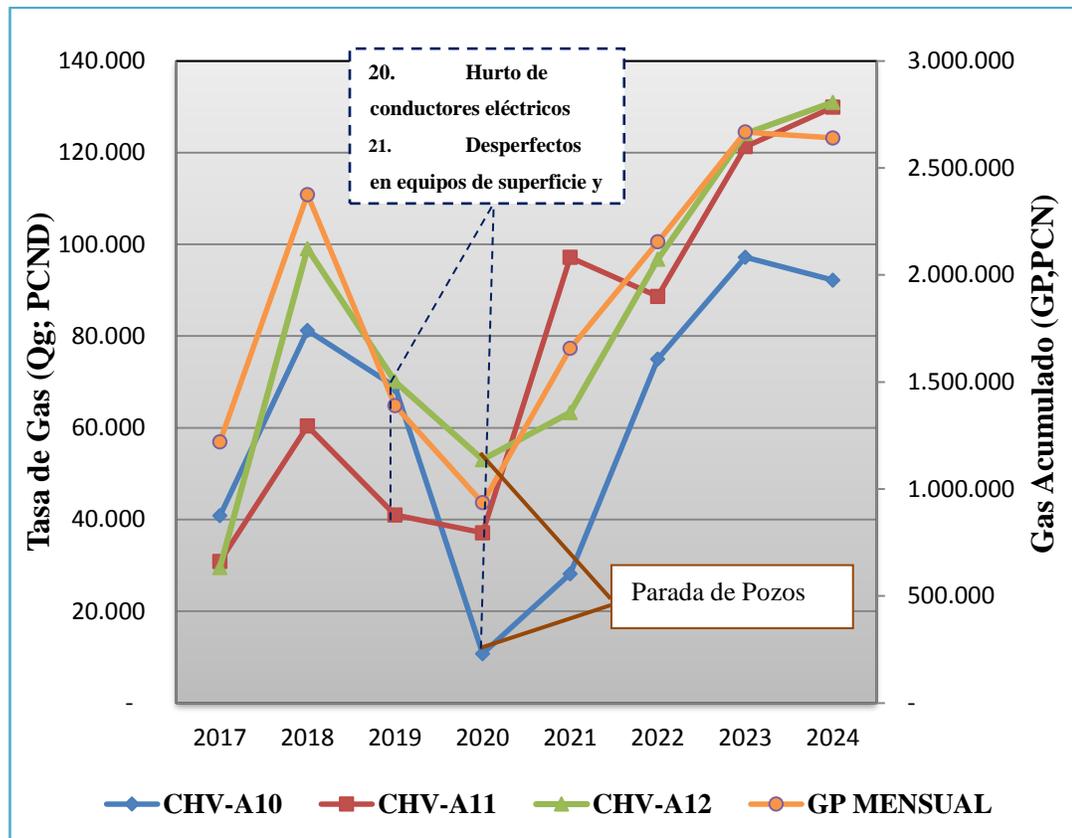


Figura 4. 14: Tasa de gas (Qg) y Gas acumulado (GP)

La figura 4.15, muestra una tendencia general de disminución en la producción de agua hasta 2020, año en el cual se registró el valor más bajo, inferior a 5 BND. A partir de este punto, se observa una recuperación progresiva, superando en 2024 los niveles de 2018 y alcanzando un rango de entre 20 BND y 30 BND.

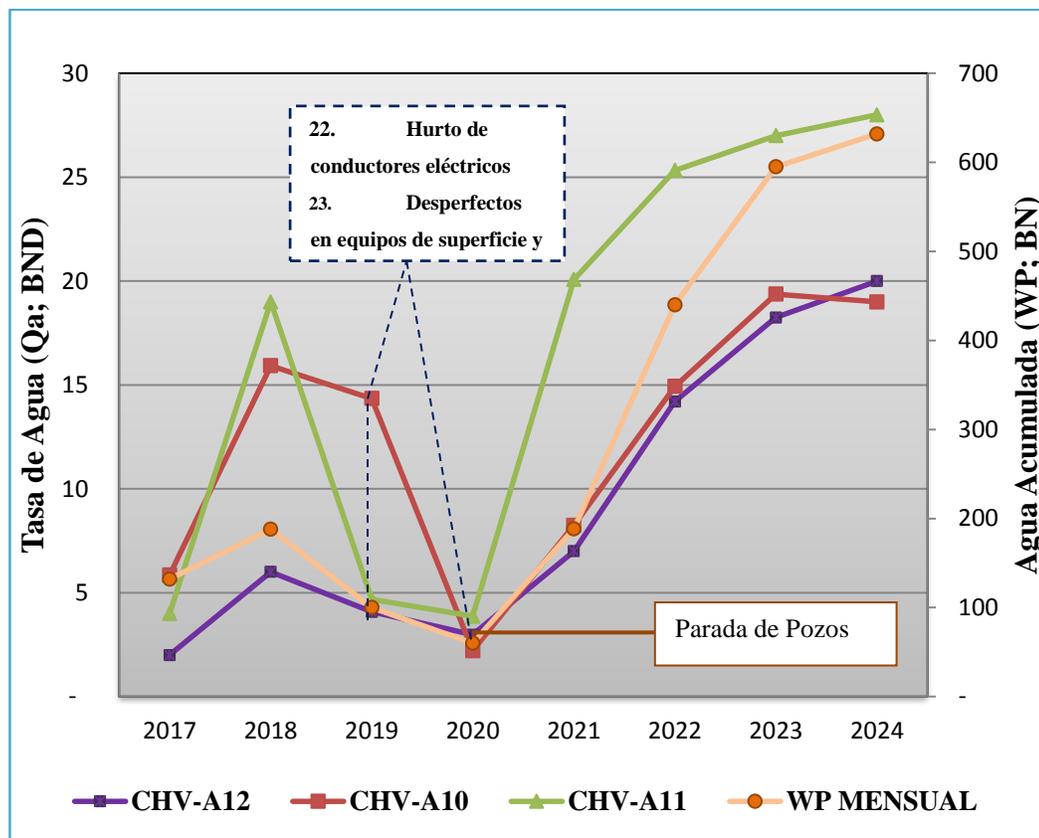


Figura 4. 15: Tasa de agua (Qa) y Agua acumulada (Wp)

La figura 4.16, la producción de petróleo del tercer grupo conformado por los pozos CHV-A13, CHV-A14 y CHV-A15. Iniciaron con una tasa de producción en el 2018 entre 450 BND y 730 BND. Sin embargo, también comenzaron a tener problemas que llevo a la disminución de la producción entre el periodo 2018 y 2020.

Desde 2022, los pozos CHV-A14 y CHV-A15 han aumentado constantemente su tasa de producción, pasando de valores iniciales de 495 BND a un rango de entre 700 BPD y 900 BND en 2024. Esta tendencia contrasta con el comportamiento sostenido del pozo CHV-A13, que ha mantenido una producción promedio de alrededor de 215 BPD durante el período analizado.

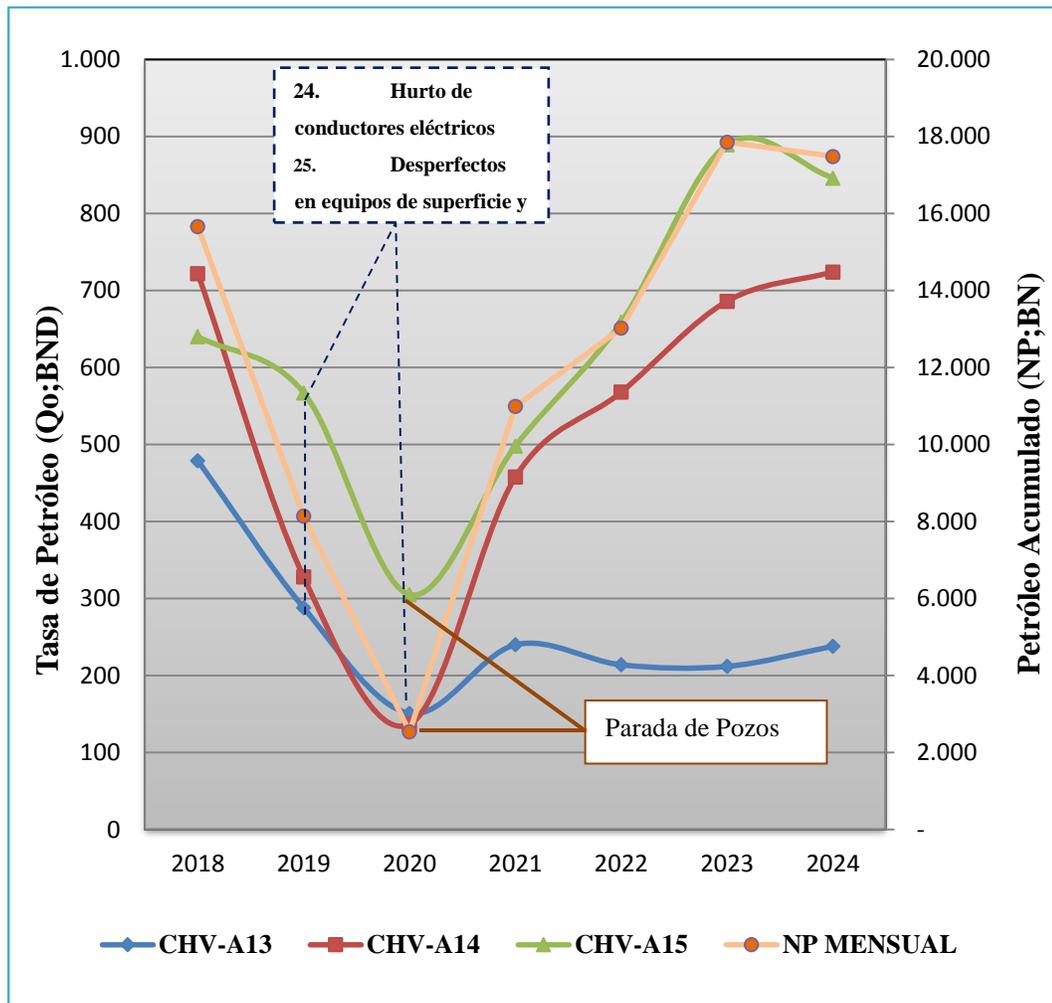


Figura 4. 16: Tasa de petróleo (Qo) y Petróleo acumulado (NP)

La tasa de gas en el año 2018 estaba entre 60.000 PCND y 95.000 PCND. Se observa en la figura 4.17 que en los años entre 2021 al 2024, los pozos CHV- A14 y CHV-A15 tuvieron un crecimiento constante en la producción de gas de 75.000 PCND en 2021 a una producción entre 120.000 PCND y 130.000 PCND y el pozo CHV-A05 que mantuvo valores cercanos a los 40.000 PCND.

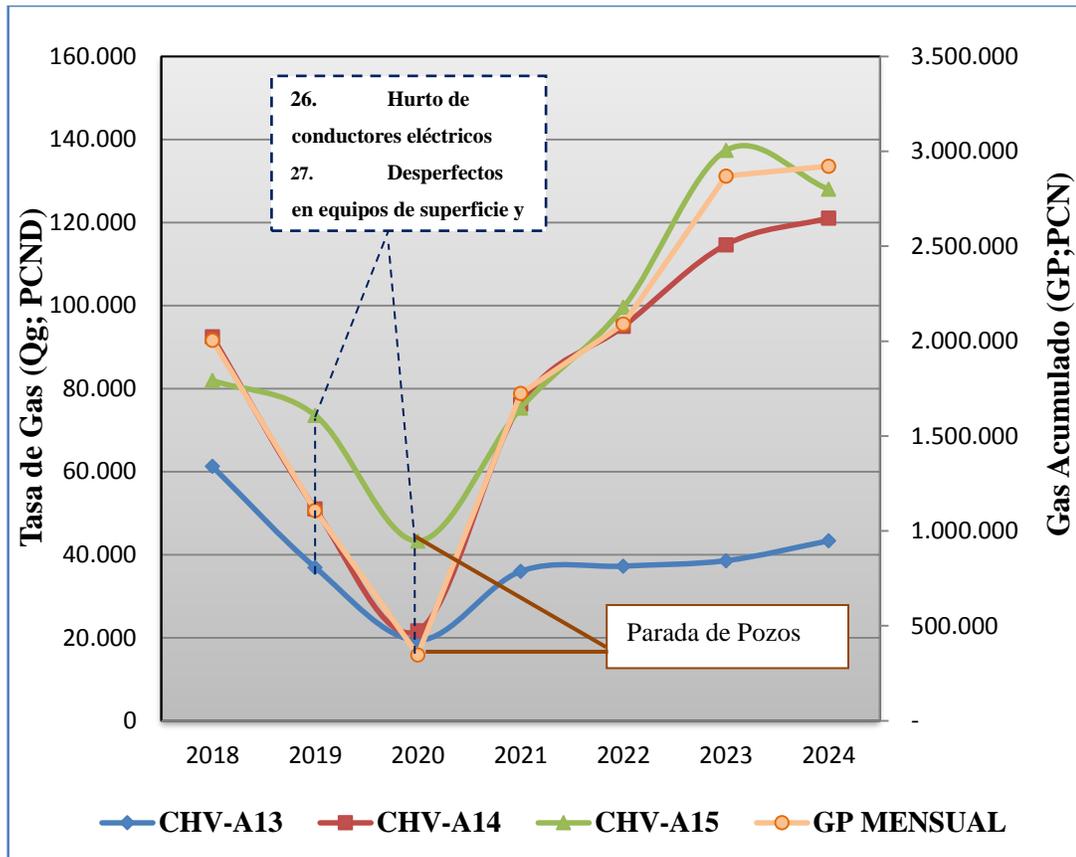


Figura 4. 17: Tasa de gas (Qg) y Gas acumulado (GP)

El análisis de la figura 4.18, revela una tendencia inicial de disminución en la tasa de producción de agua para el grupo de pozos evaluados. Entre 2017 y 2019, se observa que la producción promedio se mantenía en valores cercanos a 5 BND, reduciéndose a 2 BND en 2020. El pozo CHV-A14 exhibió un incremento exponencial en su tasa de producción de agua, pasando de 5 BND en el 2021 a 27 BND en el 2024. Les siguió los pozos CHV-A13 y CHV-A15, con una tendencia similar, aunque menos pronunciada, alcanzando los 20 BND en 2024.

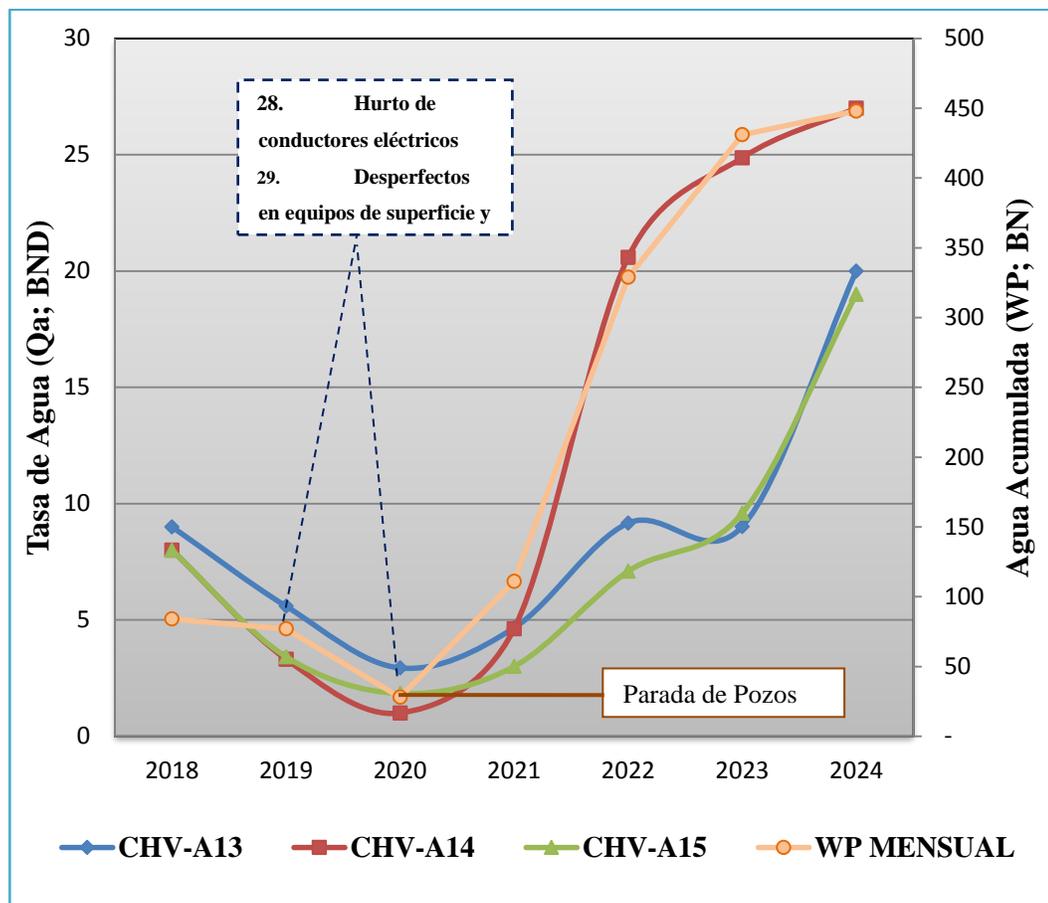


Figura 4. 18: Tasa de agua (Qa) y Agua acumulada (Wp)

La figura 4.19 muestra un crecimiento continuo en la producción acumulada del yacimiento, acompañado de un incremento en la relación gas-petróleo (RGP) desde 157 PCN/BN en 2021 hasta alcanzar los 170 PCN/BN en 2024. Este aumento se atribuye a los ajustes en la velocidad de bombeo.

Los pozos CHV-02, CHV-10, CHV-14 y CHV-15 concentran el 49% de la producción total de crudo extrapesado. La producción de agua se mantuvo estable, por debajo de los 40 BND, con el pozo CHV-06 destacando como el pozo con mayor producción de agua en 2024.

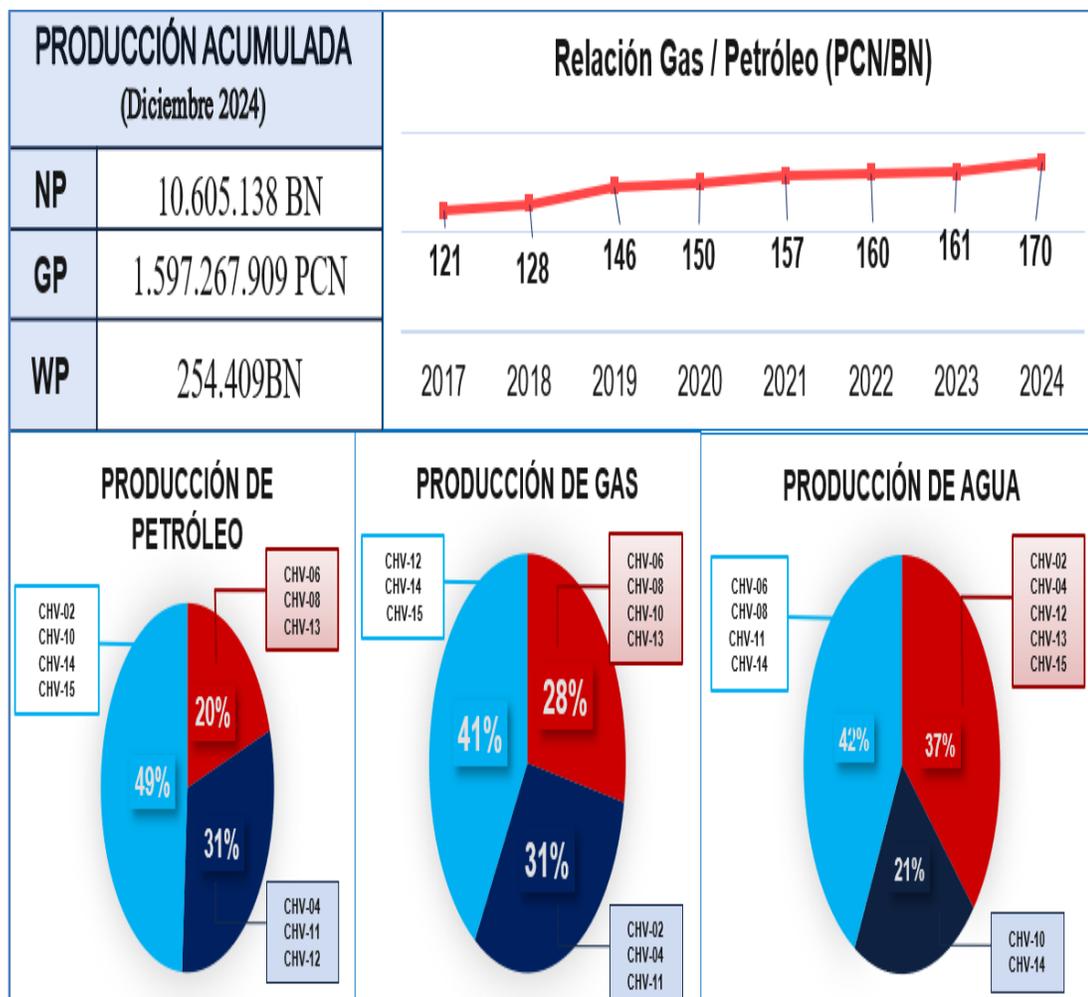


Figura 4. 19:Producción acumulada y relación gas/petróleo

4.1.2.3. Yacimiento OFIMM CNX 26

La producción de petróleo del yacimiento OFIMM CNX 26, conformado por los pozos CHV-A07 y CHV-A09 (figura 4.20), inició sus operaciones en 2018 con una tasa de producción promedio de 180 BND y 200 BND. Sin embargo, en 2020 se experimentó una disminución significativa en la producción debido a fallas recurrentes en equipos de superficie, específicamente variadores de frecuencia, y en equipos de subsuelo como las bombas de cavidad progresiva (BCP).

Estas fallas culminaron en la paralización completa de las actividades de ambos pozos a mediados de año. Tras una serie de intervenciones y optimizaciones en 2021, se recupera la producción, estabilizándose en un rango de 230 BND. A partir de 2024, se observa un incremento sostenido en la producción, superando los 350 BND.

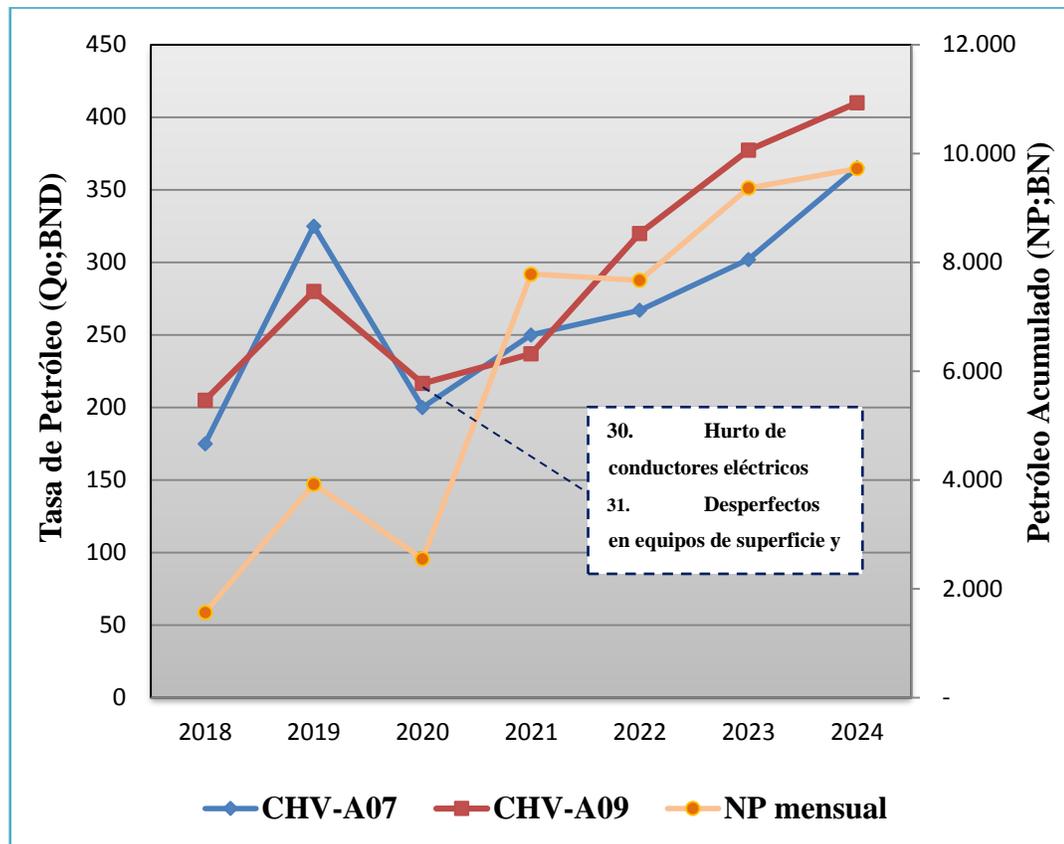


Figura 4. 20: Tasa de petróleo (Qo) y Petróleo acumulado (NP)

De acuerdo con los datos presentados en la figura 4.21, la producción de gas en estos pozos ha sido inferior a 35.000 pies cúbicos normales por día (PCND) desde el 2018 hasta el 2020. Sin embargo, a partir del 2021, se aprecia un cambio significativo en la dinámica de producción. El pozo CHV-A09 experimentó un notable incremento, alcanzando una producción de 60.000 PCND en ese año. Este aumento en la producción de gas se ha mantenido e incluso ha ido en ascenso, llegando a una producción de 80.638 PCND para el 2024.

En contraste, el pozo CHV-A07 ha mostrado un comportamiento más estable a lo largo del mismo periodo, con una producción de gas que se ha mantenido en valores cercanos a los 35.000 PCND entre 2021 y 2024.

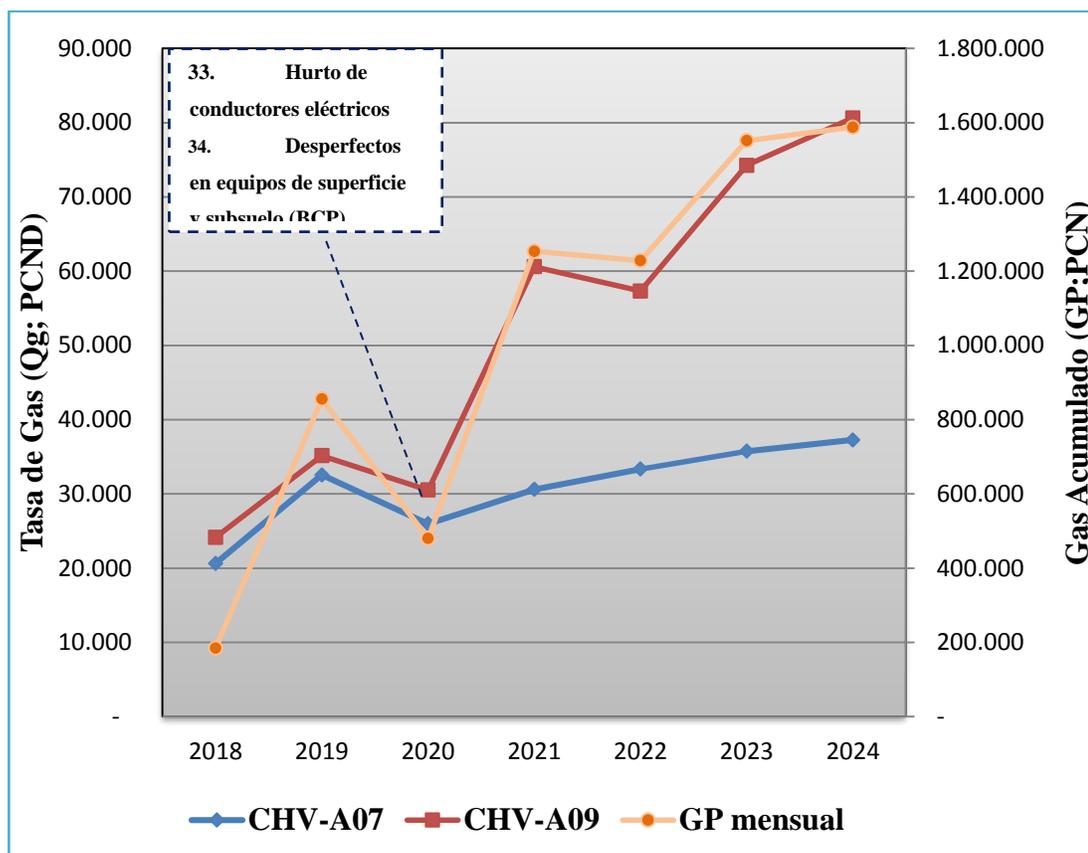


Figura 4. 21: Tasa de gas (Qg), Gas acumulado (GP)

Los datos de producción de agua presentados en la figura 4.22 muestra que en 2020 la producción no superaba los 6 BND, se observó un notable incremento en los años siguientes. Para el período 2023-2024, la producción de agua alcanzó niveles superiores a los 30 BND.

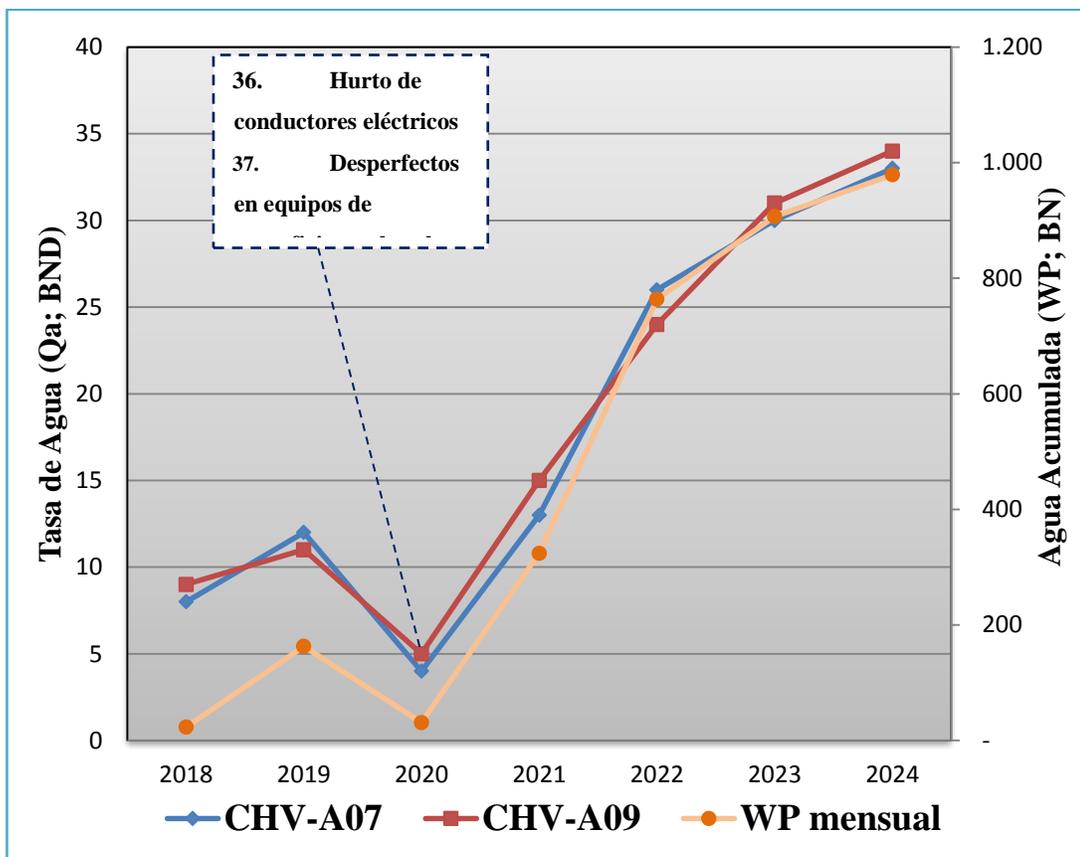


Figura 4. 22: Tasa de agua (Qa), Agua producida (Wp)

La figura 4.23 muestra un crecimiento sostenido en la producción del yacimiento, con una Relación Gas-Petróleo (RGP) promedio estable entre 157 PCN/BN y 158 PCN/BN, a partir de 2021, atribuible a los ajustes en la velocidad de bombeo. El análisis individual de los pozos revela que el CHV-09, es el principal contribuyente a la producción total, aportando un 55 % en la producción de crudo extrapesado, 66 % en la producción de gas y un 48 %, en la producción de agua.

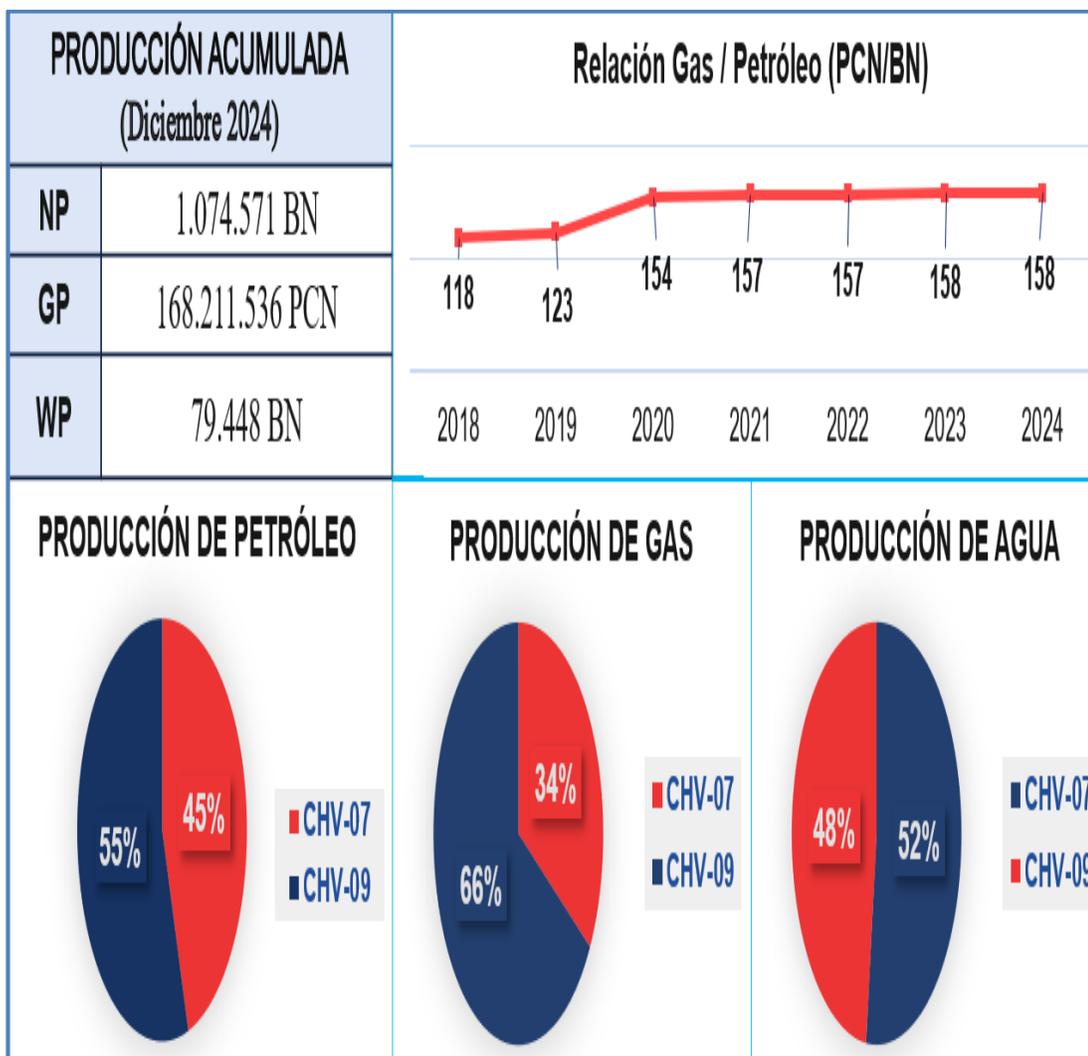


Figura 4. 23: Producción acumulada y relación gas/petróleo

Los rangos utilizados para la clasificación de los pozos se establecieron de acuerdo con el lugar de estudio y se basaron en criterios de expertos.

La tabla 4.4 presenta los rangos utilizados para clasificar los pozos. Adicionalmente, la tabla 4.5 muestra la clasificación de acuerdo a variables petrofísicas y comportamiento de producción, considerando tanto sus propiedades petrofísicas intrínsecas como el desempeño productivo a lo largo del tiempo y el porcentaje de corte de agua, lo que permite una clasificación integral de los pozos según su eficiencia y potencial productivo.

Tabla 4.4: Rangos de clasificación

Propiedades Petrofísicas	Porosidad (%)	Alta >30 %
		Media = 25% - 30 %
		Baja < 25 %
	Permeabilidad (mD)	Alta >12.000 mD
		Media = 8.000 mD – 12.000 mD
		Baja < 8.000 mD
	Saturación de Agua (%)	Alta > 15 %
		Media = 10 % – 15%
		Baja < 10%
	Volumen de Arcilla (%)	Alta > 8%
		Media = 5 % – 8 %
		Baja < 5%
Desempeño Productivo (BND)	Alto > 600 BPD	
	Medio = 300 BPD – 600 BPD	
	Bajo < 300 BND	
Porcentaje de Corte de Agua (%)	Alto > 10 %	
	Medio = 5 % - 10 %	
	Bajo < 5 %	

Tabla 4.5: Clasificación de acuerdo a variables petrofísicas y comportamiento de producción

POZO	Propiedades Petrofísica	Nivel Productividad	Corte de Agua	Clasificación General de la Productividad
CHV-11	Mediana	Alta	Bajo	Excelente
CHV-15	Mediana	Alta	Bajo	Excelente
CHV-12	Mediana	Alta	Bajo	Excelente
CHV-14	Mediana	Alta	Bajo	Excelente
CHV-10	Mediana	Alta	Bajo	Excelente
CHV-02	Buena	Alta	Bajo	Excelente
CHV-01	Buena	Alta	Bajo	Excelente
CHV-03	Buena	Alta	Bajo	Excelente
CHV-04	Buena	Mediana	Bajo	Buen
CHV-06	Mediana	Mediana	Mediano	Buen
CHV-08	Baja	Mediana	Mediano	Buen
CHV-07	Baja	Mediana	Mediano	Buen
CHV-09	Baja	Mediana	Mediano	Buen
CHV-05	Baja	Baja	Alto	Regular
CHV-13	Buena	Baja	Mediano	Buen

4.1.3. Esquema de producción en superficie de la Macolla C2N-A

El sistema de producción en superficie mostrado en la figura 4.24 consta de 15 pozos, cada uno con dos líneas de 4 pulgadas controladas por válvulas. Estas líneas desempeñan funciones específicas: la línea de prueba, conectada a un separador horizontal de prueba bifásico, que permite evaluar el desempeño individual de cada pozo, mientras que la línea de producción transporta el crudo extrapesado extraído de cada pozo hacia el cañón principal de la Macolla C2N-A.

En el cañón principal, se realiza la inyección de diluyente a una presión entre 180 psi y 200 psi, mezclándose con el crudo pesado para reducir su viscosidad.

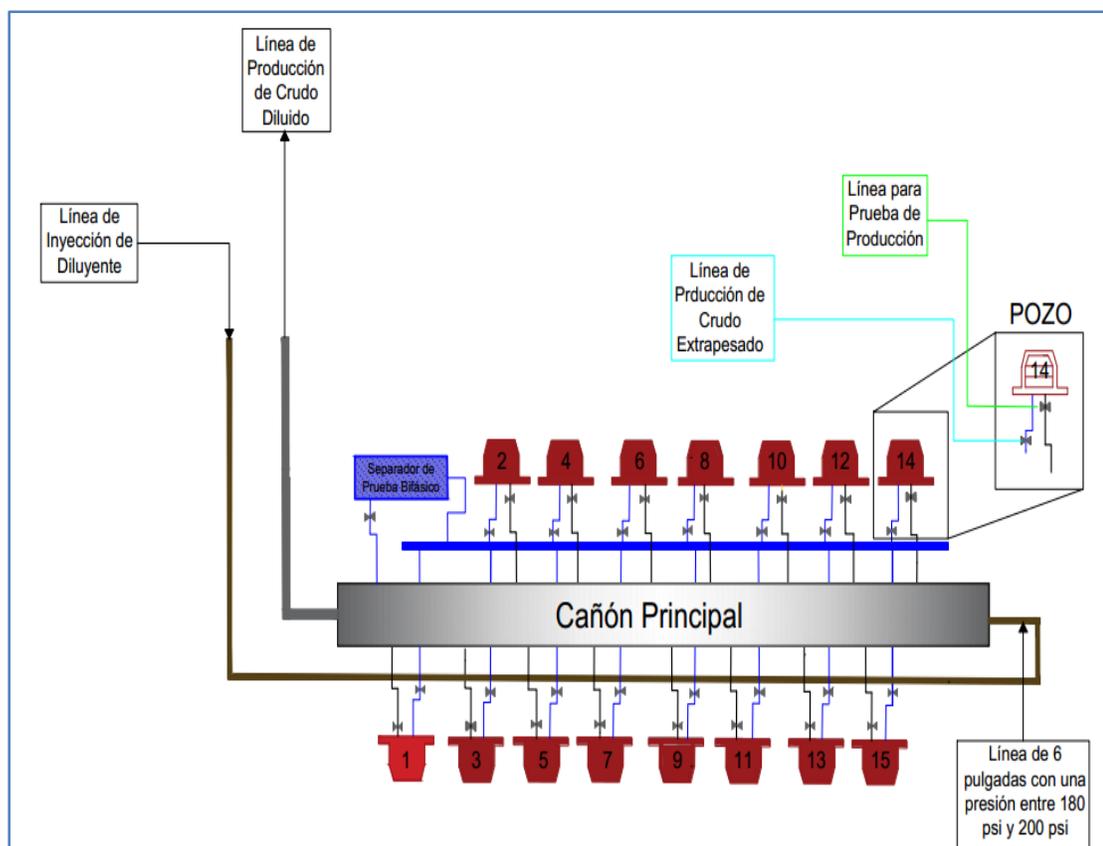


Figura 4. 24: Esquema de la Macolla C2N-A

En la figura 4.25 se observa el esquema de la red de recolección de producción de crudo diluido, la misma es transportada a través de una línea de 12 pulgadas desde la Macolla A (punto A) hasta el punto de transferencia de custodia en la Macolla 7 de EM. Petromonagas S.A. (punto B), para su posterior envío a las instalaciones de COPEM. Sin embargo, es relevante señalar que, en este tramo, no existe un sistema de medición que permita cuantificar la producción de DCO.

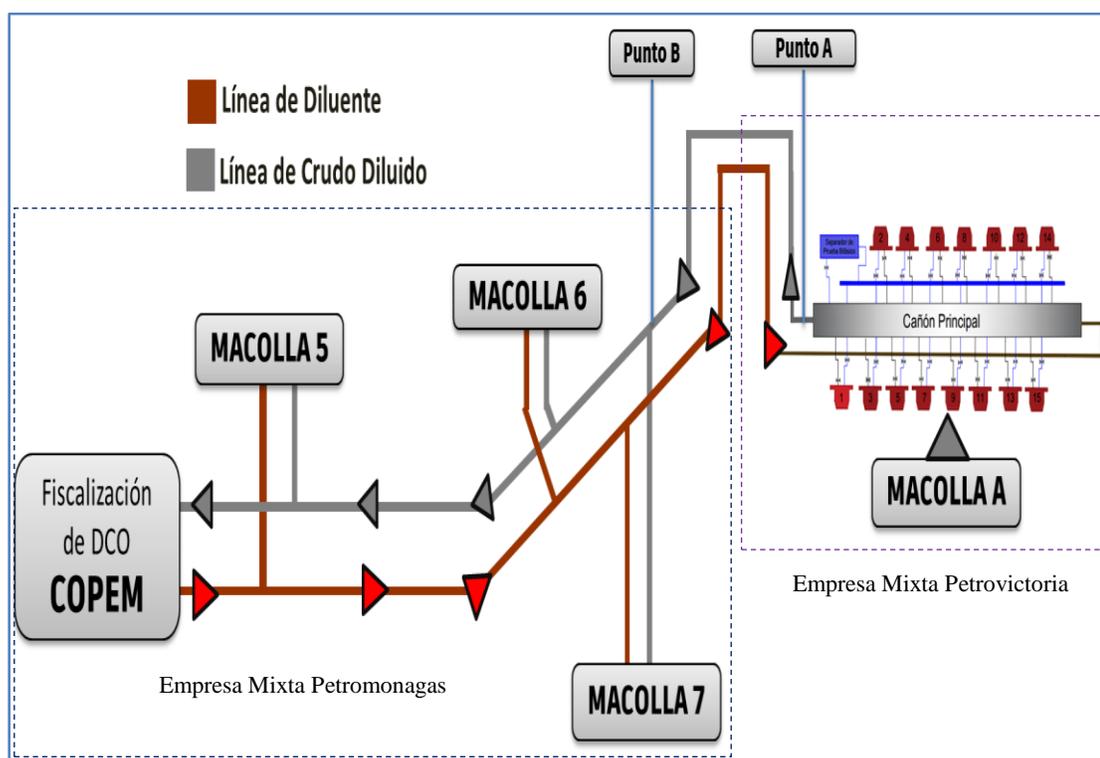


Figura 4. 25: Esquema de red de recolección de producción de DCO

4.1.4. Estudio de producción de la Macolla C2N-A

La figura 4.26, presenta la evolución de la producción integral del sistema, considerando la contribución individual de tres fluidos clave: el crudo extrapesado proveniente de los 15 pozos que confluyen en el cañón principal, el volumen de diluyente inyectado para reducir la viscosidad del crudo y el volumen de crudo diluido resultante de este proceso. Los °API son mostrados en la gráfica junto con los datos de

producción. Los resultados muestran que la gravedad API del crudo diluido se ha mantenido constante entre 14 °API y 16 °API desde 2017 hasta 2024. En 2024 con una producción de 8000 BND y una inyección de 3500 BND de diluyente se manejaba una producción de DCO de 12.000 BND.

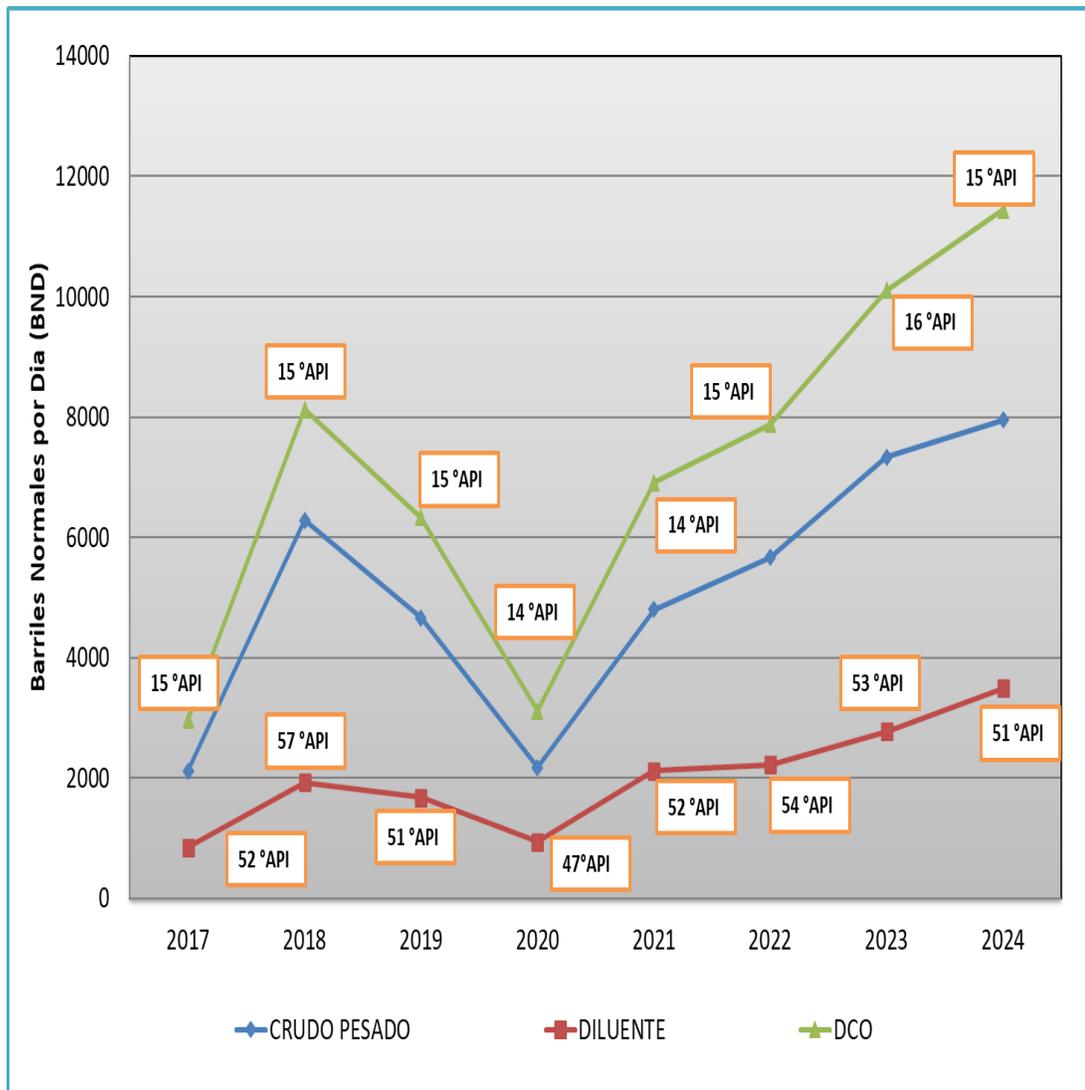


Figura 4. 26: Inyección de diluyente y producción de DCO

En la figura 4.27, se ilustra la evolución de la producción de gas y agua, revelando tendencias diferentes. Mientras que la producción de gas experimenta un

aumento gradual a lo largo del periodo analizado, la producción de agua exhibió un incremento notable entre 2023 y 2024. Para 2024 se manejó una producción de gas de 1.098 MMPCND y la producción de agua por encima de los 600 BND.

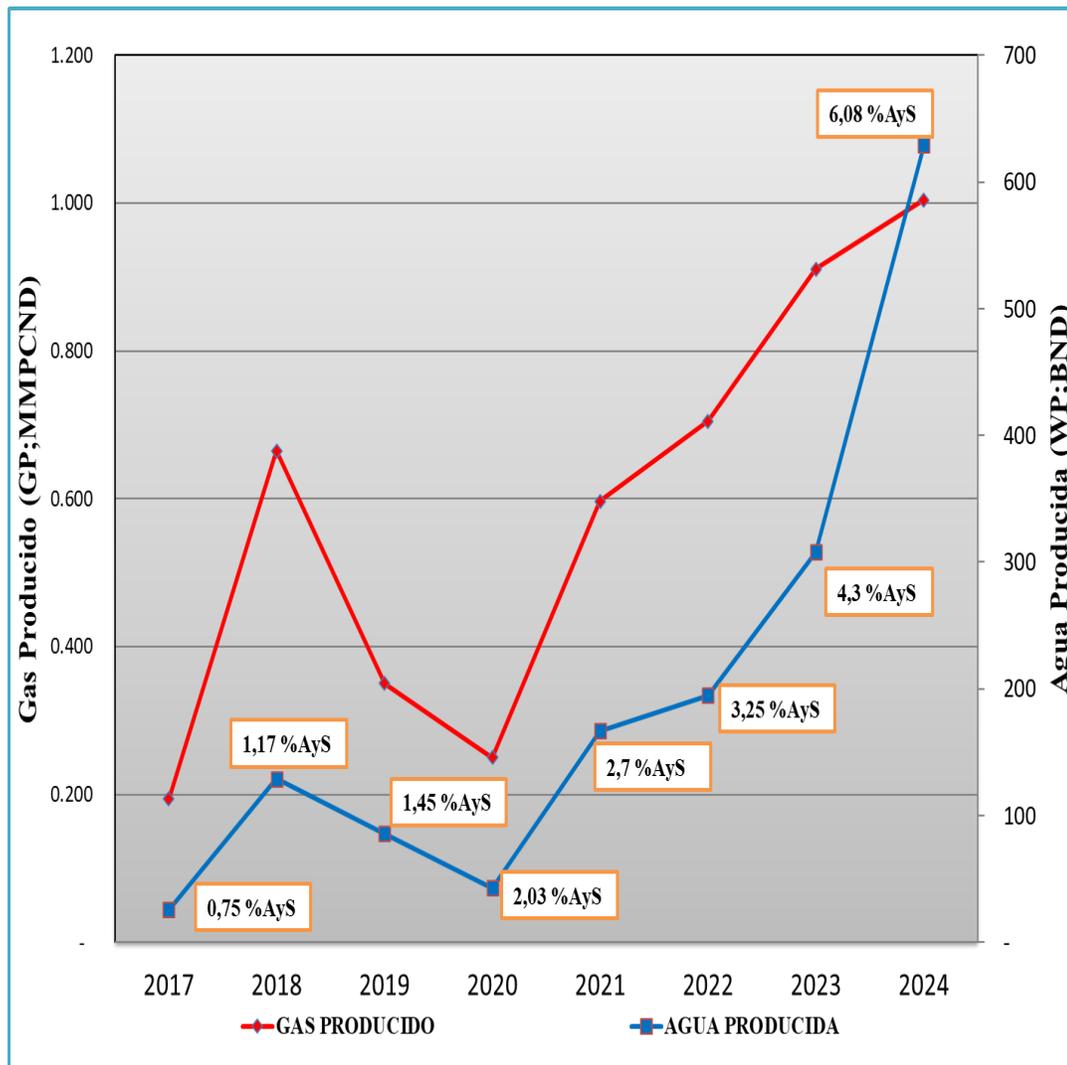


Figura 4. 27: Producción de gas y agua

4.2. Descripción de las opciones tecnológicas en función de las características de los yacimientos de la Macolla A del Bloque C2N

En total, se evaluaron 9 opciones tecnológicas a para la medición multifásica en la Macolla C2N-A. Cada una con diversos sistemas de medición y con diferentes principios de operación. Algunas requieren separar casi la totalidad de la fase líquida y gas, mientras que otras, no requieren de dicha separación. Muchos de estos sistemas, utilizan elementos primarios cuya operación se basa en principios teóricos suficientemente conocidos y utilizados en forma generalizada para la medición de hidrocarburos. En la tabla 4.6, se resumen las distintas tecnologías analizadas y que se detallan a continuación:

Tabla 4. 6: Opciones tecnológicas evaluadas

N	Opciones Tecnológicas	Empresa
1	Vox-X4	Vox Analyzer
2	Rotamass Prime	Yokogawa
3	Rotamass Intense	
4	Rotamass Supreme	
5	MPFM-50	AgarCorp Venezuela
6	Totem	Pietro Fiorentini

7	Totem Hs	
8	Flowath 3I	
9	Flowatch HS	

4.2.1. Vox Analyzer

El sistema implementado es el modelo Vox- X4 (figura 4.28) utiliza tecnología patentada en Venezuela llamada AFLOC (*Axial Flow Conditioner*), que permite medir flujos multifásicos de crudos livianos a extrapesados con alta precisión y mínimo mantenimiento. En la tabla 4.7, se muestra las especificaciones técnicas del medidor multifásico Vox-X4. ^[16]



Figura 4. 28: Medidor de flujo multifásico Vox-X4^[16]

Tabla 4.7: Especificaciones técnicas del Medidor de flujo multifásico Vox-X4^[16]

Especificaciones Técnicas	
Rango de funcionamiento	0-100% WC, 0-98% GVF
Regímenes de flujo	TODOS
Presión	Hasta 10.000 psi
Temperatura Ambiente	Hasta 70 °C

Humedad Relativa	Hasta 95%	
Temperatura de Operación	Hasta 80°C	
Viscosidad del Líquido	Hasta 25.000cP	
Contenido de Sales	No es afectado por efectos dieléctricos y/o cambios en la salinidad del fluido	
Contenido de Arenas	No se ve afectado por el contenido de arena del crudo	
Max. Caída de presión	Max de 10psi	
Precisión	Flujo de líquido	2 % /Repetibilidad 0,2%
	Flujo de gas	2% /Repetibilidad 0,2%
	Corte de agua	2% para rango máximo 0-100%
Interfaz de comunicación	RS-485/422 simple o redundante (Modbus ASCII/RTU), Ethernet (TCP/IP)	
Requerimiento de Energía	110-2020 VAC/ 60 Hz ó 12-24 VDC	
Montaje	Skid	

El esquema de la figura 4.29, muestra la filosofía del medidor de flujo multifásico, que cuenta con un acondicionador de flujo axial compuesto por tubos concéntricos verticales. La mezcla entra por el tubo interior y es puesta en rotación por un generador de vórtice. Al salir la mezcla de este, se forma una zona central ascendente que esencialmente contiene gas y otra anular exterior descendente que contiene líquido. El gas separado sale por la parte superior de la carcasa, el líquido descende y sale por la parte inferior del AFLOC (*Axial Flow Conditioner*).^[16]

Para la medición del caudal de gas se hace uso de un medidor Vortex, basado en el principio de generación de vórtices. Para medir el líquido, emplea matriz tubular

para fluidos altamente viscosos y complementariamente se emplean tecnologías no invasivas como el corte de agua por microondas y tipo sonar para la medición de gas atrapado en líquido. Finalmente, los fluidos de gas y líquido son recombinados nuevamente en el punto de recombinación, todo este conjunto de instrumento se complementa con un software especializado que permite un análisis completo de los datos y la optimización de los procesos. Este equipo trae como beneficios para la medición multifásica los siguientes:

- Sistema completamente autónomo y configurable a las condiciones de flujo
- No es afectado por los regímenes de flujo
- No hay fuentes nucleares (radiactivas)

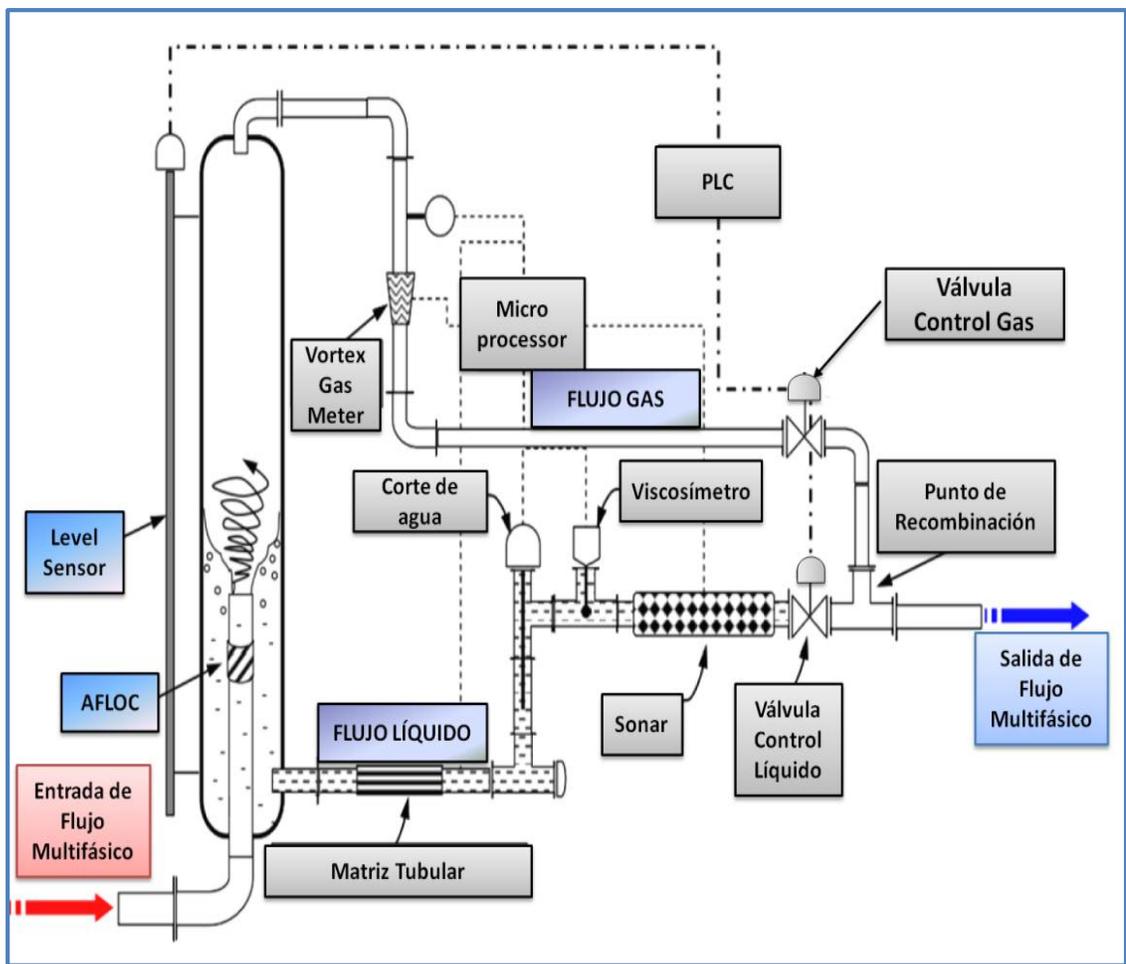


Figura 4. 29: Diagrama del medidor de flujo multifásico Vox-X4^[16]

4.2.2. Yokogawa

Utilizan la serie Rotamass Total Insight (TI), presentada en la figura 4.30, estos medidores destacan por su alta precisión en la medición de líquidos y gases. Estos medidores proporcionan datos en tiempo real de gran confiabilidad, lo que permite una optimización precisa de los procesos industriales y una mejora en la eficiencia operativa. La tabla 4.8 proporciona las especificaciones técnicas detalladas.

- ☒ **Rotamass Prime:** es la versión básica, diseñada para aplicaciones generales de medición de flujo másico y capacidad para manejar fluidos de alta viscosidad. ^[16]
- ☒ **Rotamass Intense:** diseño más robusto y duradero para aplicaciones de alta presión. Por lo tanto, ha sido diseñado para cumplir con los requisitos de seguridad más exigentes. ^[16]
- ☒ **Rotamass Supreme:** está diseñado para aplicaciones críticas como para fluidos criogénicos hasta temperaturas muy altas combinadas con aislamiento de sensores instalados por el cliente o de fábrica y rastreo de calor para servir fluidos de proceso viscosos o fluidos fundidos a altas temperatura. ^[16]

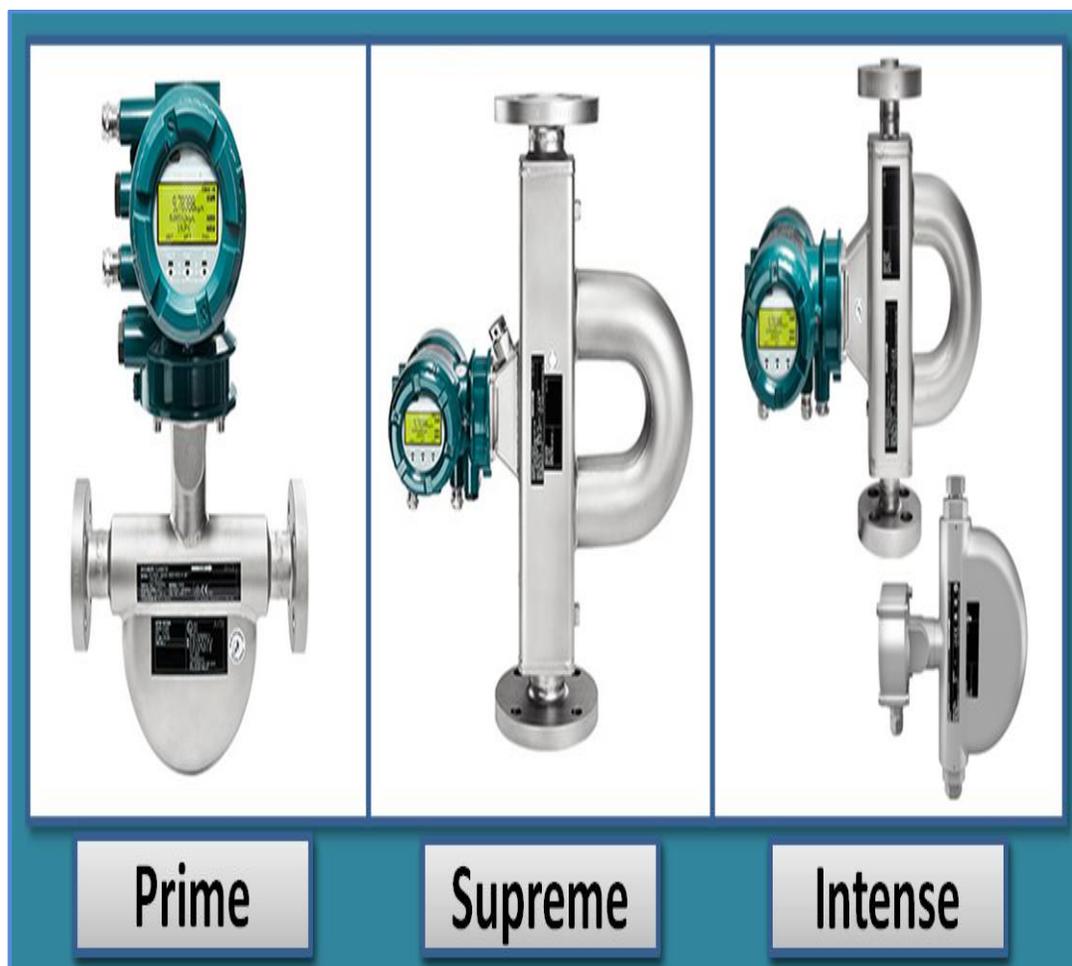


Figura 4. 30: Medidor de flujo multifásico serie Rotamass Total Insight (TI)^[16]

Tabla 4.8: Especificaciones técnicas de los medidores Rotamass Total Insight.^[16]

Parámetros	Rotamass Prime	Rotamass Intense	Rotamass Supreme
Temperatura de Operación	-70 a 200 °C (-94 a 392 °F)	-70 a 150 °C (-94 a 302 °F)	-196 a 350 °C (-321 a 662 °F)

Presión de Operación		100 bar (1450 psi)	Hasta 700 bar (10000 psi)	100 bar o 250 bar (1450 psi o 3626 psi)
Tamaños de línea		DN15 to DN125 3/8 in. a 5 in.	1/4 in. a 2 in.	DN15 to DN125 3/8 in. a 5 in.
Temperatura Ambiente		-40 a 60 °C (-40 a 140 °F)	-40 a 50°C (40 a 122°F)	-40 a 50°C (40 a 122°F)
Humedad Relativa		Hasta 95%	Hasta 95%	Hasta 95%
Interfaz de comunicación		RS-485 (Modbus) ó IEC 61158/61784	RS-485 (Modbus) ó IEC 61158/61784	RS-485 (Modbus) ó IEC 61158/61784
P r e c i s i ó n	Flujo de líquido	± 0.1 %	± 0.1 %	± 0.1 %
	Flujo de gas	± 0.55 %	± 0.50 %	± 0.35 %
	Corte de agua	± 0.1 %	± 0.1 %	± 0.1 %
	Densidad para líquidos	± 0.5 g/l	± 0.5 g/l	± 2.0 g/l

La filosofía de medición de los caudalímetros Rotamass (mostrado en la figura 4.31) se basa en el principio Coriolis, lo que permite determinar con precisión tanto el caudal másico como la densidad del fluido. El tubo por el que circula el fluido es sometido a una vibración controlada. Al medir la fuerza de coriolis resultante ejercida sobre las paredes del tubo por el fluido en movimiento, el instrumento proporciona información precisa sobre la masa del fluido que pasa a través de él en un determinado tiempo.

Además, esta medición de la fuerza coriolis permite determinar de manera indirecta la densidad del fluido. Esto se debe a que la magnitud de la fuerza de coriolis depende de la densidad del fluido en movimiento. Los caudalímetros Rotamass cuentan con sensores de temperatura integrados compensan la variación de temperatura asegurando la precisión de las mediciones en diferentes condiciones.

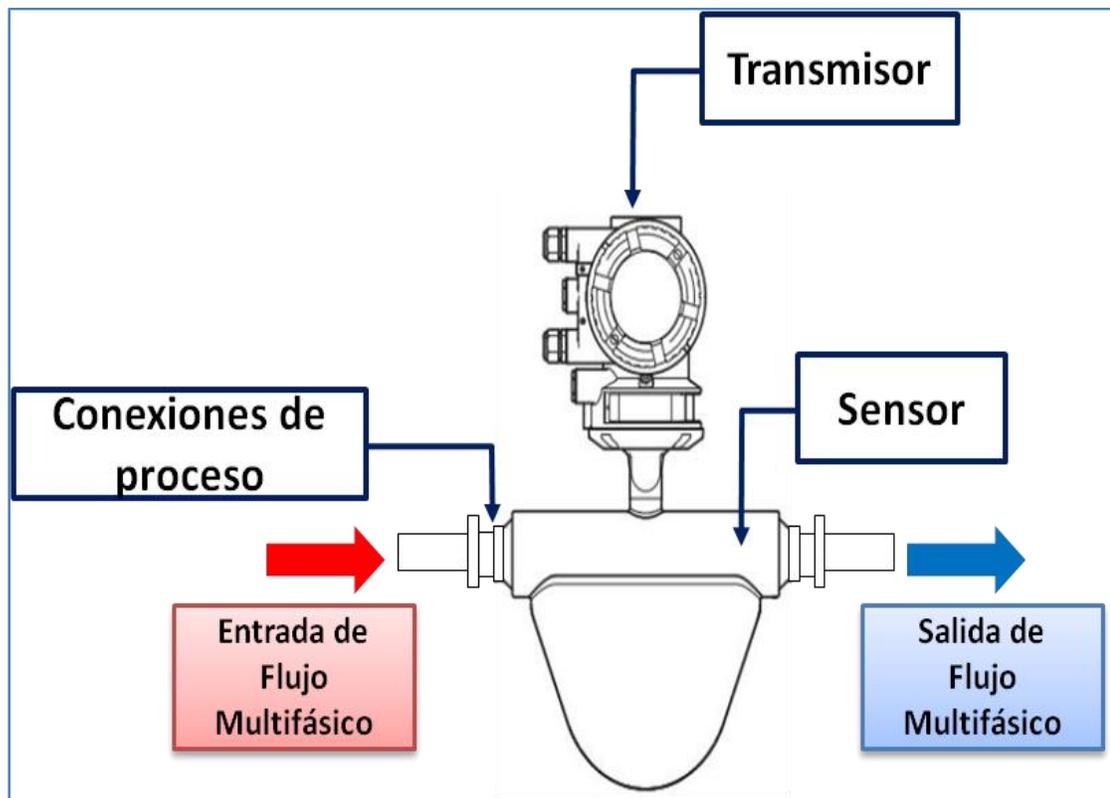


Figura 4. 31: Esquema del caudalímetro Rotamass

En cuanto a los beneficios, estos equipos destacan por su alta precisión y confiabilidad en la medición, lo que permite a los usuarios obtener datos precisos y confiables sobre los flujos de proceso. La siguiente tabla 4.9 muestra en detalle los beneficios y limitaciones de los equipos de Rotamass Total Insight.

Tabla 4.9: Beneficios y limitaciones de los equipos de Rotamass Total Insight.

Equipo	Beneficios	Limitaciones
Rotamass Prime	<ul style="list-style-type: none"> • No emplea ninguna fuente radiactiva • Compatible para el proceso de líquidos en general y fluidos de alta viscosidad 	<ul style="list-style-type: none"> • No compatible para el proceso de líquidos agresivos

Rotamass Intense	<ul style="list-style-type: none"> • Compatible para el proceso de líquidos en general. • No emplea ninguna fuente radiactiva 	<ul style="list-style-type: none"> • Compatible bajo ciertas condiciones para fluidos de alta viscosidad
Rotamass Supreme	<ul style="list-style-type: none"> • Compatible para el proceso de líquidos en general. • No emplea ninguna fuente radiactiva. 	<ul style="list-style-type: none"> • Compatible bajo ciertas condiciones para fluidos de alta viscosidad

4.2.3. AgarCorp Venezuela

Presentan medidores de flujo AGAR series MPFM-50. Estos dispositivos proporcionan mediciones precisas y en tiempo real del crudo, agua y gas simultáneamente, sin necesidad de separación de fases. El MPFM-50 (figura 4.32) está especialmente diseñado para un bajo mantenimiento y facilidad de operación, no requiere calibración de campo ni conocimiento previo de las propiedades del fluido (como la densidad del fluido y la salinidad) para alcanzar las precisiones especificadas. Se muestra en la tabla 4.10, las especificaciones técnicas del MPFM-50.^[17]



Figura 4. 32: MPFM-50^[18]

Tabla 4.10: Especificaciones técnicas del MPFM-50.^[17]

Especificaciones Técnicas	
Rango de funcionamiento	0-100 % WC, 0-100 % GVF
Regímenes de flujo	TODOS

Presión de Operación	Hasta 10.000 PSI	
Temperatura ambiente	-4 °F a 160 °F (-20°C a 70°C)	
Temperatura de Operación	32°F a 212°F (0°C a 100°C)	
Viscosidad del Líquido	0,1-2000cP	
Salinidad	0 a 30% de NaCl en peso (hasta saturación)	
Arena / partículas	Hasta 5% en volumen y menos de 1 mm de tamaño de partícula	
Max. Caída de presión	Menos de 15psi (1 bar)	
Materiales	Estándar: acero inoxidable 316; Hastelloy, y otros materiales disponibles en orden especial; Según ASME B31.1 y B31.3; Aisladores Cerámicos	
Fuente de Alimentación	24 VDC, 110, 2020, 460 VAC	
Requerimiento de Energía	50 voltios	
Interfaz de comunicación	RS485 o RS232 con protocolo MODBUS. Comunicación con conexión Ethernet HTML basado HMI. Soporta cualquier navegador Web	
Precisión	Flujo de líquido	Mejor que $\pm 5\%$
	Flujo de gas	Mejor que $\pm 8\%$
	Corte de agua	Mejor que $\pm 2\%$

La configuración del MPFM-50 se muestra en la figura 4.33, su principio de operación se compone de cuatro subsistemas principales. La mezcla multifásica entre al primer sistema consta de un coriolis diseñado por AGAR para medir con alta precisión el fluido masivo y la densidad. ^[17]

Posteriormente la mezcla pasa por los tubos venturi colocados en serie y en un arreglo vertical ascendente. La colocación de dos medidores venturi en serie permite tomar en cuenta el efecto de la densidad de la mezcla. Por último, el contenido de agua se determina de manera precisa mediante un medidor de corte de agua y todos los datos obtenidos son procesados por un sistema de análisis de datos (DAD) para obtener los caudales individuales de petróleo, gas y agua. En la tabla 4.11 se muestra los beneficios y limitaciones del equipo.

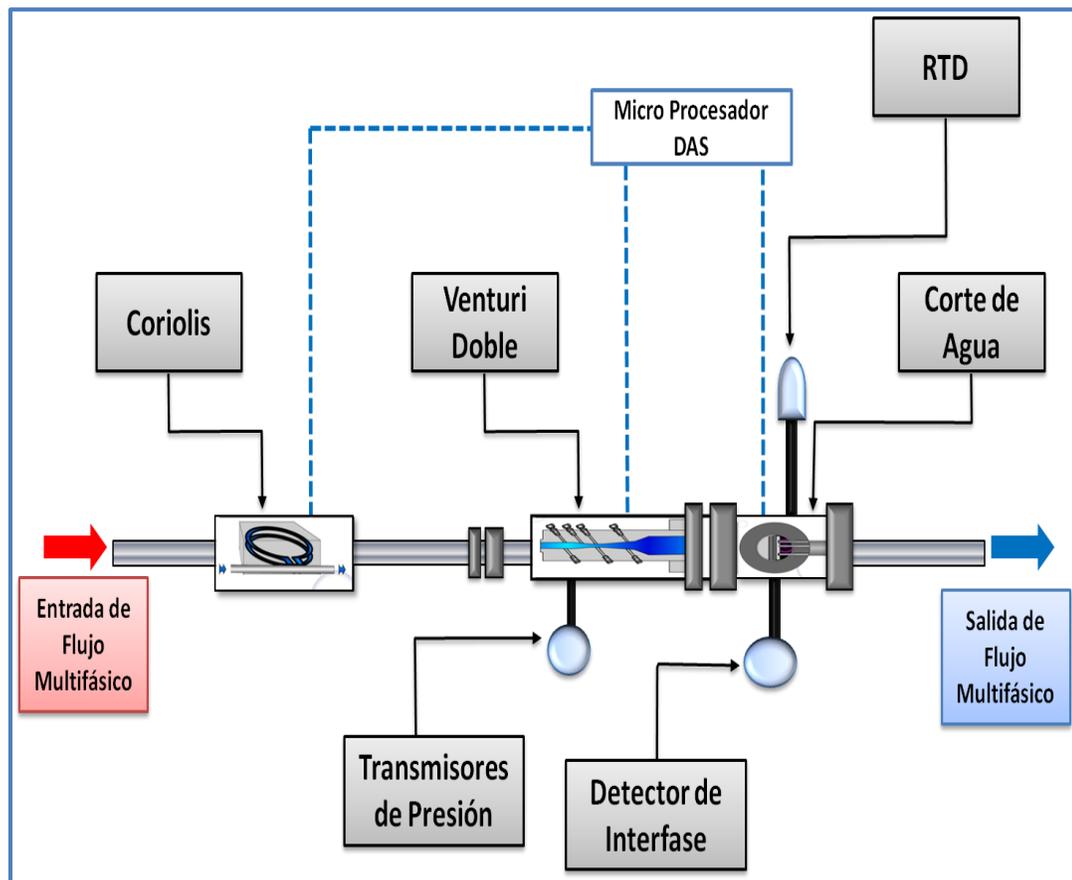


Figura 4. 33: Diagrama del medidor MPFM-50

Tabla 4.11: Beneficio y limitaciones del MPFM-50

Beneficios	Limitaciones
------------	--------------

<ul style="list-style-type: none"> ● No afectado por los regímenes de flujo ● No necesita conocimiento de propiedades del fluido ● Viscosidades altas y bajas ● No hay fuentes nucleares (radiactivas) ● Capacidad de autoverificación ● Interfase de comunicación web 	<ul style="list-style-type: none"> ● Posee un margen de error del 5 % en la medición del flujo líquido. ● Posee un margen de error del 8 % en la medición de flujo de gas.
--	--

4.2.4. Prieto Fiorentini

Ofrece una variedad de medidores de flujo multifásico en línea no intrusivos que proporciona mediciones en tiempo real de los caudales de petróleo, agua y gas. Su tamaño es compacto y tienen bajo consumo de energía. la tabla 4.12, muestra las especificaciones técnicas de los medidores de flujo multifásico series Totem y Flowatch.^[19]

- ☐ **Totem y Totem HS:** modelos Totem (no radiactivos) y Totem HS (radiactivos). La solución más completa, que funciona en todas las condiciones de flujo, independientemente de la composición de las fases (figura 4.34).^[19]
- ☐ **Flowatch 3I y Flowatch HS:** modelos Flowatch 3i (no radiactivos) y Flowatch HS (radiactivos) principalmente para petróleos negros y volátiles. Rango GVF recomendado 0-100 % para Flowatch 3i y 0-100 % para Flowatch HS (figura 4.34).^[19]

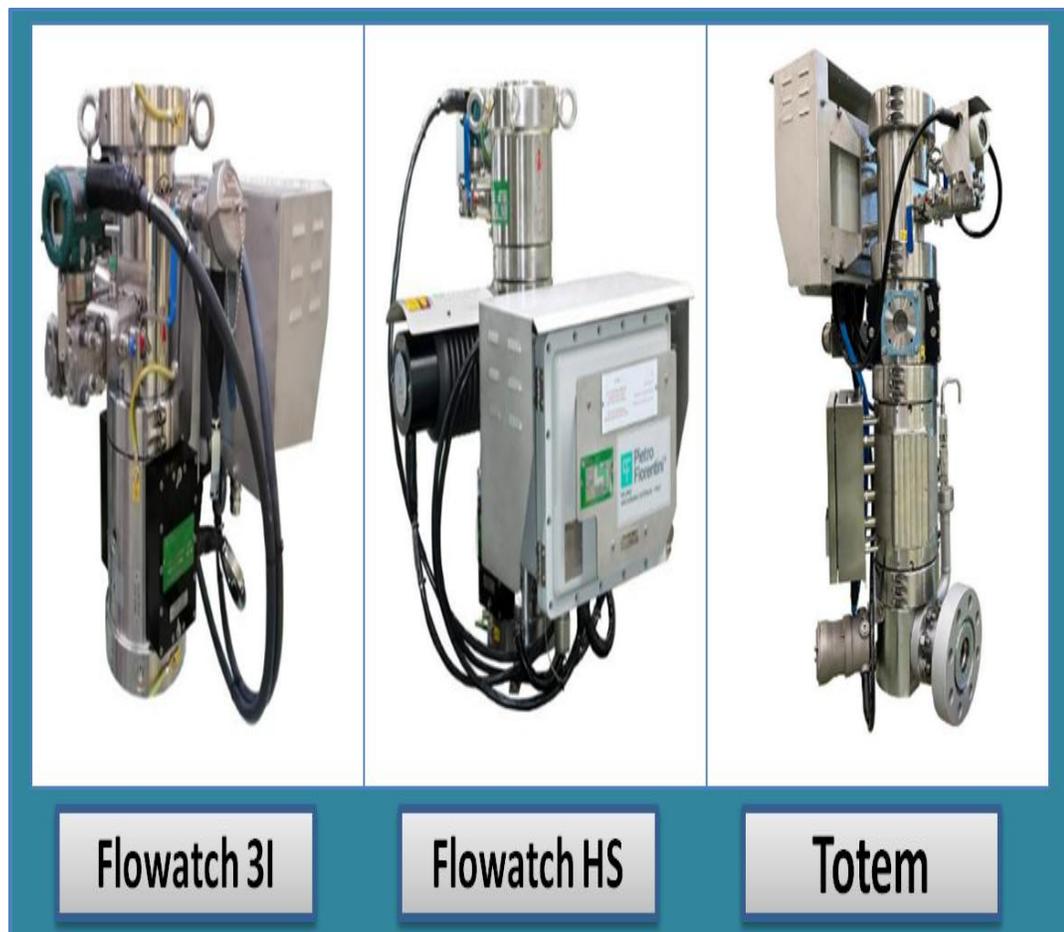


Figura 4. 34: Medidores de flujo multifásico series Totem y Flowatch ^[16]

Tabla 4.12: Especificaciones técnicas de los medidores de flujo multifásico series Totem y Flowatch ^{[18] [19]}

CARACTERÍSTICAS		Totem	Totem HS	Flowatch 3I	Flowatch HS
Rango de funcionamiento		0-100 % WC, 0-100 % GVF		0-100% WC, 0-100% GVF	0-100% WC, 0-100% GVF
Tamaños		2" a 14"		A partir 0,5"	A partir de 1,3"
Tipos de conexión		Bridas, Sujetadas y otras bajo pedido			
Presión de Operación		hasta 5000 psi		hasta 690 bar (10.000 psi)	
Temperatura de Operación		hasta 121 °C		hasta 150 °C	
Caída de presión del medidor		< 1 bar			
Precisión	Flujo de líquido	±1,5%		±3%	3%
	Flujo de gas	±7 %		±7%	5%
	Corte de agua	±4%		±3%	2%
Temperatura ambiente		-46°C / +85°C			
Interfaz de comunicación		RS-485 o RS-422 simple o redundante Protocolos de comunicación Modbus ASCII/RTU --- TCP/IP			
Medición de densidad (sólo para versión radiactiva)		No aplica para Totem y Flowatch 3I Fuente gamma: Cs-137, 30 mCi, vida media 30,1 año Nivel de dosis 0,4µSv/h @1m (fondo natura)			

Los sistemas de los equipos de medición multifásica de Pietro Fiorentini constan de varios módulos avanzados, cada uno tiene un principio de medición diferente y está dedicado a medir uno o más parámetros de flujo específicos. El primer módulo consta de la tecnología venturi que se basa en la generación de una presión diferencial proporcional al caudal y la densidad de la mezcla, posteriormente el módulo de impedancia donde implementan sensores de permitividad y conductividad en serie para calcular el contenido de agua y gas. Un tercer módulo para el cálculo de la velocidad (figura 4.35, figura 4.36, figura 4.37 y figura 4.38). Existe un módulo Gama implementado para la medición de la densidad mixta y para determinar el GVF a alta frecuencia. Este módulo solo es para modelo radiactivo como son el Totem HS (figura 4.36) y Flowatch HS (figura 4.38).

Solo los modelos Totem (figura 4.35) y Totem HS (figura 4.36) tienen un módulo que proporciona una medición del corte de agua que no se ve afectada por las zonas de transición ni la salinidad. Finalmente, la computadora de flujo procesa los datos adquiridos de los diferentes módulos y sensores para calcular de los caudales de petróleo, agua y gas. La tabla 4.13, muestra las especificaciones de los medidores de flujo multifásico series Totem y Flowwatch

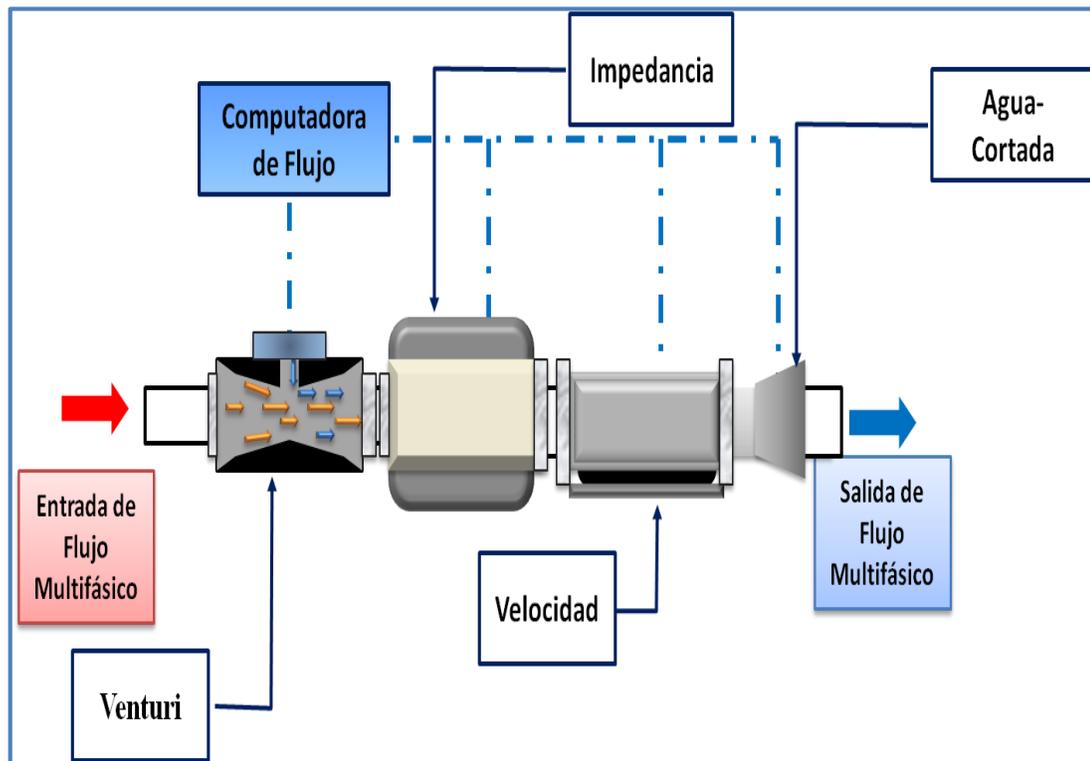


Figura 4. 35: Diagrama del medidor Totem

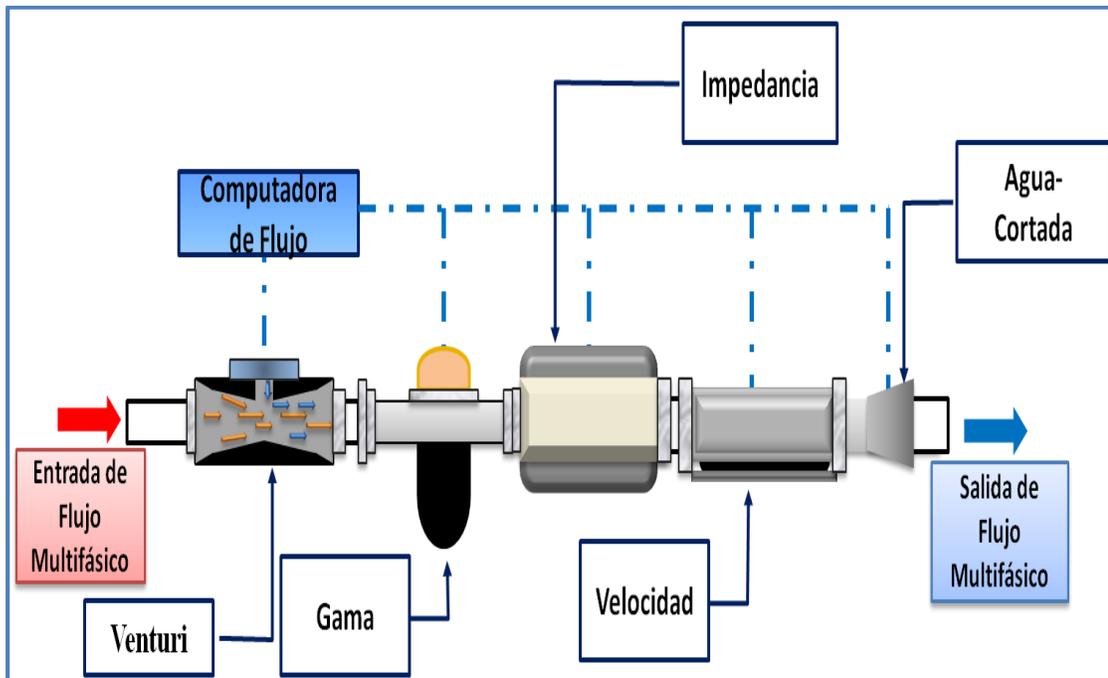


Figura 4. 36: Diagrama del medidor Totem HS

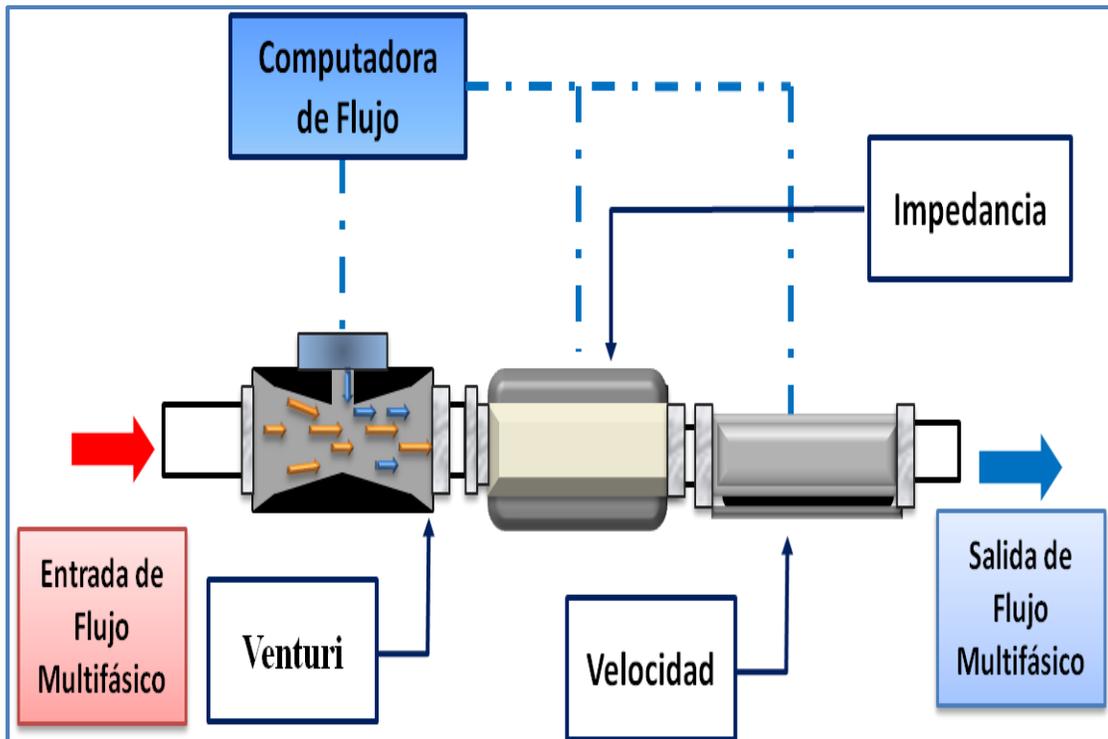


Figura 4. 37: Diagrama del medidor Flowatch 3I

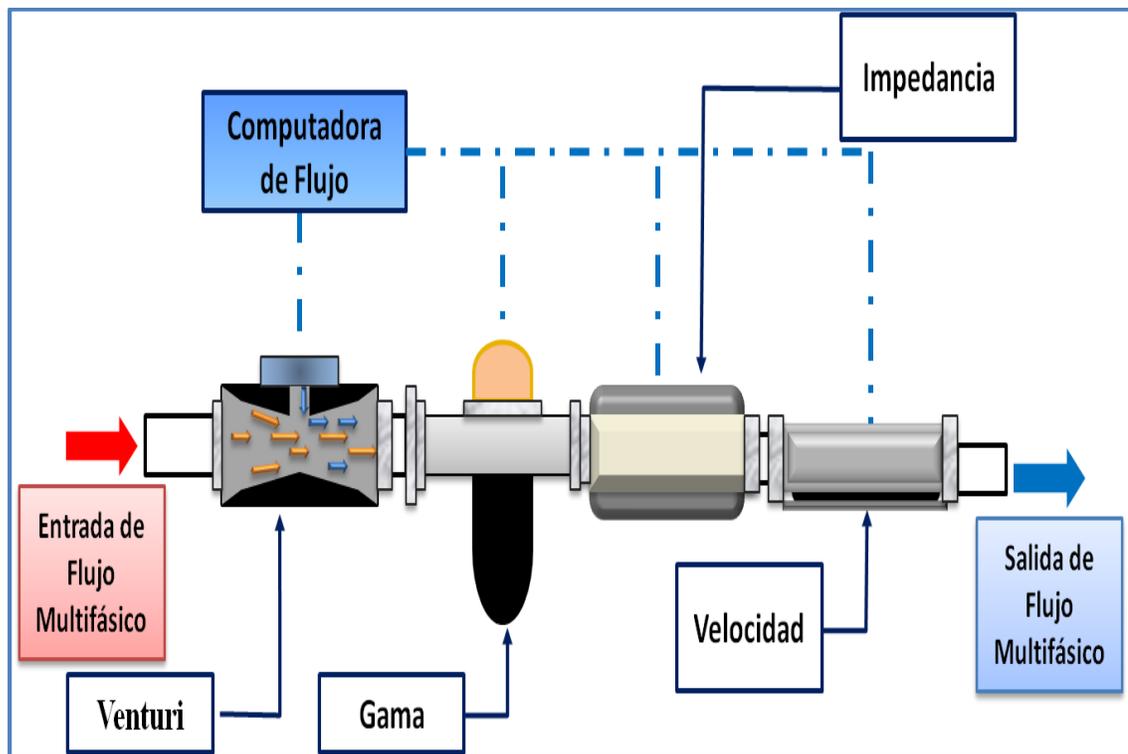


Figura 4. 38: Diagrama del medidor Flowwatch HS

Tabla 4.13: Beneficios y limitaciones de los medidores de flujo multifásico series Totem y Flowwatch

Beneficios	Limitaciones
<ul style="list-style-type: none"> ● Lo modelo Totem y Flowwatch no emplea fuente radiactiva ● Como no hay piezas móviles, el MPFM requiere poco mantenimiento ● Los modelos HS, miden la densidad del flujo 	<ul style="list-style-type: none"> ● Los medidores Totem HS y Flowwatch HS, emplean fuente radiactiva ● Posee un margen de error entre el 5 % y el 7 % en la medición del flujo de gas ● Muchos de sus repuestos son importados

4.3. Selección de la tecnología de medición multifásica para el proceso de producción en la Macolla A

Se realizó una evaluación exhaustiva de 9 medidores multifásicos en función a los 15 parámetros distribuidos en tres (3) grupos de criterios (tabla 4.14) con el objetivo de seleccionar el equipo más adecuado para la medición de producción de la Macolla A.

Tabla 4.14: Parámetros de cada criterio; Gerencia de Producción

CRITERIO		PARÁMETROS	
T	Temperatura		32°F a 212°F (0°C a 100°C)
	Presión		Hasta 300 PSI.
	Max. Caída de presión		15 psi
	Viscosidad		7000 cP
	WC		0-100 %
	GVF		0-100 %
	Precisión	Flujo de líquido	± 1 %
		Flujo de gas	± 3 %
		Corte de agua	± 1 %
D	Patrones de flujo		TODOS
	Interfaz de comunicación		Protocolo Modbus y puerto comunicación serial RS232 y un puerto RS485

	Montaje	Patín o Skind
	Materiales de Construcción	No debe ser construido bajo componentes radioactivos y capaz de almacenar datos históricos
A	Temperatura	32°F a 158°F (0°C a 70°C)
	Humedad	Min. 74% Max. 90%

Se asignó una ponderación específica a cada criterio, considerando las necesidades particulares de medición de la Macolla A. Esta ponderación se determinó mediante una comparación detallada de los criterios, priorizando aquellos más relevantes para el objetivo del estudio. La figura 4.39 muestra la distribución de los pesos asignados, tanto en números enteros como en porcentaje. Como se puede notar los criterios técnicos y de diseño, representan la mayor puntuación, con 18 puntos y 14 puntos, respectivamente.

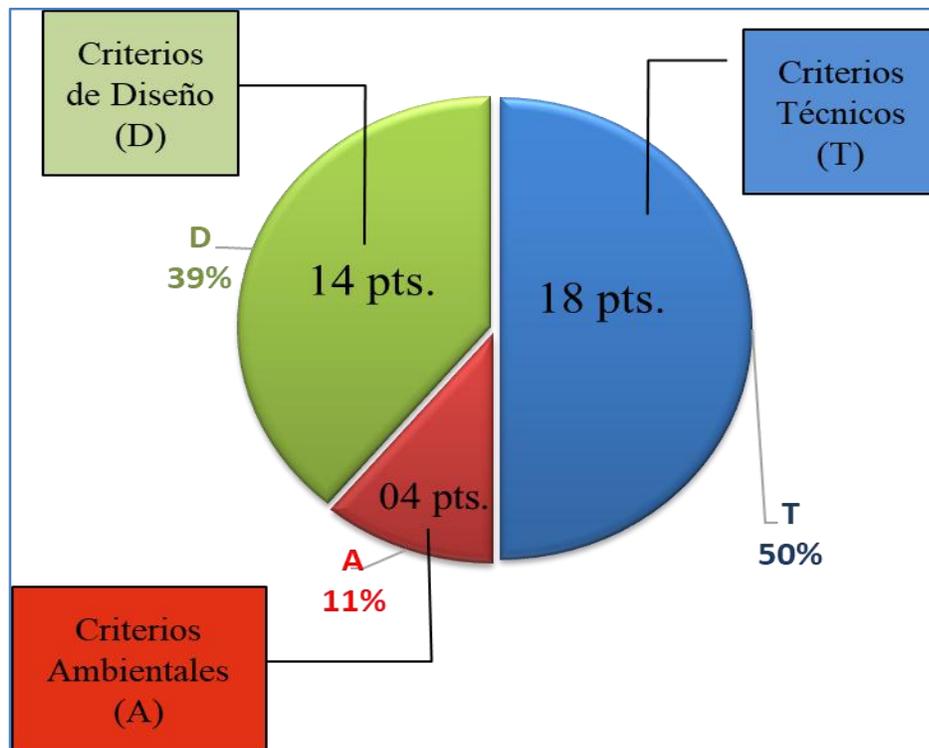


Figura 4. 39: Ponderación de los criterios

La figura 4.40 presenta la puntuación obtenida de cada una de las tecnologías disponibles, la cual se determinó mediante un análisis exhaustivo y detallado de las especificaciones técnicas de los equipos (presentada en la tabla 4.7, tabla 4.8, tabla 4.10 y tabla 4.12) en comparación con los requisitos específicos necesarios para la medición de producción de la Macolla A (especificados en la tabla 4.14). Los resultados detallados de la puntuación individual obtenida por cada uno de los equipos evaluados se encuentran documentados y disponibles en el Anexo A.

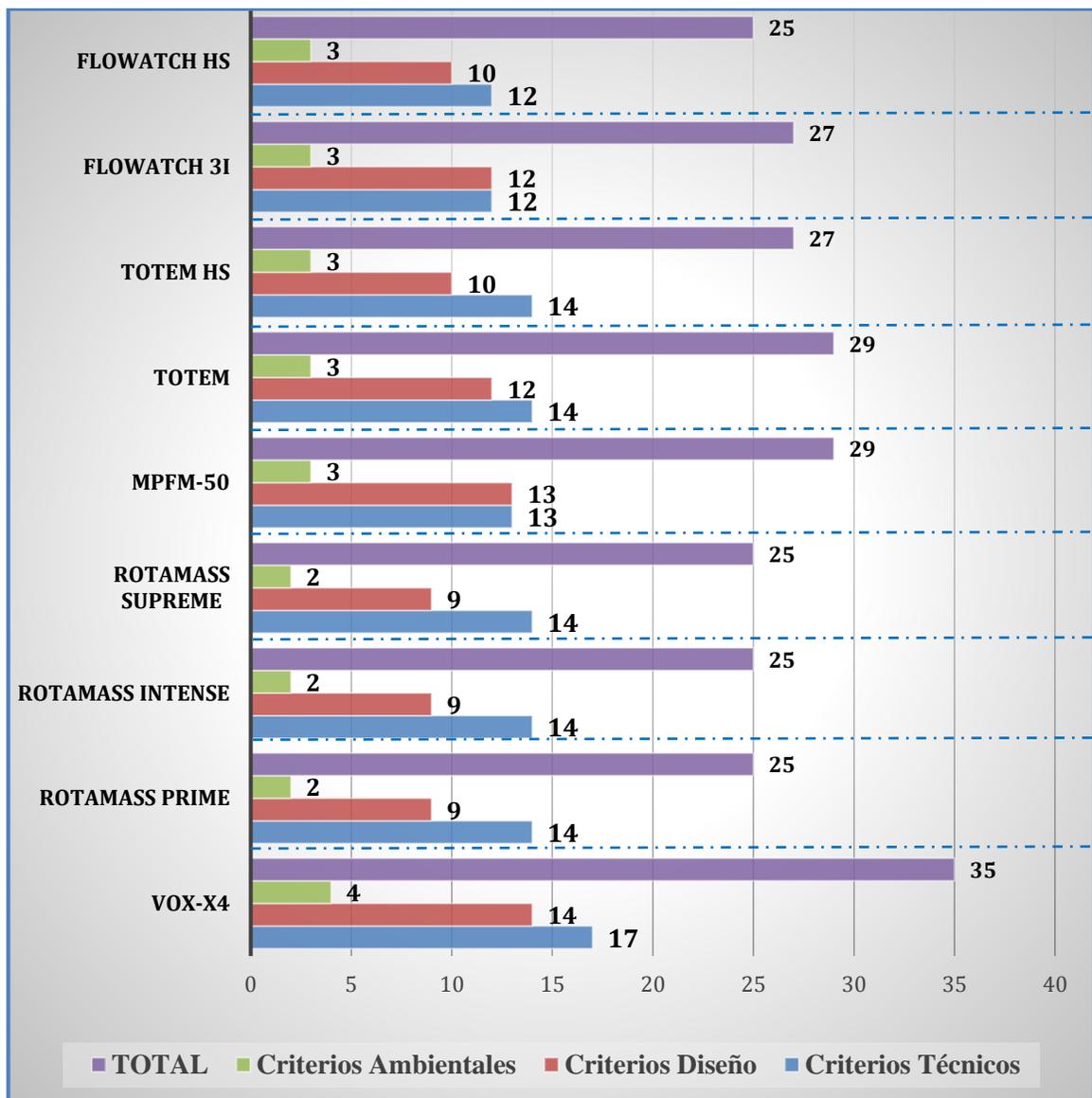


Figura 4. 40: Puntuación de las diferentes tecnologías de medición multifásica

La figura 4.41, presenta los resultados de la evaluación de los equipos, expresados como un porcentaje de compatibilidad con los requisitos. Se observa una variabilidad significativa en el desempeño, con el equipo Vox Analyzer destacándose al alcanzar un 97% de cumplimiento. Por el contrario, los equipos Rotamas Total Insight de Yokogawa obtuvieron un puntaje promedio de 69%.

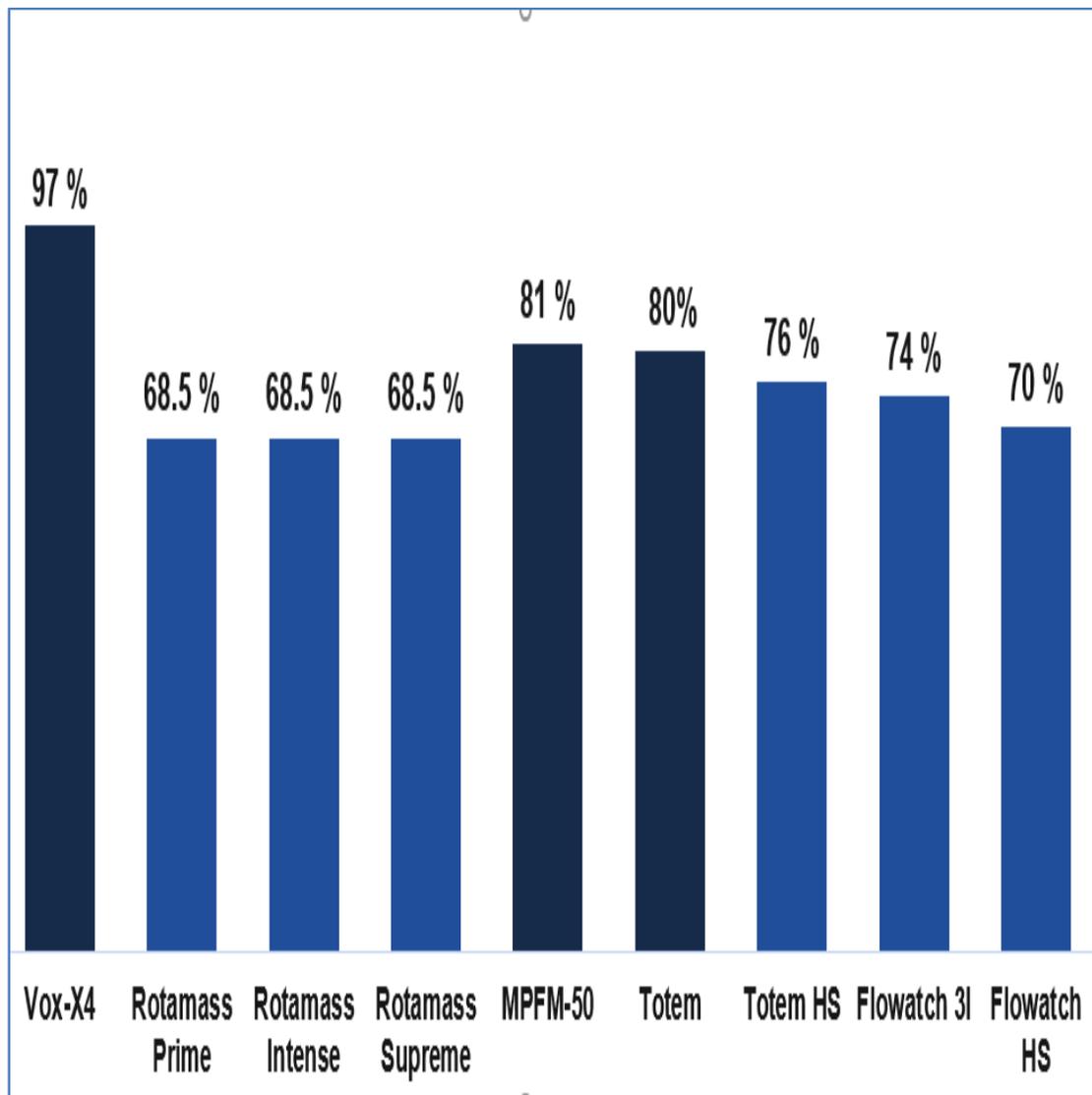


Figura 4. 41: Resultados de la matriz de evaluación

De acuerdo con los rangos de valores para la clasificación establecidos en la tabla 3.8; se muestra en la tabla 4.15 que seis (6) equipos de medición multifásica entra en la clasificación de aplicables, pero no factibles y tres (3) tecnologías clasificaron como aplicables y factibles para su implementación, los cuales son los siguientes:

1. Vox- X4, de la empresa Vox Analyzer, con una puntuación de 35 que equivale al 97%, siendo el equipo con mayor compactibilidad a usar como MFM.

2. MPFM-50, de la empresa AgarCorp Venezuela, con una puntuación de 30 que equivale al 82%.
3. Totem, de la empresa Pietro Fiorentini, con una puntuación de 29 que equivale al 80%

Tabla 4.15: Clasificación final de los medidores multifásico

Clasificación		N° de Tecnología	Medidor Multifásico	Empresa
80-100 %	APLICABLE Y FACTIBLE	3	Vox-X4	Vox Analyzer
			MPFM-50	AgarCorp Venezuela
			Totem	Pietro Fiorentini
50-80%	APLICABLE PERO NO FACTIBLE	6	Rotamass Prime	Yokogawa
			Rotamass Intense	
			Rotamass Supreme	
			Totem HS	Pietro Fiorentini
			Flowatch	
			Flowatch HS	

Considerando la importancia de la precisión y la compatibilidad para garantizar la calidad de las mediciones, se reafirma la elección del Vox-X4 como la opción más adecuada para la Macolla A. Este equipo destaca por su compactibilidad, lo que facilita su implementación y mantenimiento en el sitio de operación. Además, su elevada puntuación en los criterios asegura que cumpla con los requisitos específicos del proyecto, brindando confiabilidad y precisión en las mediciones de producción.

Finalmente, en la figura 4.42, se muestra el diseño preliminar en campo del proceso de medición de flujo en la Macolla A

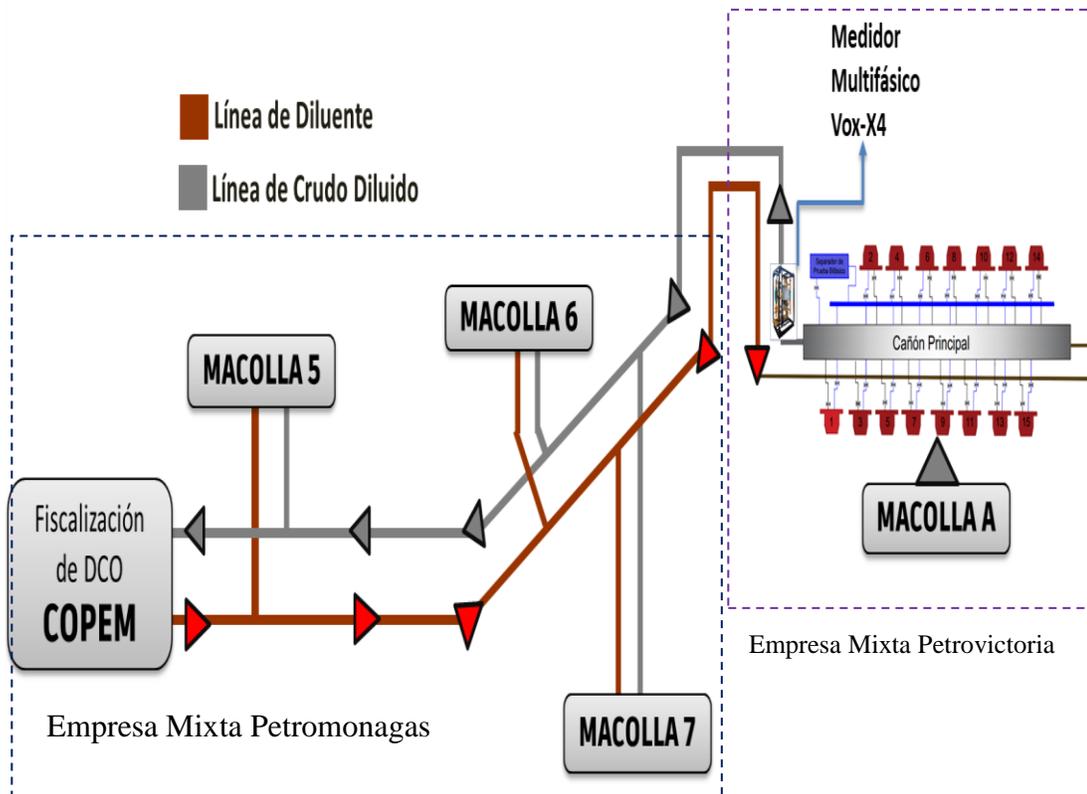


Figura 4. 42: Diseño preliminar de medición y recolección de producción de la Macolla A

CONCLUSIONES

1. Se selecciono el equipo Vox-X4 para el manejo de la producción de la Macolla C2N-A por su precisión, confiabilidad y diseño compacto, facilitando su implementación y mantenimiento.
2. Los pozos CHV-01, CHV-03 ubicados en el yacimiento OFIMS CNX18 y los pozos CHV-11, CHV-12, CHV-14, CHV-10, CHV-04 y CHV-02 ubicados en el yacimiento OFIMS CNX20, se distinguen por su alta productividad.
3. Se describieron nueve opciones tecnológicas de medición multifásica, cada una con distintos sistemas y principios de operación, para la medición de crudo con o sin separación de fases, incluyendo tecnologías que van desde la implementación de medidores Coriolis hasta el uso de fuentes radiactivas.
4. La evaluación estableció las opciones aplicables para la cuantificación de la producción de la Macolla C2N-A, fueron los equipos Vox-X4, MPFM-50 y Totem.

RECOMENDACIONES

1. Implementar el medidor multifásico Vox-X4 en la Macolla A para cuantificar la producción.
2. Realizar análisis económico asociados a la adquisición, instalación y operación de la tecnología seleccionada (Vox-X4).
3. Desarrollar modelos de simulación para cada una de las opciones de medición multifásica que resultaron aplicables y factibles según la matriz de evaluación.

BIBLIOGRAFÍA

1. Emx. Petrovictoria, S.A. **“Plan De Construcción Y/O Adecuación De Las Unidades De Medición Fiscal De Crudo Y Gas”**. Informe, presentado en PDVSA, (2024).
2. Acosta, L y Atuesta, J. **“Análisis De Tecnologías De Medición Multifásica Aplicables Para Pruebas De Producción En Crudos Extrapesados”**. Tesis de Grado. Universidad Industrial De Santander, Facultad De Ingenierías Físicoquímicas. Bucaramanga, Colombia (2018).
3. Atkinson, I y Colaboradores **“Un Nuevo Horizonte en Mediciones de Flujo Multifásico”** (Publicación) Revista Oilfield (2005).
4. CVP y Rosneft. **“Anexo H; Plan De Desarrollo Áreas Carabobo 2 Norte y Carabobo 4 Oeste”**. Caracas, Venezuela (2012).
5. Emx. Petrovictoria, S.A. **“Memoria Descriptiva Avance Plan De Desarrollo”**. Informe, presentado en PDVSA, (2022).
6. PDVSA. **“Producción”**. Venezuela, Colección de Soberanía Petrolera
7. Rodríguez, J. R., **“Ingeniería Básica De Yacimiento”**. Anzoátegui, Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui (2007).
8. Chacín, N., **“Bombeo de Cavidad Progresiva”**. Anzoátegui, Programa de Adiestramiento (2003)
9. PDVSA, **“Volumen 3: Normas Técnicas para la Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos”** Filial de Petróleos de Venezuela. Venezuela. (2001)

10. González, N. **“Diseño de la Infraestructura de Superficie para la Producción de los Campo Bare (Este) y Cariña Pertenecientes al Bloque Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco”**, Tesis de Grado, Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui, Venezuela (2011)
11. Herrera, J. **“Ingeniería De La Perforación De Pozos De Petróleo Y Gas”**. Laboratorio de innovación en Tecnologías Mineras, Segunda Edición, Madrid. (2020).
12. **Guilarte, M. “Determinación de gradientes de presión para el estudio del comportamiento de una línea de flujo multifásico mediante el empleo de correlaciones en tuberías horizontales e inclinadas”**. Tesis de Grado, Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui, Venezuela (2011)
13. Guerra, O. **“Fundamentos Teóricos Del Procesamiento De Hidrocarburos”**. Trabajo de Ascenso Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui, Venezuela (2007).
14. Dahl, A. **“Handbook of Multiphase Flow Metering”**. The Norwegian Society for Oil and Gas Measurement Revision 2, (2005)
15. Vox Analyzer. **“MFM VOX - X4”**. Presentación de Vox Analyzer, Venezuela (2024)
16. Yokogawa. **“Rotamass Total Insight Caudalímetros máxicos y densímetros Coriolis”** [hHTTPs://www.yokogawa.com/sa-es/solutions/products-anser vices/measurement/field-instruments-products/flow-meters/coriolis-flow-meters/rotamass-total-insight-coriolis-mass-flow-and-densitymeters/#](https://www.yokogawa.com/sa-es/solutions/products-anser-vices/measurement/field-instruments-products/flow-meters/coriolis-flow-meters/rotamass-total-insight-coriolis-mass-flow-and-densitymeters/#Details_Product-Introduction_Overview) **Details Product-Introduction Overview** consultado el 01 de Agosto de 2024.
17. Corporación Agar **“Medición y Control de Procesos de MFM-50”**. Presentación de AgarCorp Venezuela (2001)

18. Shani, B “**Case Studies in Non-Nuclear Multiphase Flow Meters Well-Testing Applications in Alberta’s Oil Sands, Niobrara, Bakken and Eagle Ford Basins**”. Houston, Texas (2017).
19. **Pietro Fiorentini**. “**TOTEM**” <https://www.fiorentiniusa.com/es/soluciones/productos/medici3n-de-flujo-multifasico/mf-tote/> consultado el 23 de agosto de 2024

ANEXO A**MATRIZ DE EVALUACIÓN DE LAS DIFERENTES
TECNOLOGÍAS DE MEDICION MULTIFASICA**

Tabla A.1: Matriz de Evaluación de Criterios Técnicos

EMPRESAS		Vox-Analyzer	Yokogawa			AgarCorp	Pietro Fiorentini			
PARÁMETROS		Vox-X4	Rotamass Total Insight (TI)			MPFM-50	Totem	Totem HS	Flowatch 3I	Flowatch HS
			Prime	Intense	Supreme					
Temperatura 32°F a 212°F (0°C a 100°C)		2	2	2	2	2	2	2	2	2
Presión Hasta 300 PSI.		2	2	2	2	2	2	2	2	2
Max. Caída de presión 15 Psi		2	1	1	1	2	2	2	2	2
Viscosidad 7000 cP		2	1	1	1	1	2	2	2	2
Rango de funcionamiento	0-100 % WC	2	1	1	1	2	2	2	2	2
	0-100 % GVF	1	1	1	1	2	2	2	2	2
Precisión	Flujo de líquido ± 1 %	2	2	2	2	0	0	2	0	0
	Flujo de gas ± 5 %	2	2	2	2	0	0	0	0	0
	Corte de agua ± 1 %	2	2	2	2	2	2	0	0	2
TOTAL	18 pts	17	14	14	14	13	14	14	12	12

Tabla A.2: Matriz de Evaluación de Criterios de Diseño

EMPRESAS	Vox-Analyzer	Yokogawa			AgarCop	Pietro Fiorentini			
PARÁMETROS	Vox-X4	Rotamass Total Insight (TI)			MPFM-50	Totem	Totem HS	Flowatch 3I	Flowatch HS
		Prime	Intense	Supreme					
Todos los patrones de flujo	2	1	1	1	2	1	1	1	1
Montaje Patin o Skind	2	0	0	0	2	2	2	2	2
Ser resistente a la corrosión	2	2	2	2	1	1	1	1	1
No debe ser construido bajo componentes radioactivos	2	2	2	2	2	2	0	2	0
Interfaz de comunicación Protocolo Modbus.	2	1	1	1	2	2	2	2	2
Debe tener disponible un puerto comunicación serial RS232 y un puerto RS485	2	1	1	1	2	2	2	2	2
Capaz de almacenar datos históricos	2	2	2	2	2	2	2	2	2
TOTAL: 14 pts	14	9	9	9	13	12	10	12	10

Tabla A.3: Matriz de Evaluación de Criterios Ambientales

EMPRESAS	Vox-Analyzer	Yokogawa			AgarCorp	Pietro Fiorentini			
PARÁMETROS	Vox-X4	Rotamass Total Insight (TI)			MPFM-50	Totem	Totem HS	Flowatch 3I	Flowatch HS
		Prime	Intense	Supreme					
Temperatura 32°F a 158°F (0°C a 70°C)	2	0	0	0	2	2	2	2	2
Humedad Relativa Min. 74%--Max. 90%	2	2	2	2	1	1	1	1	1
TOTAL 4 pts	4	2	2	2	3	3	3	3	3

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

TÍTULO	“Evaluación de la factibilidad técnica para la aplicación de tecnologías de medición multifásica para pruebas de producción de la macolla a del bloque c2n, división Carabobo de la faja petrolífera del Orinoco”
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES)

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CVLAC / E_MAIL
Malaver R., Emely del C	ORCID: E_MAIL: emelymalaverrojas@gmail.com

PALABRAS O FRASES CLAVES:

Evaluación
Pozo
macolla
extrapesado
dikuyente
Flujo multifasico
Medidor multifasico
Factor de campo
parametros
matriz

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUBÁREA
Escuela de ingeniería y ciencias aplicadas	Ingeniería de petróleo

RESUMEN (ABSTRACT):

El bloque Carabobo 2 Norte (C2N) es explotado por la empresa mixta Petrovictoria, la cual tiene 15 pozos horizontales activos. La producción de petróleo fluye a través de facilidades de línea desde Macolla A hasta Macolla 7 en custodia de Emx. Petromonagas S.A. A su vez, es transferida a las instalaciones del Centro Operativo de Petromonagas (COPEM) para su reconocimiento y fiscalización diaria. De manera que la producción de ambas empresas fluye por una misma línea de flujo, sin medidores que cuantifique la producción de crudo de la Macolla A. El objetivo principal de este proyecto es evaluar la viabilidad técnica de la aplicación de tecnologías de medición multifásica en las pruebas de producción de la Macolla A. Para lograrlo, se identificaron los pozos con mayor índice productivo, basados en un análisis del modelo geológico de los yacimientos y los historiales de producción asociados a la Macolla C2N-A. Posteriormente, se realizó una investigación exhaustiva para describir las opciones tecnológicas de medición multifásica. Se presentaron tablas y esquemas que detallan aspectos técnicos, condiciones operativas y ambientales, características físicas y principios de funcionamiento de los equipos ofrecidos por las empresas Vox Analyzer, Yokogawa, AgarCorp Venezuela y Pietro Fiorentini. En total, se evaluaron nueve equipos de medición multifásica mediante una matriz de evaluación que combinó aspectos cuantitativos y cualitativos, con el fin de identificar la alternativa más adecuada para el proceso de producción en la Macolla A y su posterior implementación en el Bloque C2N. Como resultado, se determinó que seis equipos eran aplicables, pero no factibles, mientras que tres tecnologías destacaron por su aplicabilidad y factibilidad: el Vox-X4 de Vox Analyzer, el MPFM-50 de AgarCorp Venezuela y el Totem de Pietro Fiorentini. De estos, el equipo Vox-X4 de Vox Analyzer sobresale con una compactibilidad del 97%, asegurando el cumplimiento de los requisitos específicos del proyecto y brindando confiabilidad y precisión en las mediciones de producción.

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO:**

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
Gelson Carpio	ROL	CA	AS	TU X	JU
	ORCID:				
	E_MAIL	Gelsonjcarpio@hotmail.com			
	E_MAIL				
Benito Romero	ROL	CA	AS	TU X	JU
	ORCID:				
	E_MAIL	btoromero@gmail.com			
	E_MAIL				
Alicia Da Silva	ROL	CA	AS	TU X	JU
	ORCID:				
	E_MAIL	Aliciamds01@gmail.com			
	E_MAIL				
Lorenzo Arditi	ROL	CA	AS	TU X	JU
	ORCID:				
	E_MAIL	lorenzoarditi@gmail.com			
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

AÑO 2025	MES 05	DÍA 29
--------------------	------------------	------------------

LENGUAJE: SPA

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO:**

ARCHIVO (S):

NOMBRE DEL ARCHIVO	TIPO MIME
NAZTTG_MRED2025	Aplicación/Microsoft Word

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS:

ALCANCE

ESPACIAL: Gerencia de Producción/ EM Petrovictoria S.A (Puerto la Cruz)

TEMPORAL: 6 Meses

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniería de Petróleo

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Petróleo

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente / Núcleo de Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
CONSEJO UNIVERSITARIO
RECTORADO

CUN°0975

Cumaná, 04 AGO 2009

Ciudadano
Prof. JESÚS MARTÍNEZ YÉPEZ
Vicerrector Académico
Universidad de Oriente
Su Despacho

Estimado Profesor Martínez:

Cumplo en notificarle que el Consejo Universitario, en Reunión Ordinaria celebrada en Centro de Convenciones de Cantaura, los días 28 y 29 de julio de 2009, conoció el punto de agenda "SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN PARA PUBLICAR TODA LA PRODUCCIÓN INTELLECTUAL DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL DE LA UDO, SEGÚN VRAC N° 696/2009".

Leído el oficio SIBI - 139/2009 de fecha 09-07-2009, suscrita por el Dr. Abul K. Bashirullah, Director de Bibliotecas, este Cuerpo Colegiado decidió, por unanimidad, autorizar la publicación de toda la producción intelectual de la Universidad de Oriente en el Repositorio en cuestión.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
SISTEMA DE BIBLIOTECA
RECIBIDO POR *[Signature]*
FECHA 5/8/09 HORA 5:20

Comunicación que hago a usted a los fines consiguientes.

Cordialmente,

[Signature]
JUAN A. BOLANOS CUMIEL
Secretario



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

JABC/YGC/maruja

Apartado Correos 094 / Teléf: 4008042 - 4008044 / 8008045 Telefax: 4008043 / Cumaná - Venezuela

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS:

De acuerdo al Artículo 41 del reglamento de trabajo de grado (Vigente a partir del II Semestre 2009, según comunicación CU-034-2009)

“Los trabajos especiales de grado son de la exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de núcleo respectivo, quien lo participara al Consejo Universitario, para su aprobación”.

Malaver, Emely

AUTOR

Carpio, Gelson

TUTOR

Da Silva, Alicia

JURADO

Arditi, Lorenzo

JURADO

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS